



Mars
2018

INTÉGRATION DES ÉNERGIES RENOUVELABLES ET DE RECUPERATION DANS L'INDUSTRIE

À chaque secteur ses solutions

RAPPORT

ADEME



Agence de l'Environnement
et de la Maîtrise de l'Énergie



REMERCIEMENTS

Luc PEZRON, Jean DELOMIER, Françoise MUNCH (L'Oréal)
Jean-Christophe CAVET (Directeur Fromagerie Cavet-Picodons)
Christian WROTECKI (Directeur technique GIE OSIRIS), Dominique DEBOEUF (Directeur Suez Roussillon), Jean DUDOUIT (Directeur TREDI Salaise)
Ludovic LOUCHEZ, Benoit VAN HEMS (Tereos)
Victor BULANT (TRYBA Energy)
Mathieu GUILHAS (Toray CFE)
Edouard DEROUAULT (Papeteries PALM)
Yves STRUB (Directeur général Everbal)
Christophe AUBRY (Ker Noé), Nicolas GOUBET (Directeur technique ENOGIA)
Christian REDL (Bertsch Energy)
Astrid CARDONA-MAESTRO, Nadine BERTHOMIEU, Tristan CARRERE, Robert BELLINI, Manon GERBAUD, Raphaël GERSON (ADEME - Service Réseaux et Energies Renouvelables)
Guillaume BASTIDE (ADEME - Service Mobilisation et Valorisation des Déchets)
Marie APRIL, Simon COUSIN (ADEME - Service Forêt, Alimentation et Bioéconomie)
Marina BOUCHER, Frédéric STREIFF, Thomas GOURDON, Sylvie PADILLA (ADEME - Service Entreprises et Dynamiques Industrielles)
David MARCHAL (ADEME - Directeur adjoint Direction Productions et Energies Durables)
Marie Laure GUILLERMINET (ADEME - Service Economie et Prospective)

CITATION DE CE RAPPORT

ADEME, Marina BOUCHER, Manon GERBAUD, ENEA Consulting, David BARDINA, Suzan HMOUD, Céline HUITRIC, KERDOS Energy, Mehdi GUELLIL, Etienne MARTIN. 2018. Intégration des énergies renouvelables et de récupération dans l'industrie : à chaque secteur ses solutions. Rapport. 148 pages.

Cet ouvrage est disponible en ligne www.ademe.fr/mediatheque

Toute représentation ou reproduction intégrale ou partielle faite sans le consentement de l'auteur ou de ses ayants droit ou ayants cause est illicite selon le Code de la propriété intellectuelle (art. L 122-4) et constitue une contrefaçon réprimée par le Code pénal. Seules sont autorisées (art. 122-5) les copies ou reproductions strictement réservées à l'usage privé de copiste et non destinées à une utilisation collective, ainsi que les analyses et courtes citations justifiées par le caractère critique, pédagogique ou d'information de l'œuvre à laquelle elles sont incorporées, sous réserve, toutefois, du respect des dispositions des articles L 122-10 à L 122-12 du même Code, relatives à la reproduction par reprographie.

Ce document est diffusé par l'ADEME

20, avenue du Grésillé
BP 90406|49004 Angers Cedex 01

Numéro de contrat : 17MAR000418

Étude réalisée pour le compte de l'ADEME par : ENEA Consulting

Coordination technique - ADEME : BOUCHER Marina

Direction/Service : Direction Productions et Energies Durables / Service
Entreprises et Dynamiques Industrielles

TABLE DES MATIERES

Résumé	5
Abstract.....	6
1. Introduction.....	7
1.1. Contexte et enjeux	7
1.2. Objectifs de l'étude.....	11
1.3. Périmètre de l'étude et organisation du rapport	11
2. Cartographie des technologies utilisables pour chaque secteur	14
2.1. Présentation de la cartographie incluant tous les secteurs	14
2.2. Focus par secteur	16
2.2.1. Tous secteurs	16
2.2.2. Équipements et assemblage	16
2.2.3. Fabrication de ciment, chaux et plâtre.....	17
2.2.4. Fabrication de produits en caoutchouc et en plastique.....	18
2.2.5. Fabrication de produits en céramique et en terre cuite	18
2.2.6. Fabrication de textiles.....	19
2.2.7. Fabrication de verre et d'articles en verre	20
2.2.8. Industrie agroalimentaire.....	20
2.2.9. Industrie chimique et pharmaceutique	21
2.2.10. Industrie du papier et du carton	22
2.2.11. Forge et fonderie	22
2.2.12. Raffinage	23
2.2.13. Travail du bois	24
3. Analyse des coûts de production et des forces et faiblesses des EnR&R	25
3.1. Analyse des coûts de production – Vision globale	25
3.2. Coûts de production des technologies de récupération	27
3.2.1. Buées de séchage	27
3.2.2. Condenseurs de groupes froids	28
3.2.3. Fumées de chaudières à vapeur (économiseur simple)	28
3.2.4. Fumées de fours	29
3.2.5. ORC sur récupération de fumées de four	29
3.3. Coûts de production des énergies renouvelables	30
3.3.1. Géothermie Très Basse Énergie (TBE)	30
3.3.2. Solaire thermique	32
3.3.3. Biogaz	33
3.3.4. Biomasse.....	34
3.3.5. Solaire photovoltaïque.....	35
3.3.6. Éolien terrestre	36

3.4.	Forces et faiblesses des technologies de récupération.....	37
3.4.1.	Buées de séchage	38
3.4.2.	Condenseurs de groupe froid	40
3.4.3.	Fumées de chaudières.....	42
3.4.4.	Fumées de four	44
3.5.	Forces et faiblesses des énergies renouvelables	46
3.5.1.	Géothermie Très Basse Énergie (TBE)	46
3.5.2.	Solaire thermique	49
3.5.3.	Biogaz	51
3.5.4.	Biomasse.....	54
3.5.5.	Solaire photovoltaïque.....	56
3.5.6.	Éolien terrestre	59
3.6.	Conclusion	61
4.	Études de cas	63
4.1.	L'Oréal – CAP, Site de Creuzier-le-Vieux (03).....	64
4.2.	SARL Cavet – Picodons, Dieulefit (26)	70
4.3.	Toray CFE – Abidos (64)	76
4.4.	EARL Ker Noé – St-Brandan (22)	81
4.5.	Papeterie Palm – Site de Descartes (37)	86
4.6.	GIE OSIRIS – Plateforme chimique de Roussillon (38).....	92
4.7.	TRYBA – Gundershoffen (67)	98
4.8.	Everbal – Evergnicourt (02)	103
4.9.	Siat Braun – Urmatt (67).....	108
4.10.	Tereos, Site d'Artenay (45)	113
	Annexe 1 – Méthodologie détaillée	118
	Annexe 2 – Présentation des 10 EnR&R étudiées.....	122
	Références bibliographiques	137
	Index des tableaux et figures.....	141
	Sigles et acronymes	144

Résumé

Depuis les années 80, dans un contexte marqué par l'accroissement de la volatilité des coûts des énergies et par une attention grandissante portée au problème du réchauffement climatique, l'industrie s'est progressivement mobilisée afin de mieux maîtriser sa compétitivité énergétique et de réduire son empreinte environnementale. Pourtant, même s'il existe quelques belles réussites, le déploiement des Energies Renouvelables et des technologies de Récupération (EnR&R) est encore trop peu avancé dans ce secteur.

Ainsi, l'ADEME a décidé de réaliser une étude, produite par le cabinet ENEA Consulting, afin d'informer les industriels sur les possibilités offertes par ces technologies. Après un travail de cartographie des technologies disponibles pouvant être mises au service des différents besoins des industriels, l'étude s'est attachée à décrire leurs forces et leurs faiblesses au regard de critères prédéfinis. L'objectif de l'étude était d'identifier les freins à surmonter et les leviers à activer pour faciliter leur développement, tout en étayant les enseignements au moyen de retours d'expériences issus de cas réels.

Ainsi, à la lecture du rapport, le lecteur pourra se rendre compte qu'il existe de nombreuses technologies EnR&R, relativement matures, permettant de produire et d'auto-consommer de l'énergie sur un site industriel, que ce soit de la chaleur ou de l'électricité. Avec l'aide des mécanismes de soutien (CEE, Fonds Chaleur, Appels d'Offre CRE ou autres dispositifs fiscaux), investir sur des EnR&R peut s'avérer rentable sur le long terme dans de très nombreux cas, ces projets permettant par ailleurs de réduire les émissions de CO₂ et de développer une image d'entreprise responsable.

Le lecteur pourra aussi découvrir que, même si les technologies EnR&R ne sont pas forcément faciles à intégrer, ou à exploiter, l'ensemble de ces difficultés (techniques, contractuelles, économiques) peuvent être surmontées. C'est ce que les études de cas ont pu clairement révéler, surtout quand on associe les technologies EnR&R avec les solutions conventionnelles. En effet, alors qu'elles apparaissent implicitement dans une situation de concurrence les unes par rapport aux autres, ces technologies doivent surtout être considérées comme complémentaires les unes des autres, les forces des unes contrebalançant les faiblesses des autres.

Abstract

Since the 1980s, in a context of increasing volatility in energy costs and growing attention to the problem of global warming, industry has gradually mobilized to better control its energy competitiveness and reduce its environmental footprint. However, even if there are some good successes, the deployment of Renewable Energies and Heat Recovery Technologies is still too little advanced in this sector.

Thus, ADEME decided to carry out a study, produced by ENEA Consulting, in order to inform industrial companies about the possibilities offered by these technologies. After mapping available technologies that could be used to meet different needs, the study focused on describing their strengths and weaknesses against predefined criteria. The objective of the study was to identify the obstacles to be overcome and the levers to be activated to facilitate their development, while at the same time supporting the lessons learned through feedback from real-life experiences.

Thus, when reading the report, readers will be able to see that there are many relatively mature technologies available to produce and consume energy on an industrial site, whether heat or electricity. With the help of support mechanisms (“CEE”, “Fonds Chaleur”, CRE Calls for Proposals or other fiscal mechanisms), investing in this kind of technology can prove to be profitable in the long term, since these projects can also reduce CO₂ emissions and develop a responsible corporate image.

The reader can also discover that, even if these technologies are not necessarily easy to integrate or operate, all these difficulties (technical, contractual, economic) can be overcome. This was clearly demonstrated by the case studies, especially when combining these technologies with conventional solutions. Indeed, while they appear implicitly in a situation of competition with each other, these technologies must above all be seen as complementary to each other, with the strengths of one counterbalancing each other's weaknesses.

1. Introduction

1.1. Contexte et enjeux

Selon les chiffres de 2014, après les transports et le secteur résidentiel, l'industrie manufacturière se situe au troisième rang dans la hiérarchie des plus gros consommateurs d'énergie français, avec 19 % de l'énergie finale consommée.

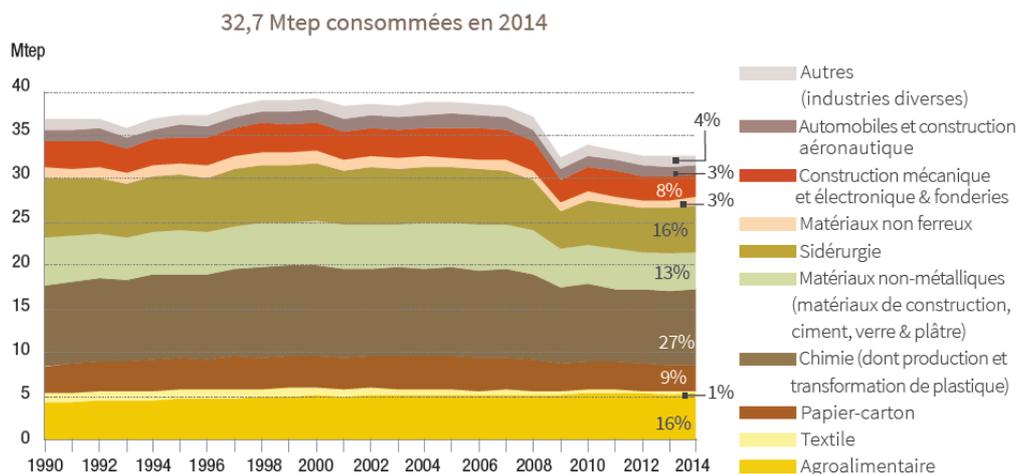


Figure 1 – Consommation d'énergie finale dans l'industrie en France par secteur industriel [1]

Dans un contexte marqué par la volatilité des coûts des énergies et par une attention grandissante portée au problème du changement climatique, l'industrie manufacturière s'est progressivement mobilisée afin de mieux maîtriser sa compétitivité énergétique et de réduire son empreinte environnementale.

A cette fin, dans la foulée d'un contexte réglementaire à la fois incitatif et coercitif, les industriels ont œuvré, et continuent à œuvrer, en agissant sur trois leviers complémentaires :

- **L'amélioration de leur efficacité énergétique :**

Elle permet à un industriel de réduire les besoins en énergie de ses procédés, puis de réduire ses consommations réelles au juste nécessaire, en cherchant à réduire les divers gaspillages. Cela passe en particulier par la mise en œuvre de technologies économes (meilleures techniques disponibles), par un travail sur l'efficacité des méthodes d'exploitation (conduite des installations, ordonnancement, ...), par des actions de sensibilisation et de formation des ressources humaines, par des dispositifs de monitoring de l'usage de l'énergie, et par le déploiement de systèmes de management de l'énergie.

- **La récupération de chaleur fatale :**

Sur un site industriel, certains processus industriels génèrent des pertes de chaleur, alors que d'autres processus consomment de la chaleur. L'intégration thermique consiste à mettre en regard ces sources de chaleur, en particulier les sources de chaleur fatale, avec les différents besoins du site, voire avec les besoins des sites voisins, afin d'en améliorer l'efficacité énergétique. L'investissement dans de telles solutions transforme une perte d'énergie (de chaleur) en un gain énergétique et environnemental. D'une certaine manière, la récupération de chaleur fatale permet d'intégrer un actif de production à empreinte CO₂ nulle.

- **L'intégration d'Énergies Renouvelables (EnR) :**

Il s'agit d'intégrer des actifs de production d'énergie renouvelable en autoconsommation (solaire thermique et/ou photovoltaïque, production de chaleur à partir de biomasse ou de biogaz, géothermie, ...), pour permettre aux industriels de réduire leur empreinte carbone, de diversifier leur mix énergétique et de réduire leur dépendance par rapport aux énergies fossiles, ce qui doit permettre une meilleure maîtrise des budgets liés à l'énergie sur le long terme.

L'Agence Internationale pour les Energies Renouvelables (IRENA) estime que la consommation énergétique industrielle renouvelable mondiale pourrait atteindre entre 15 % et 34% en 2030 [2] [3].

Où en sommes-nous aujourd'hui et que reste-t-il à faire ?

Depuis le tout début des années 80, l'industrie française a réalisé de nombreux efforts pour améliorer son efficacité énergétique. Comme illustration, on peut prendre l'exemple de l'industrie chimique qui a diminué son intensité énergétique de 26 % entre 1990 et 2012, et qui a réduit son intensité environnementale de 39 % sur la même période [1].

Même si de gros progrès ont pu être constatés, ces efforts doivent être poursuivis car d'importantes marges de progrès subsistent, en particulier sur ces 3 leviers que constituent l'efficacité énergétique, la récupération de chaleur fatale de l'usage des énergies renouvelables :

- Le potentiel d'amélioration de l'efficacité énergétique, atteignable d'ici 2035, est évalué à 20%, par la seule application de bonnes pratiques humaines (comportements, méthode d'exploitation des outils industriels, organisation) et des meilleures techniques disponibles [4]
- De plus, selon une autre estimation de l'ADEME, 109,5 TWh de chaleur fatale supérieure à 30°C sont rejetés chaque année dans le secteur industriel, ce qui correspond à 36 % de la consommation en combustibles de l'industrie. La moitié de ce gisement de chaleur, 52,9 TWh, est composé de rejets à haute température, soit à plus de 100°C.

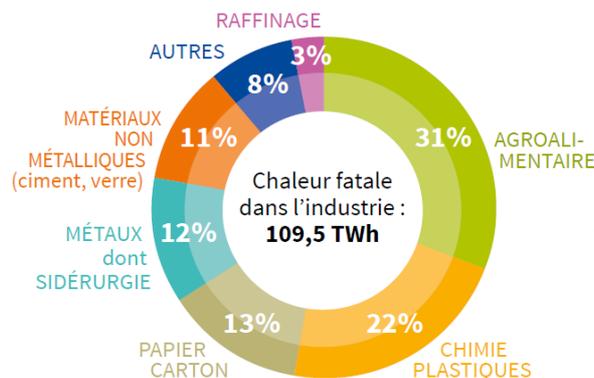


Figure 2 – Gisement de chaleur fatale dans l'industrie [1]

En particulier, seulement 20 % à 40 % de l'énergie consommée dans un four est utile, le reste correspondant à diverses pertes, dont une part pourrait être valorisée par des technologies de récupération de chaleur, notamment celle qui est contenue dans les fumées.

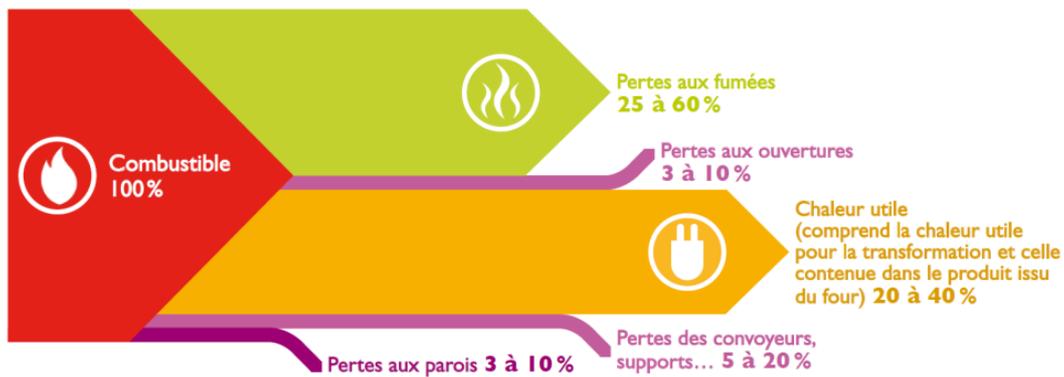


Figure 3 – Bilan thermique, en régime permanent, d'un four à combustible [4]

- Par ailleurs, l'empreinte carbone de l'industrie française reste élevée. Elle résulte d'un mix énergétique composé approximativement de 32 % de gaz naturel, 29 % de charbon et de produits pétroliers et 29 % d'électricité, les énergies renouvelables ne pesant que 6% du total (selon les chiffres clés ADEME 2016).

Les énergies fossiles, qui représentent approximativement 60 % du mix énergétique de l'industrie, ont l'avantage ou l'inconvénient, selon le point de vue adopté, d'être compétitives et relativement faciles à utiliser, ce qui les rend encore très attractives aux yeux des industriels.

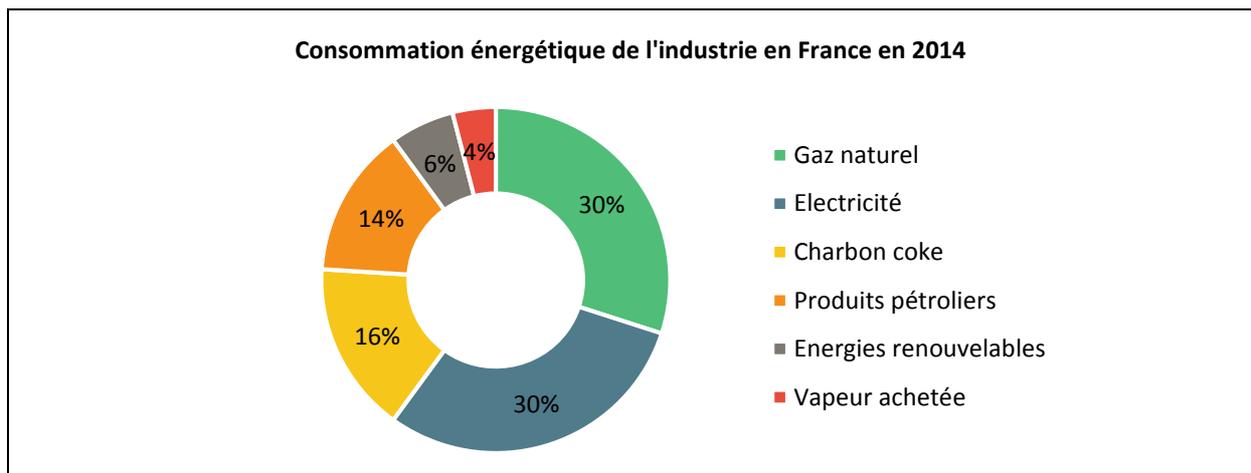
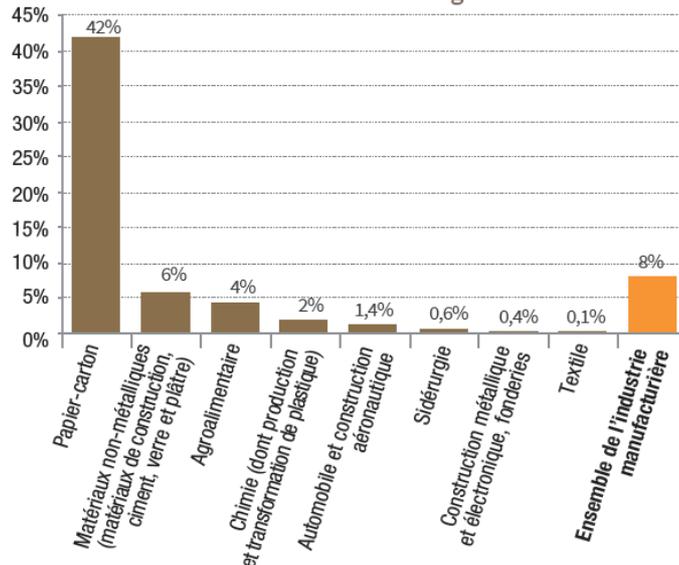


Figure 4 – Répartition de la consommation énergétique dans l'industrie française selon le type de ressource énergétique, 2014, [1]

Pourtant, certains secteurs se sont déjà tournés vers les énergies renouvelables, notamment l'industrie du papier et du carton, les industries textiles, du caoutchouc et du plastique. D'autres, quant à eux, commencent à diversifier leur mix par une meilleure intégration des énergies renouvelables, comme l'industrie agroalimentaire par exemple.

8% de la consommation de combustibles de l'industrie manufacturière étaient d'origine EnR en 2014



Les énergies renouvelables consommées correspondent essentiellement à du bois, de la liqueur noire, du papier, des déchets des industries agroalimentaires, des graisses et farines animales et à du charbon de bois.

* Hors usage matière.

Source : CEREN - « Données statistiques du CEREN » - janvier 2017 (données 2014)
Champ : France métropolitaine

Figure 5 – Part des EnR dans la consommation énergétique de l'industrie en France [1]

Remarque : actuellement, les énergies renouvelables que l'on retrouve dans l'industrie sont principalement liées à la valorisation de la biomasse, en particulier du bois, et à la valorisation de coproduits ou déchets industriels (liqueur noire, papier, graisses et farines animales, autres déchets des industries agroalimentaires [1]), qui sont valorisés par combustion ou méthanisation.

Dans ce cadre, c'est probablement sur le premier levier, celui de l'efficacité énergétique, que l'industrie est la plus avancée, en particulier parce qu'il a été pris en compte dès le premier choc pétrolier, au milieu des années 70. Entre 1990 et 2014, ce secteur a diminué ses consommations énergétiques de 11 % et ses émissions de gaz à effet de serre de 40 %. Aujourd'hui, une grande majorité des sites disposent d'une revue énergétique et d'un plan de progrès (dans la foulée des audits énergétiques obligatoires), mais il reste encore beaucoup à faire au niveau de l'implémentation des recommandations, l'investissement sur ce type de projet étant rarement une priorité¹.

C'est en tout cas le levier à activer en priorité : l'énergie non dépensée ne coûte rien et ne pollue pas.

En revanche, même s'il existe quelques belles réussites ou des secteurs plus spécifiquement attractifs, le déploiement des énergies renouvelables et des technologies de récupération est encore trop peu avancé dans l'industrie. Il existe de nombreux freins à surmonter : des coûts d'investissement importants, la concurrence actuelle avec les combustibles fossiles et l'électricité bon marché, la crainte des risques opérationnels associés à ces technologies innovantes, le manque de connaissances techniques ou de capacités opérationnelles, etc.

Néanmoins, de nombreuses expériences positives peuvent être observées, et peuvent être considérées comme des exemples à suivre.

Leur diffusion, complétée par des recommandations concernant l'applicabilité de ces technologies en fonction des différents besoins énergétiques des différents secteurs industriels apparaît aujourd'hui nécessaire et profitera aux décideurs de l'industrie dans son ensemble.

¹ Etude ENEA Consulting pour le compte de l'ADEME, Axens, GRDF et GRTgaz « Financement de projets industriels productifs sobres énergétiquement », novembre 2016.

1.2. Objectifs de l'étude

Dans ce cadre, l'objectif de cette étude portée par l'ADEME est triple :

- Cartographier les technologies de récupération et les énergies renouvelables (EnR&R) susceptibles d'être utilisées en autoconsommation par l'industrie pour répondre à ses différents besoins. Dans ce cadre, on fera un focus sur un panel de procédés industriels élémentaires de plusieurs grands secteurs (cf. Chapitre 2) ;
- Caractériser ces EnR&R en identifiant leurs forces et faiblesses au regard de critères prédéfinis : coûts, diffusion (et maturité sous-jacente), facilité d'intégration, contraintes d'opération et de maintenance, empreinte carbone, etc. (cf. Chapitre **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**).
- Illustrer l'analyse au moyen d'un panel de 10 cas le plus représentatifs possible (cf. Chapitre 4).



L'objectif de cette étude est de fournir une vision synthétique de l'applicabilité des technologies de récupération de chaleur et des énergies renouvelables dans chaque secteur industriel, en fonction de leurs procédés et usages types. Il s'agit de susciter l'émergence de projets et d'orienter les réflexions vers les solutions les plus probables a priori.

En revanche, cette étude ne se substitue en aucun cas à un audit énergétique, une étude d'opportunité ou de faisabilité. Chaque site est un cas particulier, pour lequel la solution ne peut que résulter d'une analyse spécifique. Elles n'ont pas pour finalité de représenter chaque cas particulier.

1.3. Périmètre de l'étude et organisation du rapport

Dans le cadre de cette étude, une attention est portée à un large éventail de secteurs industriels, regroupés en 12 grandes familles, ayant une forte intensité énergétique.

Au niveau technologique :

- 6 énergies renouvelables ont été étudiées. Utilisables dans l'industrie, elles permettent de fournir de l'électricité et/ou de la chaleur. Les EnR étudiées sont des technologies matures et applicables a priori par le plus grand nombre. C'est le cas notamment de la Géothermie Très Basse Energie, qui est disponible sur 90% du territoire.
- 4 technologies de récupération ont été prises en compte. Ces technologies portent sur les principaux gisements de chaleur fatale dans l'industrie (cf. Figure 6).

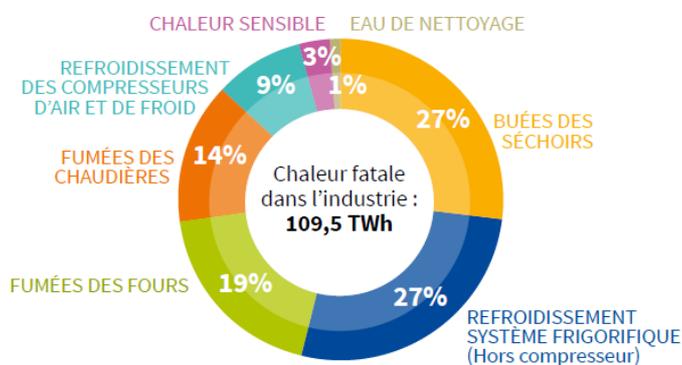


Figure 6 – Gisement potentiel de chaleur fatale dans l'industrie [4]

- Certains compléments d'information ont été apportés concernant quelques technologies additionnelles : ORC, pompes à chaleur, Machine à ad/absorption, ainsi que sur la filière géothermie Basse énergie² (présentant un potentiel géologique limité), sans qu'elles aient fait l'objet d'une analyse exhaustive.

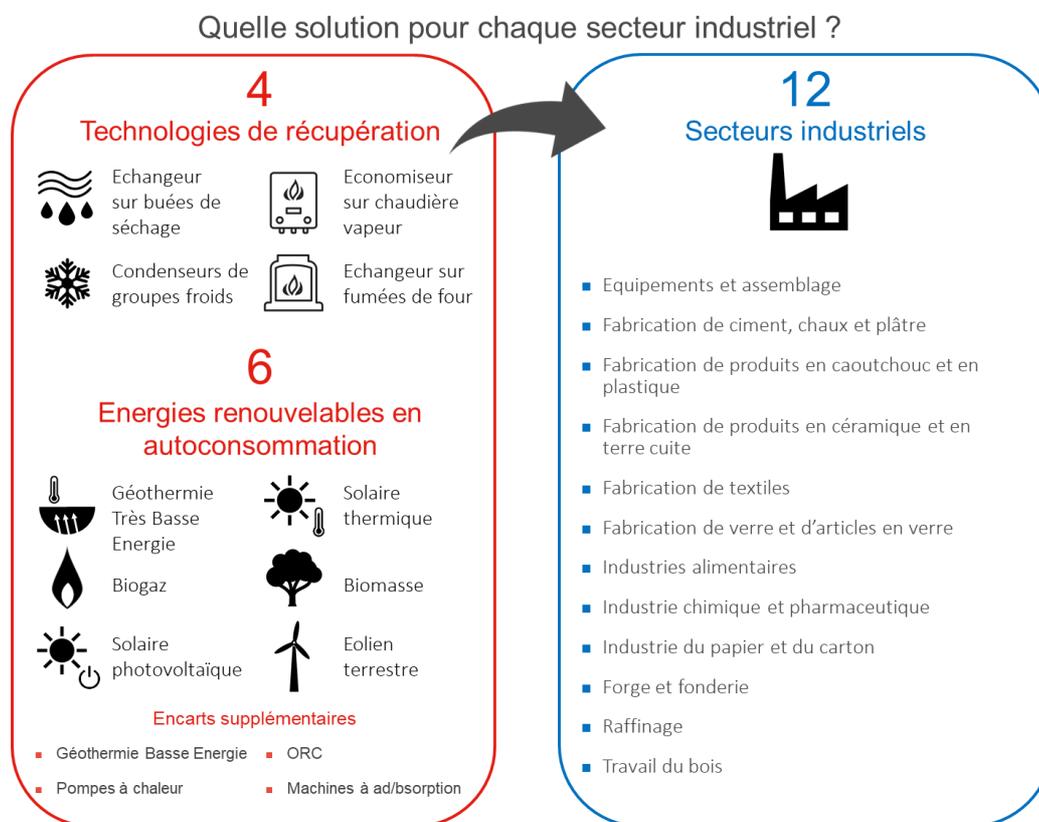


Figure 7 – Périmètre de l'étude

***Remarque :** 12 secteurs industriels à forte intensité énergétique ont été pris en compte. Par ailleurs, les 4 technologies de récupération de chaleur qui ont été étudiées représentent 87% du gisement potentiel de chaleur fatale dans l'industrie. Enfin, les EnR étudiées sont des technologies matures et applicables à priori par le plus grand nombre. C'est le cas notamment de la Géothermie Très Basse Energie, qui est disponible sur 90% du territoire. Certains compléments d'information ont été apportés concernant quelques technologies additionnelles (ORC, pompes à chaleur, Machine à ad/absorption) ainsi que sur la filière géothermie Basse énergie (présentant un potentiel géologique limité) Erreur ! Signet non défini, sans qu'elles aient fait l'objet d'une analyse exhaustive.*

L'étude analyse les freins et leviers actuels pour faciliter le développement des EnR&R dans l'industrie française. Elle ne prend pas en compte les mutations plus profondes qui pourraient advenir à un horizon plus prospectif ou à des conditions de développement à l'étranger (notamment le rôle de l'hydrogène³).

² Pour la géothermie, il existe 4 types de gisements :

- Géothermie très basse énergie (TBE) : entre 10 et 200m, T°<30°C.
- Géothermie basse énergie (BE) : de 200 à 600m, 30°C<T°<90°C (région parisienne, bassin aquitain et Grand Est).
- Géothermie moyenne énergie (ME) : de 600m à 2000m, 90°C<T°<150°C (région parisienne, bassin aquitain et Grand Est).
- Géothermie haute énergie (HE), en zones d'anomalie thermiques : T°>150°C.

³ Le lecteur pourra se reporter à l'étude de l'AIE : <http://www.iea.org/publications/insights/insightpublications/renewable-energy-for-industry.html>.

Ce rapport est structuré autour de 3 principaux chapitres :

- **Une cartographie des technologies de récupération et des énergies renouvelables (EnR&R) adaptées aux besoins des industriels**, susceptibles d'être utilisées en autoconsommation par l'industrie pour répondre à ses différents besoins. Cette cartographie est basée sur une analyse fine d'un grand nombre de procédés élémentaires, de leurs besoins énergétiques, et de l'applicabilité des technologies EnR&R pour fournir ces mêmes besoins (chapitre 2).
- **Une description de ces technologies EnR&R en identifiant leurs forces et faiblesses au regard de critères prédéfinis** : coûts des énergies produites (LCOE & LCOH)⁴, niveau de maturité et de diffusion, facilité d'intégration sur site, contraintes d'opération et de maintenance, empreinte carbone. L'objectif est de caractériser ces technologies afin d'identifier les avantages qu'elles apportent, mais aussi les freins et les difficultés à surmonter pour les déployer (chapitre 3).
- **Une illustration au moyen de retours d'expériences issus de cas réels**. Même si de nombreux cas ont été identifiés et caractérisés, 10 cas, le plus représentatifs possibles, ont été étudiés en profondeur, grâce à des interviews avec les industriels concernés. Ils ont permis d'étayer et d'illustrer les forces et les faiblesses des différentes technologies EnR&R (chapitre 4).

Par ailleurs, une description synthétique des technologies étudiées dans cette étude est présentée en annexe.

Note méthodologique

- La cartographie a été construite en deux étapes :
 - La première étape avait pour objectif l'identification des usages énergétiques (électricité et/ou chaleur) susceptibles d'être fournis par chaque technologie étudiée (technologie de récupération ou énergie renouvelable). Pour la chaleur, un focus a été réalisé en fonction du vecteur énergétique (eau chaude, eau surchauffée, vapeur, chaleur directe) et des niveaux de températures concernés.
 - Une deuxième étape a permis de référencer les usages énergétiques clés des principaux procédés énergivores des secteurs industriels étudiés.
- Les forces et faiblesses de chaque technologie ont été caractérisées à partir d'études publiques existantes, de retours d'expériences et d'avis d'experts.
- L'analyse des coûts complets de production a été construite selon la même méthodologie que l'étude « Coûts des énergies renouvelables en France » publiée par l'ADEME, adaptée au secteur industriel, en exploitant une base de cas fournis par l'ADEME et par les experts mobilisés sur l'étude (cf. annexe 1).
- Les études de cas ont été rédigées à la suite d'une série d'entretiens avec des industriels sélectionnés pour leur expérience en la matière (industriels ayant mis en place sur leur site au moins une des technologies étudiées).

⁴ LCOE : Levelized Cost of Electricity ou coût actualisé de l'électricité, LCOH : Levelized Cost of Heat ou coût actualisé de la chaleur.

2. Cartographie des technologies utilisables pour chaque secteur

La cartographie est construite selon la logique suivante :

- Chaque technologie EnR&R prise parmi la liste élaborée précédemment peut fournir un certain nombre d'usages énergétiques.
- Chaque procédé industriel élémentaire, pour fonctionner correctement, nécessite qu'un certain nombre d'usages énergétiques soient satisfaits, que ce soit par une technologie EnR&R ou par une technologie conventionnelle.
- De plus, dans un secteur industriel donné, on peut recenser un certain nombre de procédés industriels élémentaires.

Ainsi, la cartographie construite est une cartographie à 4 dimensions :

- Secteurs industriels.
- Procédés industriels élémentaires.
- Usages énergétiques.
- Technologies EnR&R.

Deux grands types d'usage sont pris en compte dans cette cartographie : l'électricité et la chaleur.

Contrairement à l'électricité, la chaleur peut être transférée au procédé de plusieurs manières, soit par chauffage direct, soit par l'intermédiaire d'un fluide caloporteur (eau froide, eau chaude, vapeur, eau surchauffée), ce fluide pouvant être à des niveaux de températures variables en fonction des besoins des procédés. Ainsi, pour cette cartographie, les usages thermiques ont été segmentés selon plusieurs plages de températures complémentaires qui permettent de couvrir la totalité du spectre possible. De plus, une différenciation a été réalisée selon le type de vecteur énergétique (chauffage direct ou fluide caloporteur).

Le travail de recensement élaboré a permis de consolider deux visions complémentaires : une vue de synthèse (Chapitre 2.1), qui permet de présenter les grandes tendances sectorielles basées sur les cas usuels les plus fréquents, cette vue de synthèse étant complétée par des zooms sectoriels (Chapitre 2.2).

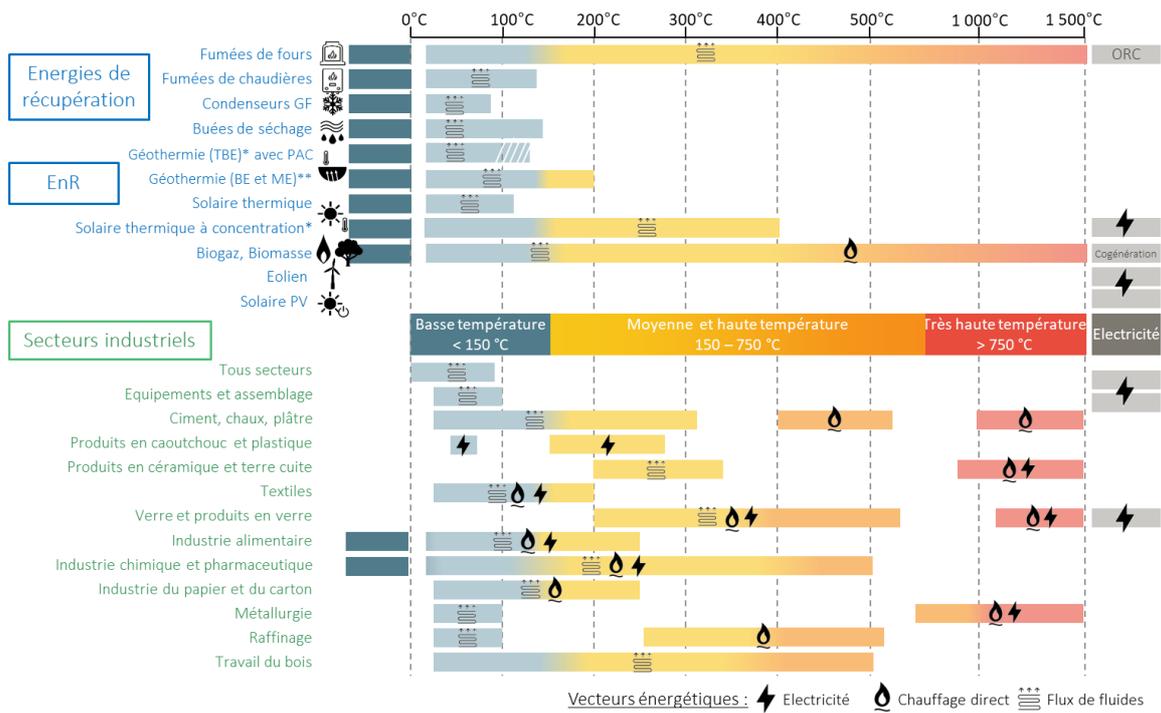


Cette cartographie permet de présenter les grandes tendances des secteurs industriels traités. Elle ne se veut pas exhaustive et ne peut en aucun cas englober tous les cas possibles, l'activité industrielle étant très diverse.

2.1. Présentation de la cartographie incluant tous les secteurs

Cette première cartographie, synthétique, permet d'avoir une vue globale sur la capacité des différentes technologies EnR&R à fournir les différents usages énergétiques des secteurs industriels étudiés. Sans surprise, on peut constater que tous les secteurs industriels sont consommateurs d'électricité, pour la production de froid, pour la production d'air comprimé, pour leur force motrice (pompes, moteurs, ventilateurs, ...), pour l'éclairage, pour les automates ou la bureautique, etc.

En revanche, les secteurs industriels ne sont pas tous consommateurs de la même chaleur, certains ayant plutôt besoin d'une énergie basse température (< 100°C), d'autres, à l'opposé, ayant besoin d'une énergie à très haute température, qui peut largement dépasser les 1000°C.



Sur les usages de chaleur en basse température (< 100°C), nous pouvons constater une grande densité de technologies compatibles, qui présentent des caractéristiques et des capacités assez disparates. Ainsi, une seconde vue a été construite, plus détaillée, pour caractériser précisément les niveaux de température atteignables, entre -5°C et 100°C, grâce aux technologies EnR&R.

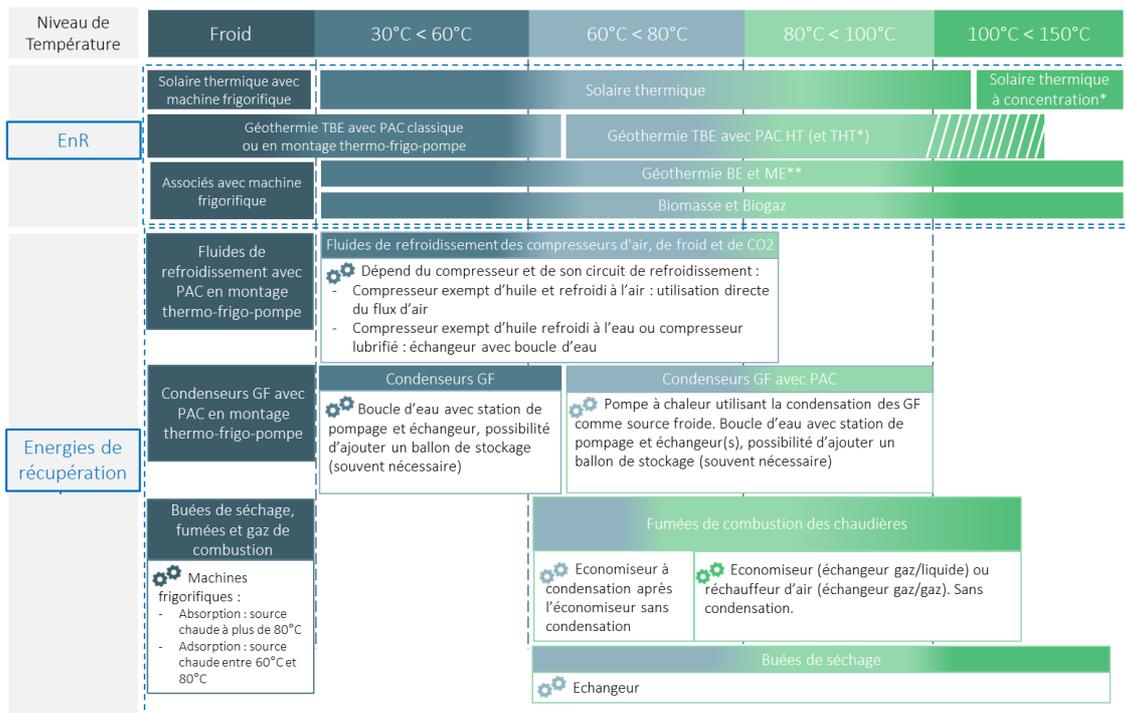


Figure 9 – Zoom sur les usages couverts par les EnR&R aux basses températures

2.2. Focus par secteur

Dans ce chapitre, est présentée la capacité de chaque EnR&R à fournir les besoins énergétiques (électriques et thermiques) de quelques procédés élémentaires de chaque grand secteur industriel pris en compte dans cette étude. Pour la partie thermique, deux niveaux d'adéquation sont pris en compte : les EnR&R qui couvrent totalement la plage de températures possibles pour le procédé élémentaire concerné, et les EnR&R qui ne la couvrent qu'en partie.

2.2.1. Tous secteurs

La Figure 10 ci-dessous présente les technologies qui sont potentiellement adaptées à certains usages énergétiques communs à tous les secteurs industriels : l'Eau Chaude Sanitaire (ECS), le chauffage des locaux en hiver, le rafraîchissement et/ou la climatisation des locaux en été, et l'utilisation d'équipements électriques (éclairage ou moteur par exemple). L'ECS et le chauffage nécessitent de l'eau aux alentours de 60°C, qui peut être fournie par la récupération de chaleur sur buées de séchage, sur condenseurs de groupes froids, et sur fumées de fours, par la géothermie TBE, par le solaire thermique, le biogaz et la biomasse.

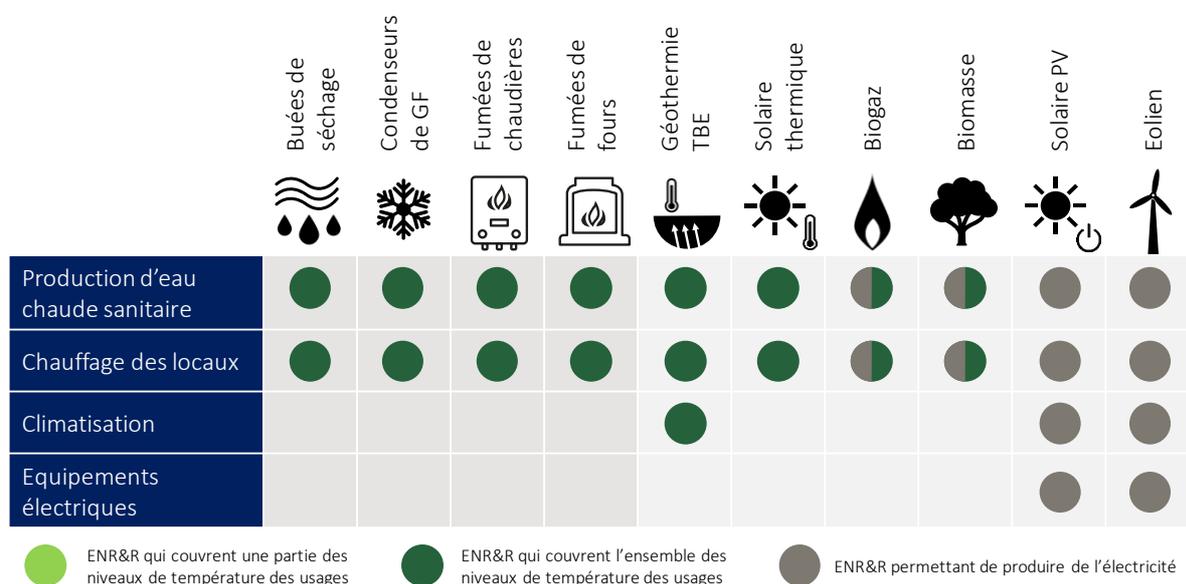


Figure 10 – Energies renouvelables et de récupération à priori adaptées pour la production d'eau chaude sanitaire, le chauffage des locaux, la climatisation et le fonctionnement des équipements électriques

2.2.2. Équipements et assemblage

Tous les secteurs ayant peu de besoins en chaleur sont regroupés dans cette sous-section (automobile, électronique, équipements, etc.). Leurs usages énergétiques, en dehors de l'ECS et du chauffage, se résument souvent à des traitements thermiques ou à diverses consommations électriques, comme pour les processus d'assemblage par exemple.

Les niveaux de température requis pour les traitements thermiques sont souvent atteignables avec des EnR&R offrant de très basses températures comme la géothermie TBE assistée par PAC. Cependant, les températures nécessaires dépassent parfois 60°C : le solaire thermique ou la récupération de chaleur fatale sur fumées de chaudière ou sur buées de séchage sont alors mieux adaptées.

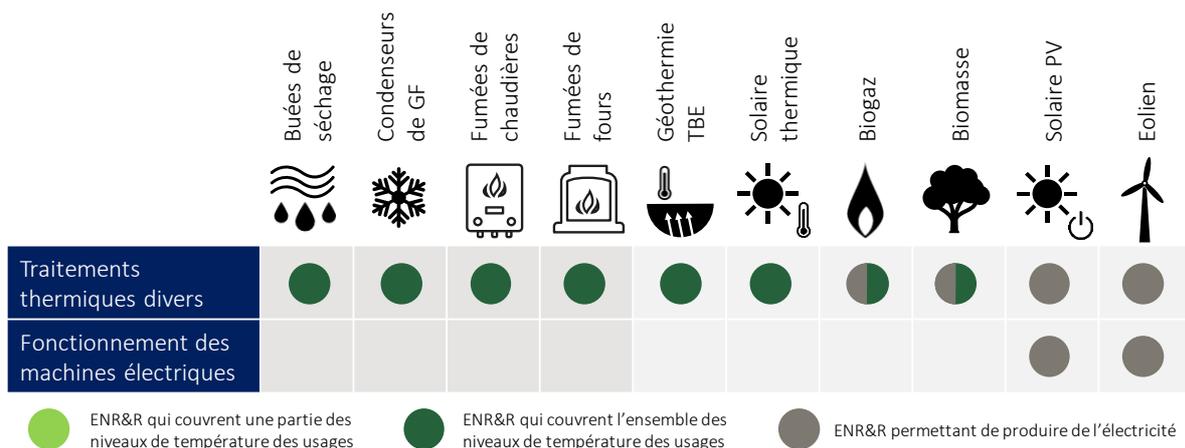


Figure 11 – Energies renouvelables et de récupération à priori adaptées aux principaux procédés du secteur des équipementiers et assembleurs

2.2.3. Fabrication de ciment, chaux et plâtre

Les procédés élémentaires représentatifs de ce secteur sont la clinkérisation du ciment, qui se produit autour de 1 450°C et la calcination de la chaux qui nécessite entre 900 et 1 200°C. Ces procédés ne peuvent être alimentés en ENR&R que par substitution de combustibles (biogaz, biomasse, déchets tels les Combustibles Solides de Récupération, etc.). La cuisson du plâtre a lieu à de plus faibles températures, entre 140 et 170°C pour de l'hémihydrate bêta et entre 400 et 600°C pour de l'anhydrite (CaSO₄), son air de combustion peut donc être préchauffé grâce aux buées de séchage des plaques de plâtre ou aux fumées des fours de cuisson.

La chaux peut être hydratée dans un hydrateur fonctionnant à l'énergie électrique mais nécessitant de l'eau chaude qui peut être chauffée par des technologies de récupération de chaleur sur chaudières ou fours, ou du solaire thermique par exemple.

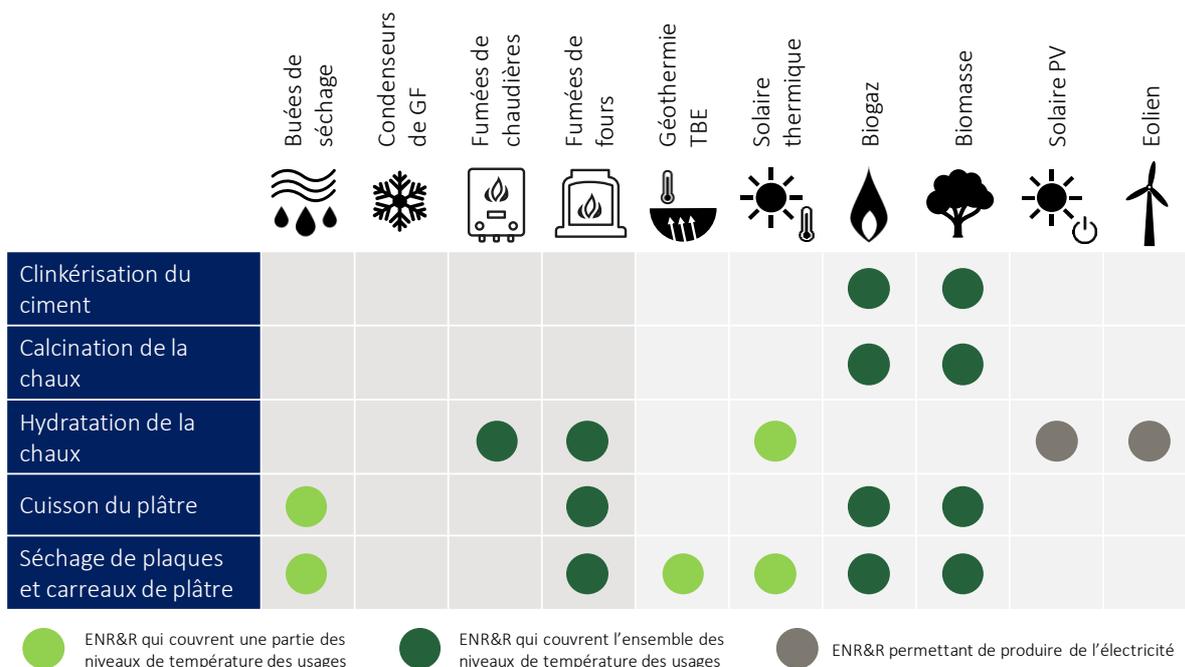


Figure 12 – Energies renouvelables et de récupération à priori adaptées aux principaux procédés du secteur de la fabrication de ciment, de chaux et de plâtre

2.2.4. Fabrication de produits en caoutchouc et en plastique

Les principaux procédés utilisés dans l'industrie du caoutchouc et du plastique utilisent de l'électricité comme vecteur énergétique. De ce fait, l'éolien et le solaire sont les ENR&R les plus indiquées pour ces deux secteurs.

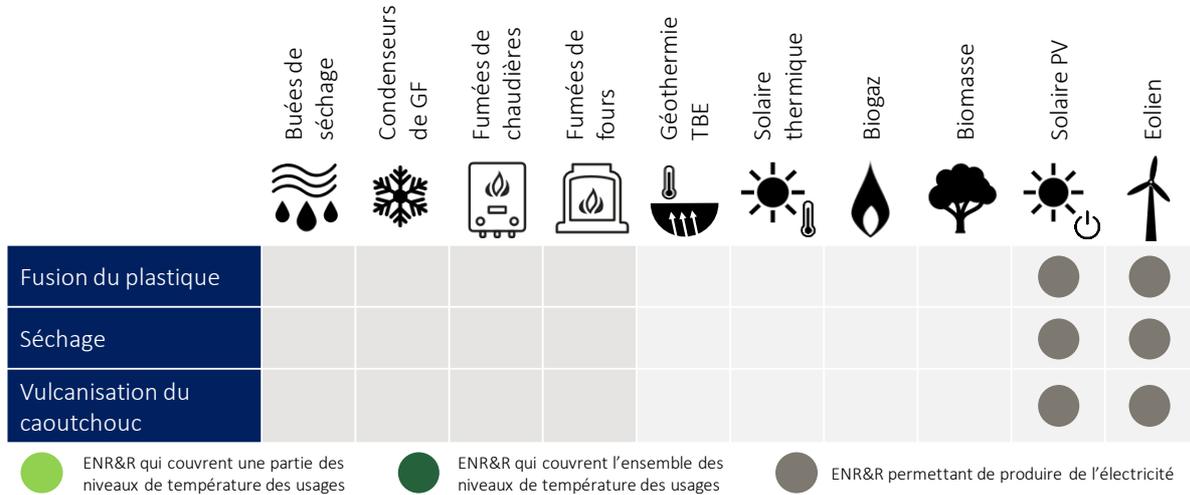


Figure 13 – Energies renouvelables et de récupération à priori adaptées aux principaux procédés du secteur de la fabrication de produits en caoutchouc et en plastique

2.2.5. Fabrication de produits en céramique et en terre cuite

La cuisson des céramiques et terres cuites se fait à très haute température, de 900°C pour de la poterie ou des blocs d'argile, à plus de 1 700°C pour de la céramique technique en passant par 1 300°C pour de la porcelaine. Dans la plupart des cas, les fours sont chauffés au gaz naturel, mais des fours utilisant la biomasse, le biogaz ou l'électricité sont aussi de plus en plus courants. [5]

Le séchage se fait à des températures moins élevées, entre 200°C et 350°C environ, et peut donc être alimenté, par exemple, par les fumées des fours de cuisson.

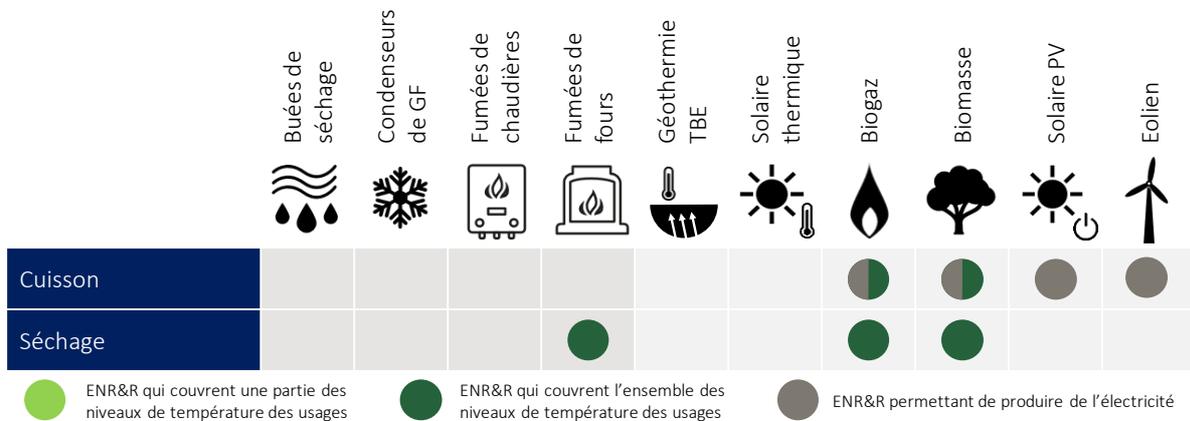


Figure 14 – Energies renouvelables et de récupération à priori adaptées aux principaux procédés du secteur de la fabrication de produits en céramique et en terre cuite

2.2.6. Fabrication de textiles

Les principaux besoins de l'industrie textile se situent dans une fourchette de températures moyennement élevée (comprise entre 60 et 100°C bien que le séchage et les apprêts puissent nécessiter jusqu'à 200°C).

Une mesure d'économie d'énergie possible pour le secteur, qui est mise en valeur dans son BREF, consiste à remplacer le chauffage à la vapeur des bacs de lavage et des séchoirs par du chauffage direct au gaz (économies d'énergie estimées à 83 kWh/t). Dans tous les cas, le biogaz et la biomasse sont éligibles, soit en chauffage direct, soit pour produire de la vapeur. Les procédés de séchage peuvent aussi être concernés par la récupération d'énergie fatale au niveau des buées de séchage.

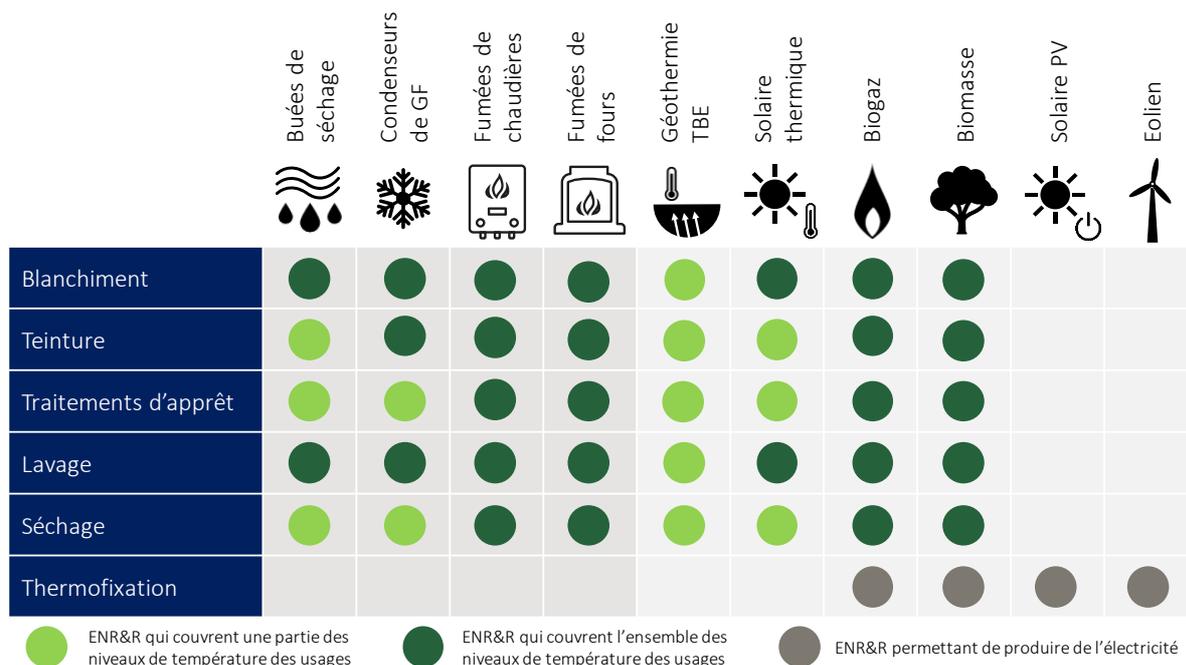


Figure 15 – Energies renouvelables et de récupération à priori adaptées aux principaux procédés du secteur de la fabrication de textiles

2.2.7. Fabrication de verre et d'articles en verre

Le procédé de fabrication du verre commence par le mélange des matières premières qui sont ensuite transférées dans un four où elles fusionnent à environ 1 550°C. Le verre en fusion est affiné puis conditionné vers 1 150°C avant d'être formé dans une presse où il atteint 800°C. Après une étape de traitements de surface, une recuisson est nécessaire et se fait entre 200°C et 550°C.

Les fours permettant d'atteindre ces températures élevées peuvent fonctionner au biogaz s'il est épuré, à la biomasse (nécessite un four particulier du fait des impuretés) ou avec de l'électricité renouvelable. La recuisson nécessitant des températures un peu moins élevées, peut permettre de valoriser les fumées de four. Enfin, un dernier traitement de surface effectué en sortie de recuisson à environ 150°C peut aussi être alimenté par les fumées de four.

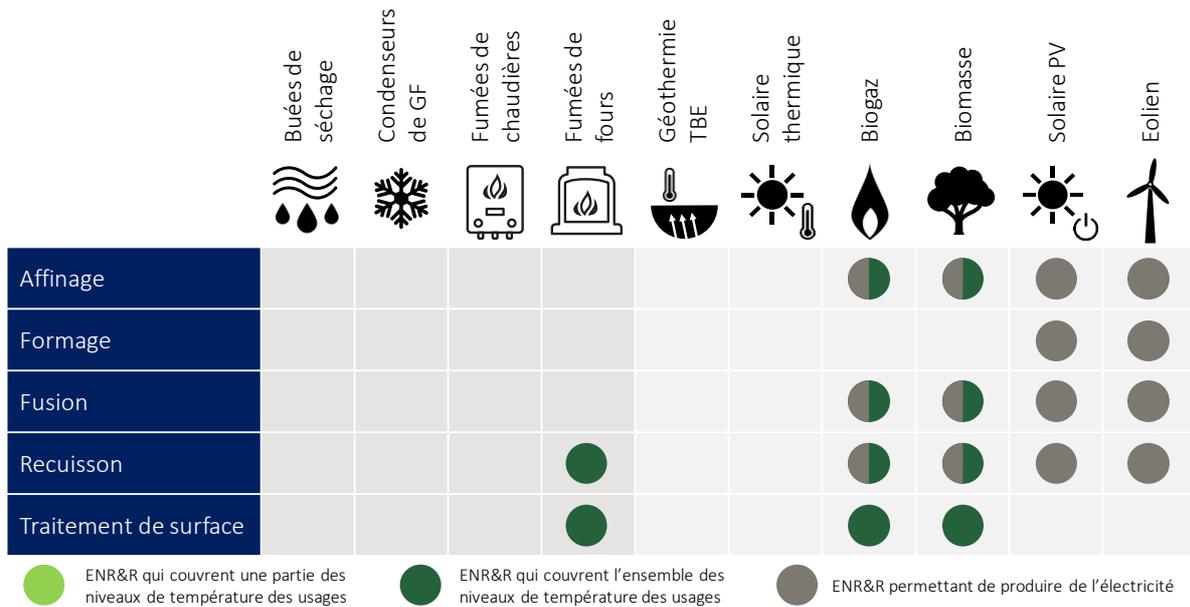


Figure 16 – Energies renouvelables et de récupération à priori adaptées aux principaux procédés du secteur de la fabrication de verre et d'articles en verre

2.2.8. Industrie agroalimentaire

L'industrie agroalimentaire regroupe un grand nombre de procédés divers. L'agroalimentaire est le secteur industriel ayant les plus grands besoins en froid et concentre par conséquent, le plus grand nombre d'exemples de projets de récupération d'énergie sur condenseurs de groupes froids.

Dans la majorité des cas, les besoins thermiques de ce secteur sont < 200°C, besoins très souvent fournis par l'intermédiaire de fluides caloporteurs (eau chaude ou vapeur). Ainsi, cela permet une utilisation de presque toutes les EnR&R.

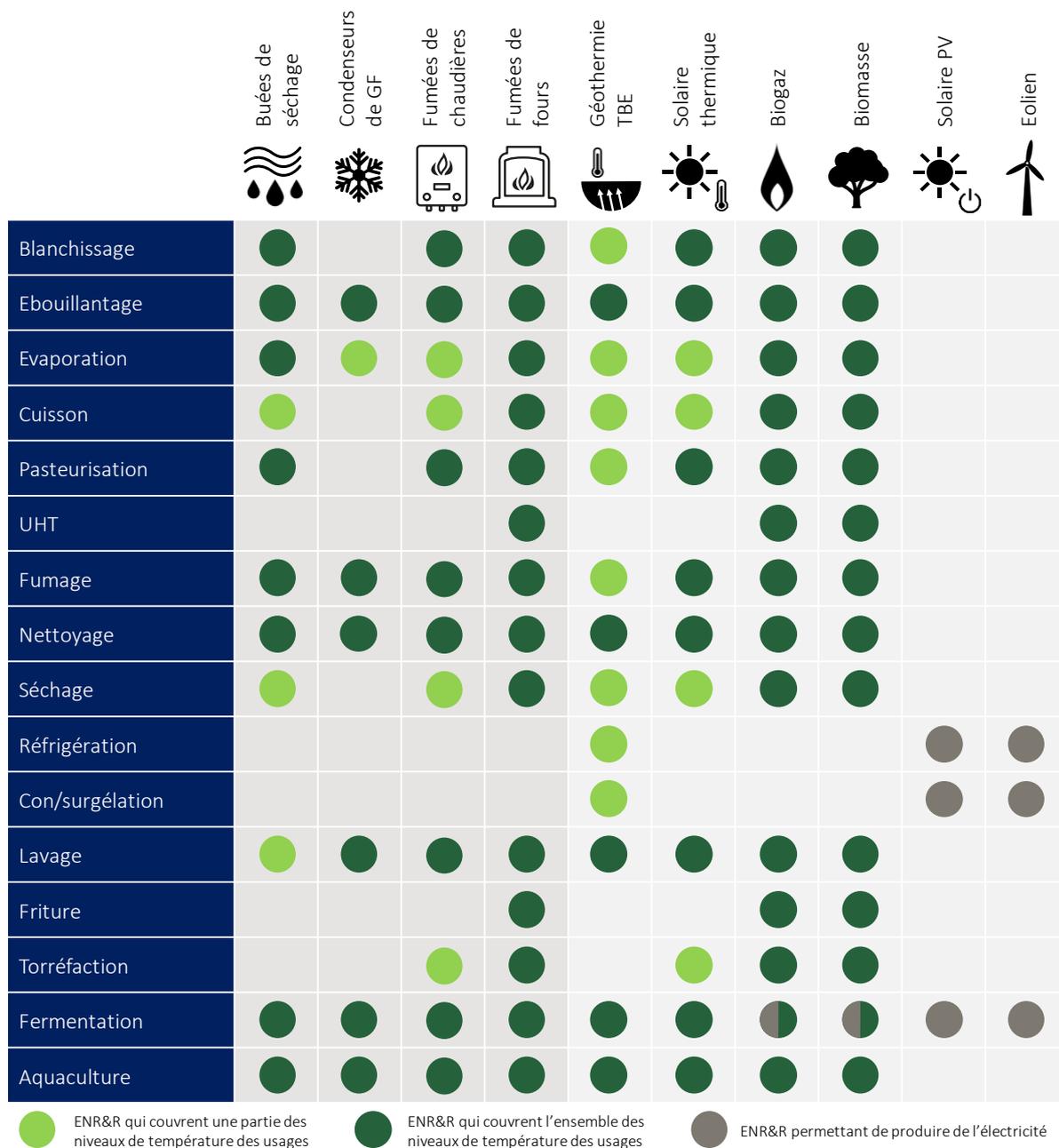


Figure 17 – Energies renouvelables et de récupération à priori adaptées aux principaux procédés de l'industrie alimentaire

2.2.9. Industrie chimique et pharmaceutique

Les procédés principalement utilisés dans l'industrie chimique et pharmaceutique incluent :

- La distillation / la rectification
- L'évaporation
- Le séchage
- L'absorption / la désorption
- La fluidisation / l'atomisation
- L'extraction
- La cristallisation
- Les réactions chimiques chauffées dans des réacteurs

Ces procédés couvrent une très large gamme de températures, qui dépendent des composants utilisés et du produit fabriqué (chaque élément possède sa propre température d'ébullition par exemple).

Les EnR&R adaptées sont donc à étudier au cas par cas en fonction des besoins de chaque procédé.

2.2.10. Industrie du papier et du carton

L'industrie du papier et du carton regroupe quelques procédés fonctionnant entre 100°C et 200°C environ, ce qui est la plupart du temps trop élevé pour utiliser des EnR&R telles que la géothermie TBE, le solaire thermique ou la récupération sur buées de séchage (sauf cas particuliers), mais correspond aux niveaux de températures offerts par la biomasse, le biogaz ou la récupération sur fumées de fours. Les fumées de chaudières peuvent par ailleurs être directement réutilisées pour leur propre alimentation.

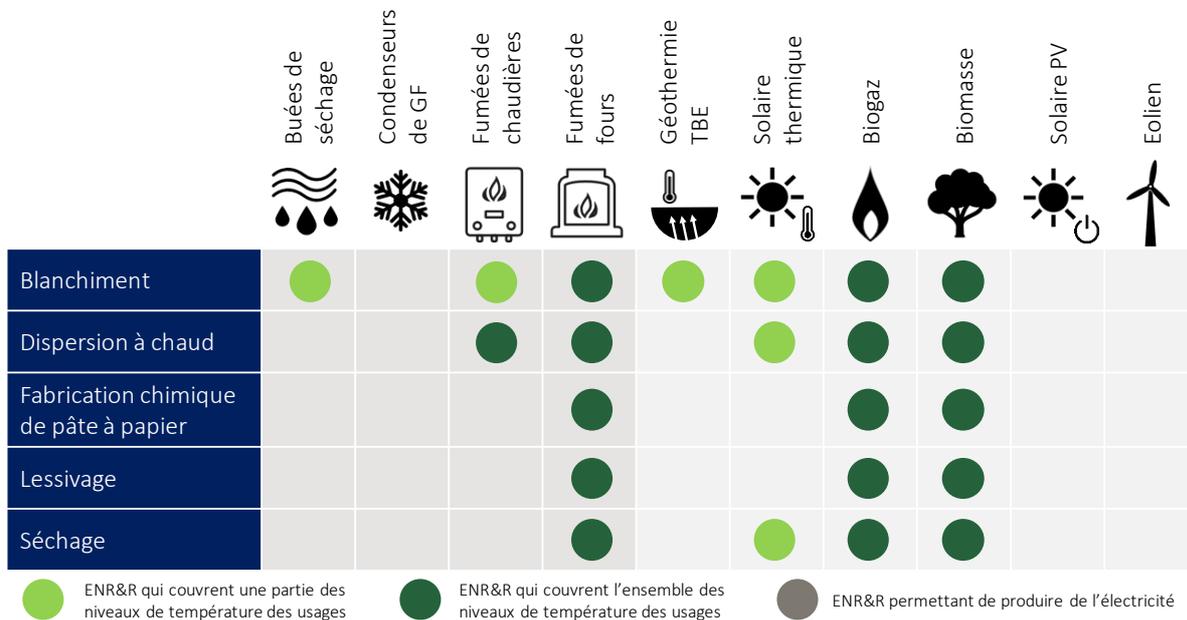


Figure 18 – Energies renouvelables et de récupération à priori adaptées aux principaux procédés de l'industrie du papier et du carton

2.2.11. Forge et fonderie

Le secteur des forges et fonderies utilise en grande partie de la chaleur haute température. Les procédés de type traitements de surfaces se font à de plus faibles températures. La température de fusion dépend du métal considéré, elle se situe autour de 1 500°C pour les métaux ferreux, entre 700°C et 800°C pour l'aluminium, elle peut atteindre 1 500°C pour la fusion du cuivre et va de 900°C à 1 000°C dans le cas du zinc.

Concernant la forge, il existe plusieurs procédés avec des besoins thermiques divers : forge à froid (température ambiante), forge à mi-chaud (750°C à 950°C pour l'acier) et forge à chaud (950°C à 1 250°C pour l'acier). Les fours à induction ou à arc électrique sont de plus en plus utilisés car moins consommateurs en énergie finale [6].

Les EnR&R les plus adaptées à ce secteur seraient le biogaz et la récupération de chaleur, ainsi que les EnR électriques. Les autres EnR&R peuvent être utilisées pour alimenter des procédés de traitement de surface, notamment les traitements à chaud (étain, titane, etc.) déposés sous forme de vapeur avant l'étape de recuisson.

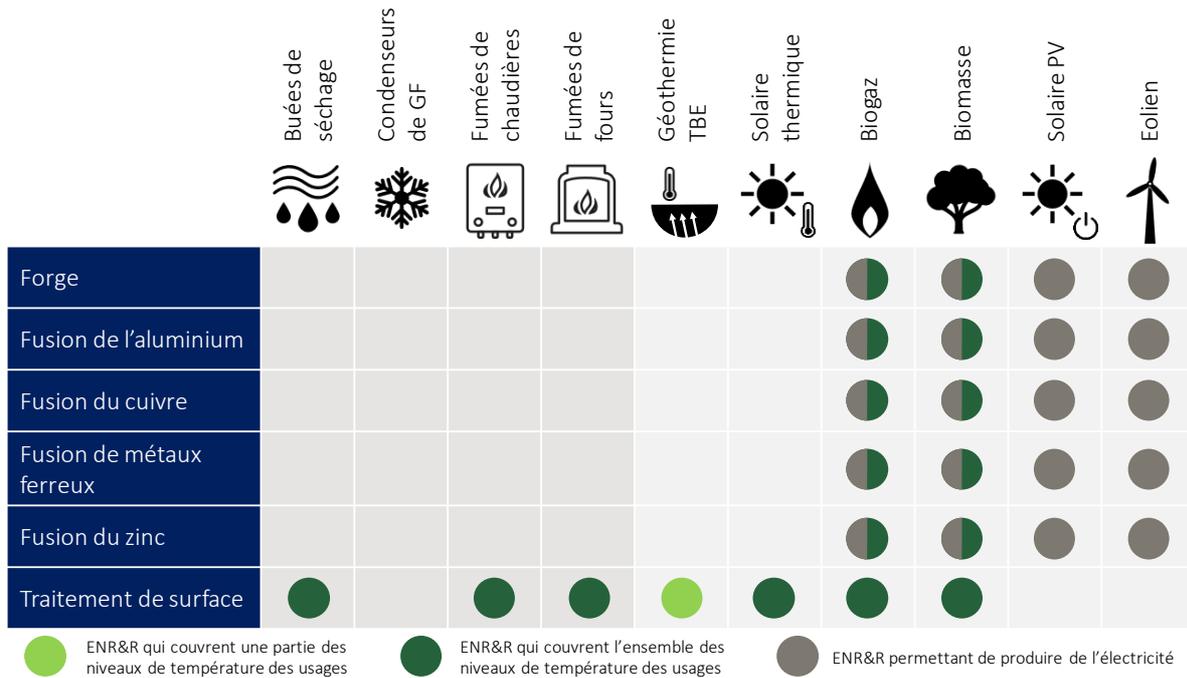


Figure 19 – Energies renouvelables et de récupération à priori adaptées aux principaux procédés du secteur de la forge et fonderie

2.2.12. Raffinage

Le raffinage est un secteur industriel ayant des besoins énergétiques particuliers et nécessitant des températures allant de moins de 100°C pour certains procédés de séparation des gaz à plus de 500°C pour du reformage catalytique ou de la viscoréduction par exemple. La Figure 20 ci-dessous présente les énergies renouvelables et de récupération à priori adaptées à ces usages [7].

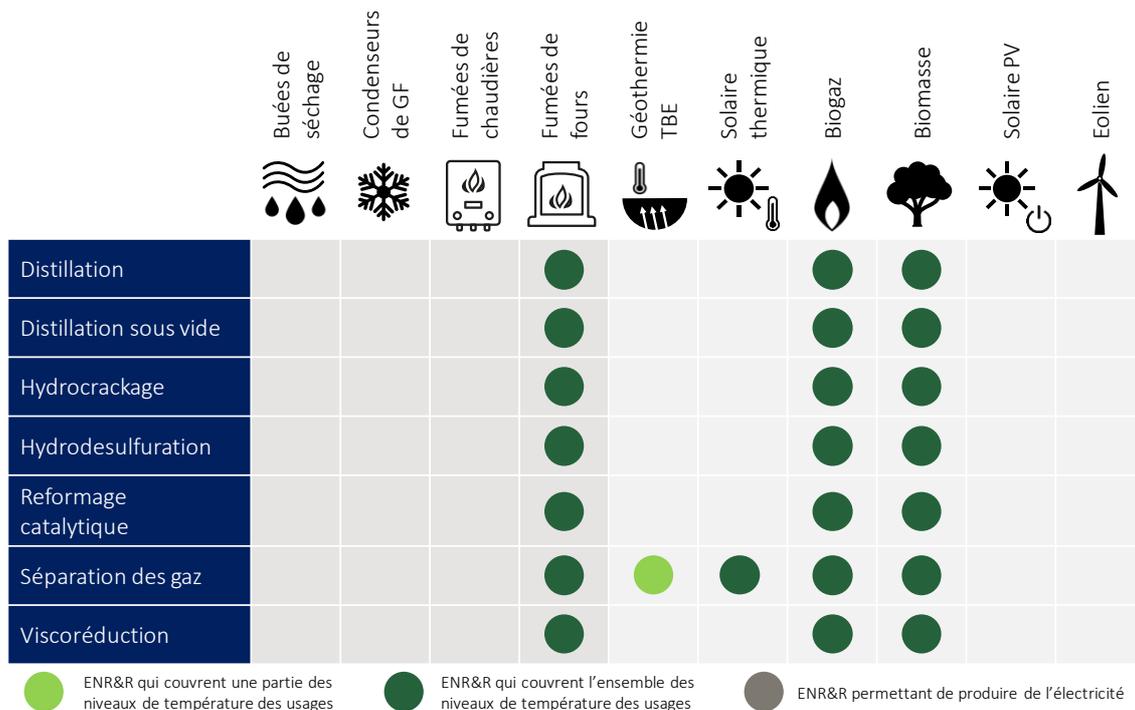


Figure 20 – Energies renouvelables et de récupération à priori adaptées aux principaux procédés du secteur du raffinage

2.2.13. Travail du bois

Le travail du bois se fait en quatre grandes phases : la préparation des fibres de bois, le séchage, le passage dans une presse et la finition. Les deux étapes les plus consommatrices d'énergie sont la cuisson des fibres de bois et leur séchage, puis le passage dans une presse. Le séchage des fibres de bois se fait aux environs de 120°C à 140°C, alors que la cuisson et le séchage de particules de bois nécessitent des températures plus élevées, jusqu'à 500°C. En aval du procédé, les planches de bois sont séchées soit à l'air libre soit aux alentours de 60-70°C. Selon le type d'intrant, les séchoirs pourront être alimentés par des sources d'énergie basse température (géothermie TBE, solaire thermique, récupération sur buées de séchage, etc.) ou plus haute température (biogaz, biomasse, ou fumées de fours). [8]

Les presses qui servent à fabriquer des panneaux de bois délivrent des températures entre 100°C et 260°C. L'huile thermique habituellement utilisée pour alimenter la presse est chauffée dans un échangeur à partir de chaleur issue des fumées de four, de biogaz ou de biomasse. [8]

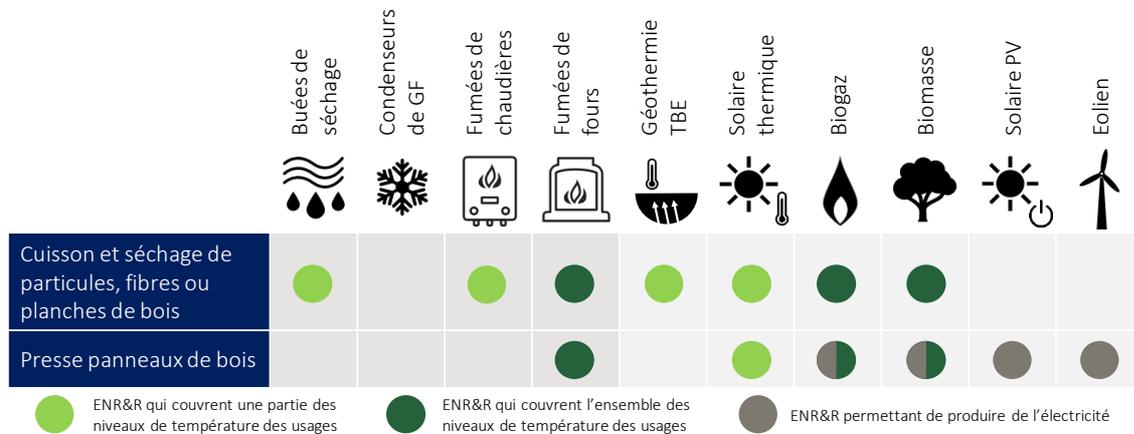


Figure 21 – Energies renouvelables et de récupération à priori adaptées aux principaux procédés du secteur du travail du bois

3. Analyse des coûts de production et des forces et faiblesses des EnR&R

3.1. Analyse des coûts de production – Vision globale

Les technologies EnR&R ne présentent pas toutes le même niveau de compétitivité.

Cette partie de l'étude permet de décrire les coûts complets de production⁵ pour chaque technologie EnR&R (dans le secteur industriel et en France). Ces coûts incluent les coûts d'investissements (CAPEX)⁶ et les coûts d'exploitation (OPEX), qu'ils soient fixes ou variables. Ces coûts tiennent aussi compte de la quantité d'énergie produite par an, de la durée de vie des projets et du taux d'actualisation (3%, 5%, 8% ou 10% selon la filière). Ils sont exprimés hors subvention et tarifs de rachat et hors taxes, en €/MWh et la méthode de calcul utilisée ainsi que les sources sont détaillées en annexe.

Cependant, dans le choix d'une solution d'intégration d'EnR&R, les industriels doivent prendre en compte d'autres contraintes non économiques, mais tout aussi importantes, voire même parfois bloquantes. Ces critères supplémentaires d'appréciation des technologies EnR&R ont un poids variable propre à chaque industriel. C'est pourquoi chaque EnR&R est aussi caractérisée, dans les sous-sections ci-dessous, à travers les forces et faiblesses qui lui sont propres. Cette caractérisation a été effectuée selon les critères suivants :

- Son niveau de diffusion dans l'industrie (avec des précisions sur son niveau de maturité) ;
- Ses contraintes d'intégration sur site ;
- Ses contraintes d'opération et de maintenance ;
- La disponibilité et l'accessibilité de la ressource associée ;
- Sa performance environnementale (tonnes de CO_{2eq} évitées) ;
- Les mécanismes de soutien qui lui sont associés.

Les coûts totaux de production présentés ci-dessous ont pour but de donner un élément d'information valable pour tous les industriels. **Par conséquent, ils ne prennent pas en compte les coûts d'adaptation à la production industrielle et les coûts liés aux pertes de production pendant la durée des travaux, qui peuvent avoir un impact important sur le coût total du projet.** Il s'agit cependant des coûts complets de production d'un actif de production d'énergie renouvelable incluant les coûts d'installation, d'opération, de maintenance et d'approvisionnement en combustible.

De plus, le dimensionnement de ces actifs se fait au cas par cas sur chaque site industriel et peut inclure des coûts additionnels liés à du stockage supplémentaire ou des solutions d'appoints. La consommation réelle d'énergie du site et donc l'utilisation de l'actif en dessous du maximum de sa capacité suite à son dimensionnement et son installation, peuvent augmenter le coût de production final. Ces éléments étant spécifiques à chaque site industriel, ils ne sont pas inclus dans l'analyse qui suit.

⁵ Du type LCOE : Levelized Cost of Electricity ou coût actualisé de l'électricité, LCOH : levelized Cost of Heat ou coût actualisé de la chaleur.

⁶ Ne tient pas compte des pertes dues à l'arrêt de production pendant la durée des travaux.

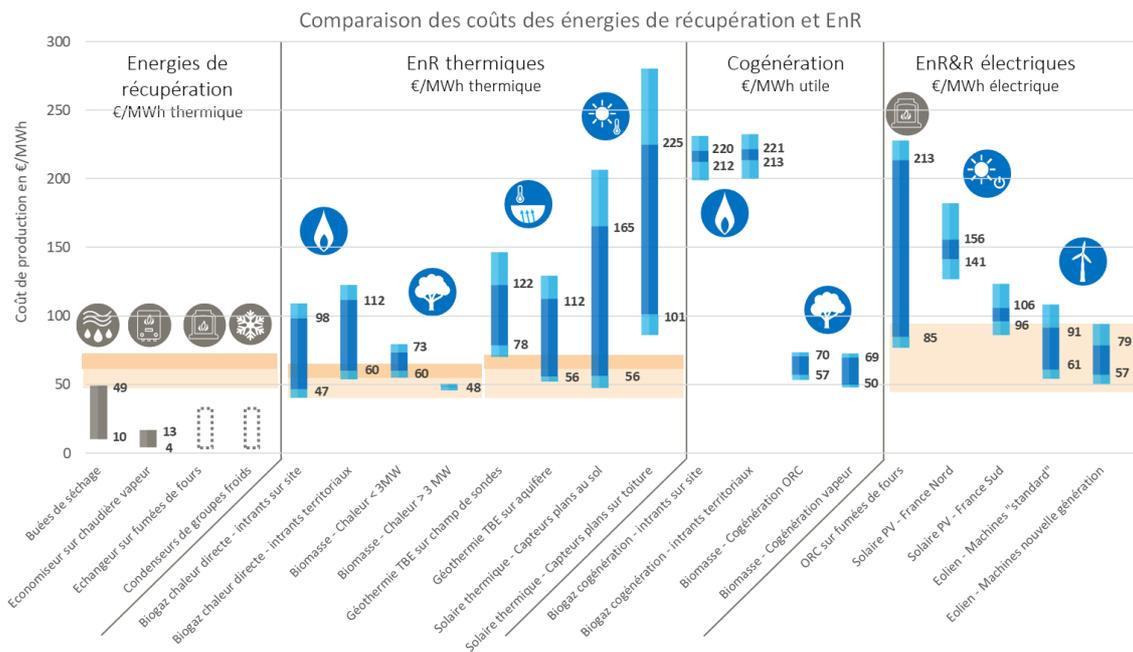


Figure 22 – Comparaison des coûts complets de production des énergies renouvelables et de récupération dans l'industrie en France

Remarque :

- Il s'agit des coûts complets d'un actif de production d'énergie renouvelable ou de récupération d'énergie fatale, incluant les coûts d'installation, d'opération, de maintenance et d'approvisionnement en combustible. Ils sont élaborés à partir de retours d'expérience de projets réalisés (sources : ADEME, Industriels, Experts, ...). Ils sont donc représentatifs d'un passé, certes relativement récent, mais pas d'une situation à date, encore moins d'une vision prospective. Les coûts totaux de production présentés ci-dessus ont pour but de donner un élément d'information valable pour tous les industriels. Par conséquent, ce sont des coûts moyens qui ne prennent pas en compte les coûts d'adaptation exceptionnels à la production industrielle (écart-type plus larges en réalité, surtout pour la récupération de chaleur fatale). La partie plus foncée des plages de variation présente les coûts de production pour les taux d'actualisation les plus probables. Les parties plus claires présentent les coûts pour lesquels les conditions de financement sont les plus et les moins favorables.
- Pour la chaleur, la bande orangée claire correspond, à titre d'illustration, au coût de production d'une filière conventionnelle de référence. La bande orangée foncée permet de prendre en compte l'impact de la CCE (Contribution Climat Energie)⁷ fixée par la loi de transition énergétique à 86,2€/tCO₂ en 2022. Pour l'électricité, la bande orangée claire présente les coûts complets d'achat d'électricité, intégrant le coût de la fourniture, du transport et de la fiscalité.

Les solutions de récupération de chaleur présentent les coûts complets de production les plus bas, ne dépassant pas les 50 €/MWh récupéré.

Concernant la production de chaleur, la biomasse est la solution la plus compétitive quelles que soient son utilisation et la puissance de l'installation. Au contraire, le biogaz est une solution aussi compétitive que la biomasse quand il est utilisé en combustion directe mais son coût de production augmente fortement quand il est utilisé en cogénération (voir les coûts de production du biogaz en 3.3.3). Les coûts de la géothermie TBE et du solaire thermique sont assez variables en fonction du type d'installation. Le solaire thermique reste, en moyenne, la technologie de production de chaleur la moins compétitive aujourd'hui, mais de fortes réductions de coûts sont attendues dans cette filière.

Entre les deux solutions de production d'électricité étudiée, le grand éolien (éolien terrestre, turbine de l'ordre de 2 MW) est le plus compétitif, avec une fourchette de coût comprise entre 57 €/MWh et 91 €/MWh (taux d'actualisation de 5%). Le solaire photovoltaïque est, d'une manière générale, plus onéreux que l'éolien en industrie, sauf dans certains cas bénéficiant d'un très bon ensoleillement.

⁷ La loi de transition énergétique fixe le tarif de la CCE à 100 €/tCO₂ en 2030, avec une trajectoire redéfinie dans la loi de finances pour 2018 : 44,6 € en 2018, 65,4 en 2020, 86,2 en 2022. Le surcoût induit sur le MWh entre 2017 et 2022 est de 13,9€/MWh.

3.2. Coûts de production des technologies de récupération⁸

3.2.1. Buées de séchage

Les derniers projets de récupération de chaleur sur buées de séchage rencontrés par l'ADEME présentaient des coûts d'investissement entre 87 EUR et 178 EUR par MWh valorisé par an. Ces coûts incluent un système de captage, un ou des échangeur(s), des frais de mise en œuvre, le transport de la chaleur, et d'autres postes de coûts variant d'un projet à un autre comme du préchauffage ou un système de comptage. Comme le montrent le Tableau 1 et la Figure 23, le coût total de production de ce type de projet augmente peu avec le taux d'actualisation mais peut varier du simple au double selon les coûts d'investissement. Le coût de production total se situe entre 14,5 et 38,7 EUR/MWh, ce qui en fait, même en considérant les coûts d'investissement maximaux, une source d'énergie moins chère que toutes les sources d'énergie renouvelables (voir sous-section 3.3 suivante pour le détail des coûts de production des EnR).

Récupération sur buées de séchage			
Hypothèses	Caractéristiques techniques		
	Durée de fonctionnement (années)	20	
	Coûts		
Résultats	Investissement (€/MWh produit par an)	87 - 178	
	Exploitation (% CAPEX)	5% - 10%	
	Coût de production (€/MWh) en fonction du taux d'actualisation		
		3%	10,2 - 29,8
		5%	11,3 - 32,1
	8%	13,2 - 35,9	
	10%	14,6 - 38,7	

Tableau 1 – Hypothèses et coûts de production de projets types de récupération sur buées de séchage

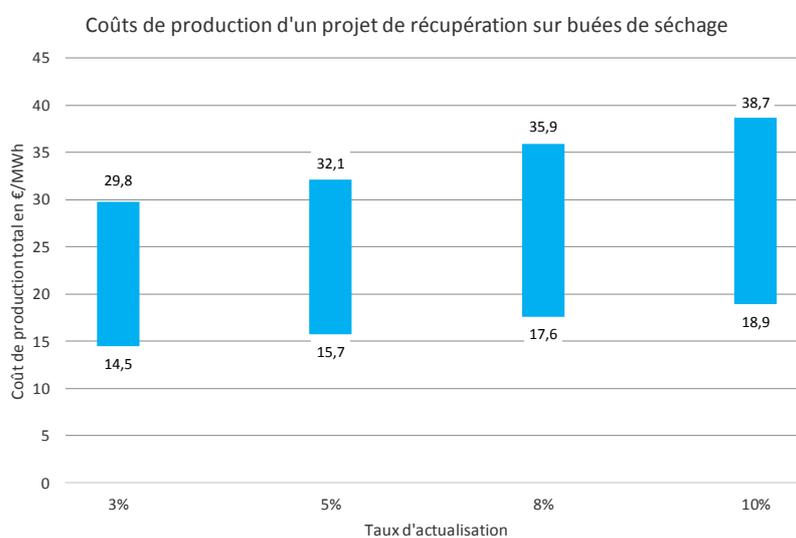


Figure 23 – Coûts de production moyens d'un projet de récupération de chaleur sur buées de séchage selon le taux d'actualisation

⁸ Coûts basés sur un échantillonnage de projets datant de 2015, 2016, 2017. Le faible nombre de données projets disponibles rend ces coûts moins fiables que ceux calculés ci-dessous pour les EnR.

3.2.2. Condenseurs de groupes froids

La récupération de chaleur sur condenseurs de groupes froids s'accompagne très souvent d'une récupération sur désurchauffeur et peut concerner plus d'un groupe froid. Le coût total du projet dépend donc du nombre d'échangeurs sur condenseurs et sur désurchauffeurs. A cela s'ajoute le coût éventuel du stockage d'énergie, de la distribution de chaleur, et des équipements électriques et des automatismes.

Les typologies de projets de récupération sur condenseurs de groupes froids étant très diverses, les coûts sont plutôt détaillés par poste de dépense. Le tableau ci-dessous a été construit à partir des données de coûts par poste d'un retour d'expérience choisi comme un cas moyen.

Les coûts moyens observés pour un projet typique de récupération de chaleur sur condenseur et désurchauffeur de groupes froids sont donc détaillés ci-dessous (Tableau 2). Selon la distance des tuyauteries de distribution de la chaleur et la nécessité d'ajouter une solution de stockage, les temps de retour sur investissement des projets de ce type sont autour de 2 à 4 ans.

Poste de coût	Coût unitaire moyen observé
Echangeur sur condenseur	35 EUR/kW
Echangeur sur désurchauffeur	190 – 380 EUR/kW
Ballon de stockage d'eau chaude	2,7 EUR/L
Electricité et automatismes	46 EUR/kW _{total}
Distribution de chaleur	100 EUR/m _{linéaire}

Tableau 2 – Détails des postes de coûts d'un projet de récupération sur condenseurs et désurchauffeurs de groupes froids [9]

3.2.3. Fumées de chaudières à vapeur (économiseur simple)

Plusieurs technologies existent pour récupérer de la chaleur fatale issue de fumées de chaudières, seuls les économiseurs sont approfondis ici. Le coût d'investissement d'un projet d'installation d'économiseur sur chaudière vapeur dépend de la taille de la chaudière, suivant environ la croissance illustrée en Figure 24, et basée sur des cas typiques issus de retours d'expérience. Rapporté à la puissance de l'échangeur, un tel projet coûte environ 170 EUR/kW. Ces économiseurs permettent des gains de rendement des chaudières entre 2 % et 5 %.

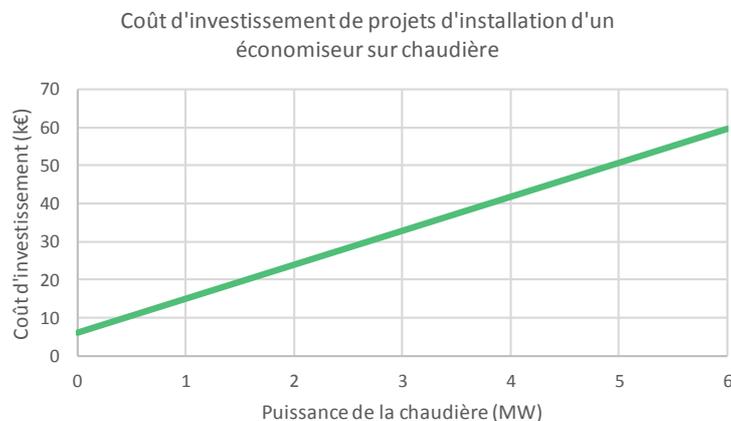


Figure 24 – Evolution des coûts d'investissement des projets d'installation d'économiseurs sur chaudières à vapeur (Retours d'expérience) [9]

Le Tableau 3 ci-dessous présente des fourchettes de coûts de production de projets d'économiseur sur chaudières vapeur, pour différents taux d'actualisation. La récupération sur fumées de chaudières vapeur a un coût total de production allant de 4 à 13 EUR/MWh. Même en considérant des coûts de production maximaux, cela en fait une énergie jusque quatre fois moins chère que la moins chère des énergies renouvelables.

Economiseur sur chaudière		
Hypothèses	Caractéristiques techniques	
	Durée de fonctionnement (années)	20
	Heures de fonctionnement (h/an)	3 000 - 5 000
Hypothèses	Coûts	
	Investissement (€/kW)	170
	Exploitation (% CAPEX)	5% - 10%
Résultats	Coût de production (€/MWh) en fonction du taux d'actualisation	
	3%	4,0 - 9,9
	5%	4,4 - 10,7
	8%	5,2 - 12,0
	10%	5,7 - 12,9

Tableau 3 – Hypothèses et coût de production de chaleur à partir de l'installation d'économiseurs sur chaudières à vapeur

3.2.4. Fumées de fours

Le coût de la récupération d'énergie sur fumées de fours dépend fortement des fours concernés et des niveaux de températures. Il n'y a donc pas de coût moyen de production. A titre d'exemple, un récent retour d'expérience, concernant du préchauffage de l'air de combustion de fours utilisés dans l'agroalimentaire grâce à quatre échangeurs, a coûté 300€/kWéchangeur et permis des économies de 35 MWh/an/kWéchangeur.

3.2.5. ORC sur récupération de fumées de four

Les niveaux de température atteints par les fumées sortant des fours industriels permettent souvent l'installation d'une machine ORC pour la production d'électricité à partir de cette chaleur fatale.

De tels projets ont pour la plupart des coûts d'investissement entre 2 000 et 5 000 EUR/kWe avec des puissances dépassant souvent les 500 kW. Avec un taux d'actualisation typique de 5 %, le coût total de production d'électricité d'un ORC de ce type varie entre 76 et 193 EUR/MWh.

ORC sur fumées de four				
Installation	Récupération de chaleur sur fumées de four			
	Taille	100 kW < 500 kW	500 kW < 1 MW	> 1 MW
Hypothèses	Caractéristiques techniques			
	Productivité (kWh/kWe/an)	6 400 - 7 200	6 400 - 7 200	6 400 - 7 200
	Durée de fonctionnement (années)	15	15	15
Hypothèses	Coûts			
	Investissement (€/kWe)*	4 300 - 6 300	3 700 - 4 300	2 500 - 3 700
	Exploitation fixe (€/kWe/an)	430 - 630	370 - 430	250 - 370
Résultats	Coût de production total (€/MWh) en fonction du taux d'actualisation			
	3%	123,5 - 180,9	106,2 - 123,5	71,8 - 106,2
	5%	131,9 - 193,3	113,5 - 131,9	76,7 - 113,5
	8%	145,7 - 213,4	125,4 - 145,7	84,7 - 125,4
	10%	155,5 - 227,9	133,8 - 155,5	90,4 - 133,8

* y compris génie civil et raccordement électrique

Tableau 4 - Hypothèses et coûts de production totaux d'ORC sur la récupération de fumées de four en France [10]

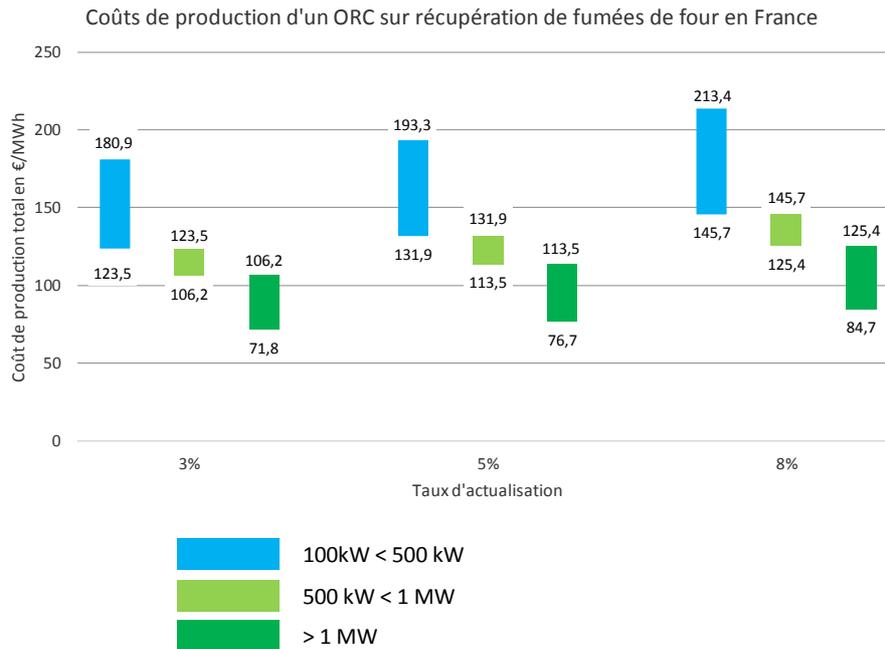


Figure 25 - Coûts de production totaux d'ORC sur de la récupération de fumées de four selon le taux d'actualisation

3.3. Coûts de production des énergies renouvelables⁹

3.3.1. Géothermie Très Basse Énergie (TBE)

En France, le coût total de production de la géothermie très basse énergie, pour des gammes de puissance utilisées dans l'industrie, varie entre 70 et 147 EUR/MWh pour des projets sur champ de sondes et entre 52 et 129 EUR/MWh pour des projets sur aquifère ou nappe.

Les coûts d'investissement des systèmes sur champ de sondes se répartissent entre les sondes (entre 50 et 90 EUR/m linéaire pose comprise¹⁰), la pompe à chaleur et l'installation. Pour les systèmes sur aquifère ou nappe, à puissance équivalente, les coûts d'investissement liés au sous-sol peuvent être plus réduits, selon le débit d'eau prélevée et la profondeur des forages, conduisant à des coûts d'investissement 2 fois moins élevés en moyenne. Les détails des coûts d'investissement et de maintenance des pompes à chaleur géothermiques sont donnés ci-dessous dans le Tableau 5.

Puissance PAC (kW)	Investissement (EUR)	Maintenance (EUR/an)
120	30 000	1 000
300	75 000	1 000
1 000	300 000	2 500
1 200	360 000	2 500

Tableau 5 – Coûts d'investissement et de maintenance des pompes à chaleur géothermiques par gamme de puissance [11]

⁹ L'analyse des coûts complets de production a été construite selon la même méthodologie que l'étude « Coûts des énergies renouvelables en France » publiée par l'ADEME, adaptée au secteur industriel, en exploitant une base de cas fournis par l'ADEME et par les experts mobilisés sur l'étude (cf. annexe 1) - Toutes les données de coûts sont les dernières données disponibles en 2017 issues de retours d'expérience.

¹⁰ Le coût varie en fonction de la nature du sous-sol, de la région et du nombre de foreurs locaux.

Pour des installations de fortes puissances, comme dans l'industrie, les systèmes sur aquifère sont d'une manière générale plus compétitifs que les systèmes sur champ de sondes. De plus, les coûts varient plus fortement en fonction de la taille de l'installation (en kW) dans le cas d'un projet sur aquifère que dans le cas d'un projet sur champ de sondes.

Géothermie TBE					
Installation	Sur champ de sondes		Sur aquifère / nappe		
Taille	100 < 500 kW	> 500 kW	100 < 500 kW	> 500 kW	
Hypothèses					
Caractéristiques techniques					
Productivité (kWh/kW/an)	1 800	1 800	1 800	1 800	
Durée de fonctionnement (années)	20	20	20	20	
Coûts					
Investissement (€/kW)	1 200 - 1 800	1 300 - 2 000	500 - 1 400	700	
Exploitation fixe (€/kW/an)	45 - 60	45 - 60	60 - 90	60 - 90	
Résultats					
Coût de production (€/MWh utile) en fonction du taux d'actualisation					
	3%	69,8 - 100,5	73,5 - 108,0	52,0 - 102,3	59,5 - 76,1
	5%	78,5 - 113,6	83,0 - 122,5	55,6 - 112,4	64,5 - 81,2
	8%	92,9 - 135,2	98,6 - 146,5	61,6 - 129,2	72,9 - 89,6
	10%	103,3 - 150,8	109,8 - 163,8	66,0 - 141,4	79,0 - 95,7

Tableau 6 – Hypothèses et coûts de production de la géothermie TBE en industrie en France¹¹ [12] [9] [11]

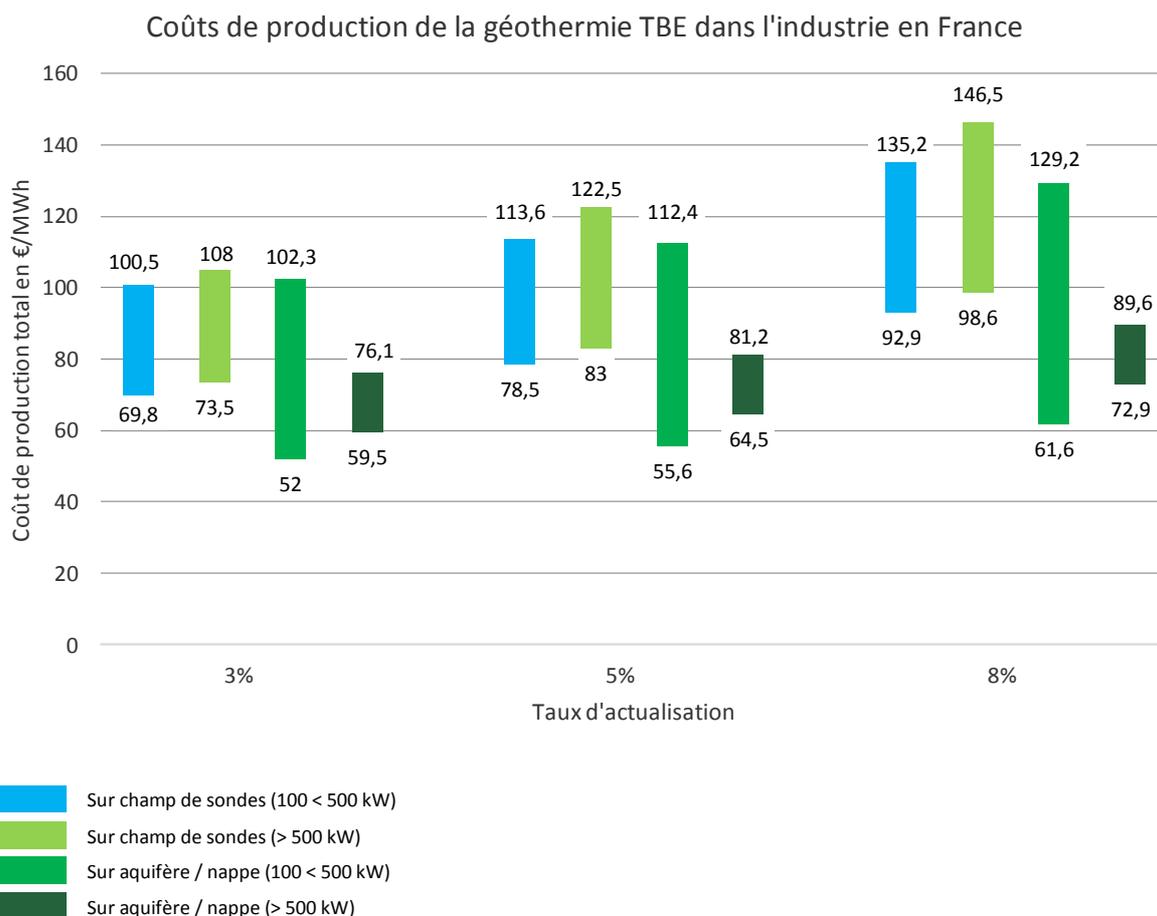


Figure 26 – Coûts de production de la géothermie TBE en industrie selon le taux d'actualisation

¹¹ Les coûts de production en italique sont à considérer comme non vraisemblables aujourd'hui du fait d'un taux d'actualisation non cohérent avec la maturité des technologies, la perception du risque et les exigences de rentabilité.

3.3.2. Solaire thermique

En France, le coût total de production du solaire thermique dans l'industrie est estimé entre 86,0 et 280,2 EUR/MWh pour des projets sur toiture et entre 47,5 et 206,5 EUR/MWh pour des projets au sol (voir Tableau 7 et Figure 27).

Le coût total de production dépend de la température entrante dans les capteurs, du type de capteur solaire utilisé et de l'ensoleillement de la zone (la productivité moyenne annuelle varie de 350 à 826 kWh/m² du Nord au Sud). D'une manière générale, les capteurs plans mono vitrage coûtent moins cher à l'achat, environ 200 EUR/m² de moins que les capteurs à tubes sous vide et 25 EUR/m² de moins que les capteurs plans à double vitrage, mais offrent de moins bonnes performances. Les capteurs plans à double vitrage, souvent proposés en plus grande taille, sont plus adéquats pour les installations de réinjection d'énergie sur les réseaux de chaleur.

En plus de l'ensoleillement et de la technologie de panneaux solaire, d'autres éléments influencent la performance d'un système solaire thermique et ses coûts d'investissement : le profil de charge de consommation, le volume de stockage utilisé, la surface déployée, etc.

Solaire thermique							
Installation	Sur toiture			Au sol			
Type de capteur	Plan	Plan double vitrage	A tubes sous vide	Plan	Plan double vitrage	A tubes sous vide	
Caractéristiques techniques							
Productivité (kWh/m ² /an)	350 - 650	389 - 722	445 - 826	350 - 650	389 - 722	445 - 826	
Durée de fonctionnement (années)	20	20	20	20	20	20	
Coûts							
Investissement (€/m ²)	800 - 900	825 - 925	1 000 - 1 100	450 - 650	475 - 675	650 - 850	
Exploitation fixe (€/m ² /an)	6,4 - 7,2	6,6 - 7,4	10,0 - 11,0	2,3 - 3,3	2,4 - 3,4	5,2 - 6,8	
Coût de production (€/MWh utile) en fonction du taux d'actualisation							
Résultats	3%	92,6 - 191,1	86,0 - 177,0	93,5 - 188,8	50,0 - 131,3	47,5 - 122,9	59,2 - 140,2
	5%	108,6 - 224,6	100,9 - 208,0	109,3 - 221,1	59,0 - 155,5	56,1 - 145,5	69,5 - 165,1
	8%	135,2 - 280,2	125,6 - 259,5	135,5 - 274,5	74,0 - 195,6	70,3 - 183,1	86,5 - 206,5
	10%	154,4 - 320,3	143,5 - 296,7	154,4 - 313,2	84,8 - 224,6	80,6 - 210,2	98,8 - 236,3

Tableau 7 – Hypothèses et coûts de production du solaire thermique en industrie en France¹² [12] [9]

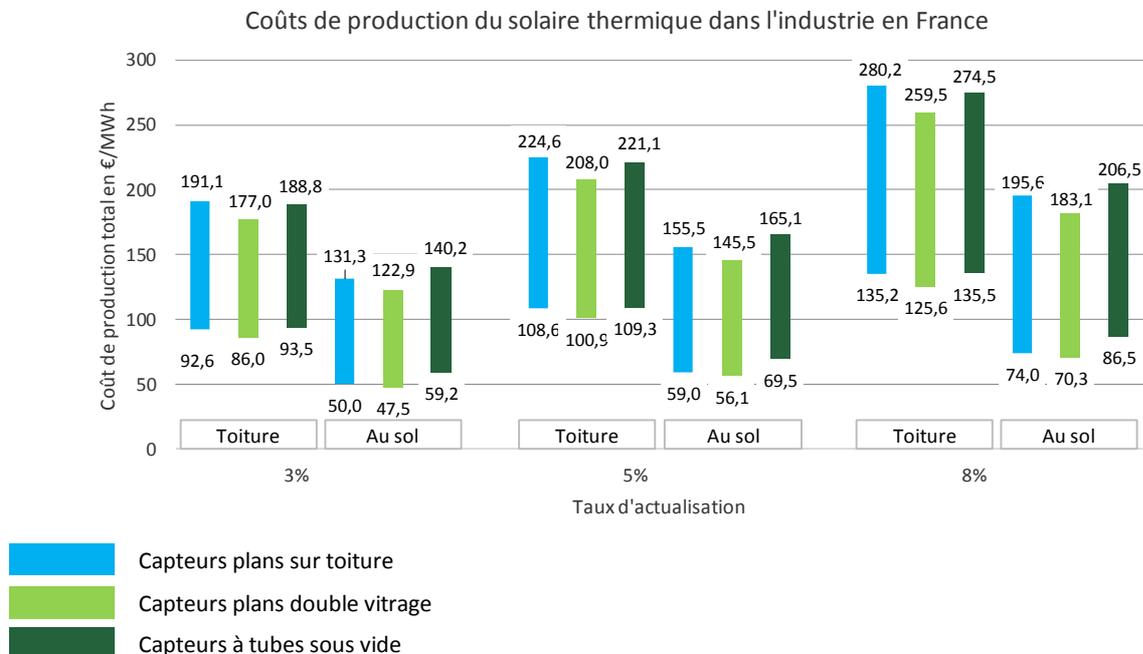


Figure 27 – Coûts de production du solaire thermique en industrie selon le taux d'actualisation

¹² Les coûts de production en italique sont à considérer comme non vraisemblables aujourd'hui du fait d'un taux d'actualisation non cohérent avec la maturité des technologies, la perception du risque et les exigences de rentabilité.

3.3.3. Biogaz

La production de biogaz en industrie coûte en moyenne plus cher que la méthanisation à la ferme et dans les petits collectifs agricoles et territoriaux. Cependant, la différence entre ces coûts de production et le seuil de rentabilité des installations est plus faible dans l'industrie que dans toutes les autres filières. [13]

En industrie, les coûts d'investissement d'une installation valorisant le biogaz en cogénération sont 2 à 3 fois plus élevés que pour une installation le valorisant uniquement sous forme de chaleur. Cette différence de coûts s'annule plus ou moins en rapportant les coûts d'investissement à la quantité d'énergie produite. Néanmoins, les coûts d'exploitation étant beaucoup plus élevés dans le cas de la cogénération, il en résulte des coûts totaux de production au moins deux fois plus importants que pour un usage en chaleur uniquement.

Biogaz					
Installation	Chauffage direct		Cogénération		
	Sur site	Territoire	Sur site	Territoire	
Hypothèses					
Caractéristiques techniques					
Productivité (kWh utile/kW/an)	3 000 - 5 000	3 000 - 5 000	6 560 - 7 380	6 560 - 7 380	
Durée de fonctionnement (années)	20	20	20	20	
Coûts					
Investissement (€/kW)	1 500 - 2 100	1 500 - 2 100	4 600	4 600	
Exploitation fixe (€/kW/an)	80	80	-	-	
Exploitation variable (€/MWh utile/an)	-	-	148,8	148,8	
Coût de l'intrant (€/MWh utile/an)	-	13,6	-	1,3	
Coût de production (€/MWh utile) en fonction du taux d'actualisation					
Résultats	3%	36,2 - 73,7	49,8 - 87,3	190,6 - 195,9	191,9 - 197,1
	5%	40,1 - 82,8	53,7 - 96,4	198,8 - 205,0	200,0 - 206,3
	8%	46,6 - 98,0	60,2 - 111,6	212,2 - 220,2	213,5 - 221,4
	10%	51,2 - 108,9	64,8 - 122,5	222,0 - 231,1	223,2 - 232,4

Tableau 8 – Hypothèses et coûts de production de la filière biogaz en industrie en France¹³ [10]

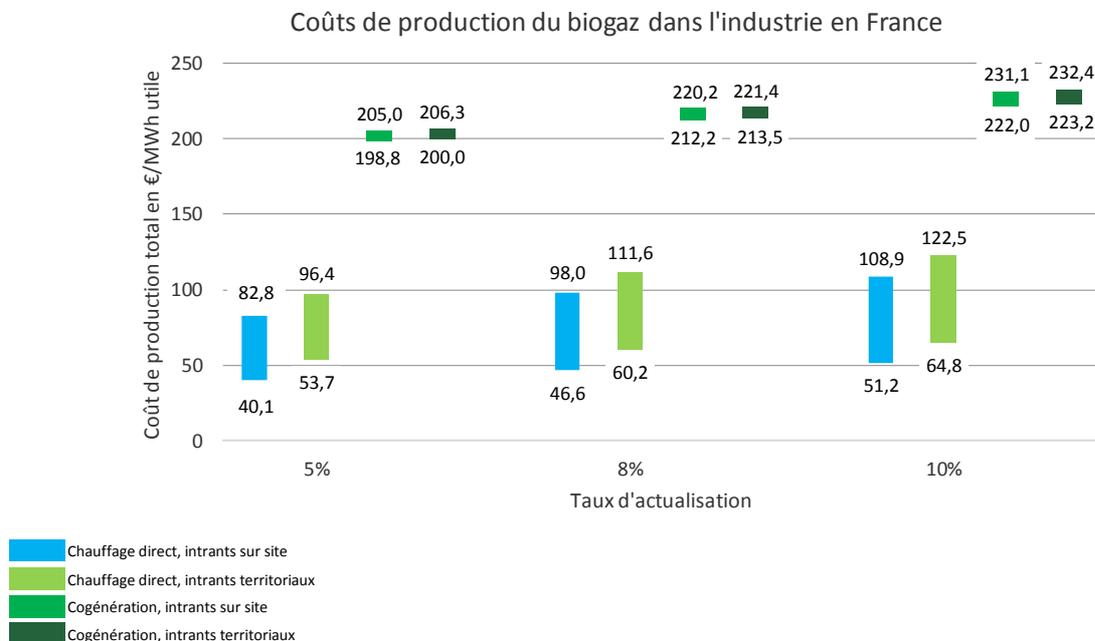


Figure 28 – Coûts de production de la filière biogaz en industrie selon le taux d'actualisation

¹³ Les coûts de production sont rapportés à tous les MWh utiles produits, qu'ils soient thermiques ou électriques en supposant donc que les MWh thermiques sont valorisés, conformément aux exigences européennes. Les coûts de production en italique sont à considérer comme non vraisemblables aujourd'hui du fait d'un taux d'actualisation non cohérent avec la maturité des technologies, la perception du risque et les exigences de rentabilité.

3.3.4. Biomasse

En France, le coût total de production de la filière biomasse se situe entre 45,8 et 79,1 EUR/MWh pour des chaufferies industrielles ne valorisant que la chaleur, et entre 47,6 et 73,5 EUR/MWh pour des installations industrielles en cogénération. Les coûts varient fortement entre les petites chaufferies (< 3 MW) et les grosses chaufferies (> 3 MW) pour lesquelles la réduction de coût est en moyenne entre - 25 % et - 50 %.

Biomasse					
Installation	Chauffage direct		Cogénération		
Taille	< 3 MW	> 3 MW	< 3 MW (ORC)	> 3 MW (vapeur)	
Caractéristiques techniques					
Hypothèses	Productivité** (kWh utile/kW/an)	3 000 - 4 000	5 000	30 000	26 250
	Durée de fonctionnement (années)	20	20	20	20
	Rendement électrique	-	-	20%	20%
	Rendement global	85%	85%	80%	70%
Coûts					
	Investissement (€/kW utile)	940 - 1 100	610	5 000 - 6 000	2 500 - 5 000
	Exploitation variable (€/MWh utile)	7	7	10 - 15	10 - 15
	Coût du combustible* (€/MWh utile)	29	29	30 - 35	30 - 35
Coût de production (€/MWh utile) en fonction du taux d'actualisation					
Résultats					
	3%	51,8 - 60,6	44,2	51,2 - 63,4	46,4 - 42,8
	5%	54,9 - 65,4	45,8	53,4 - 66,0	47,6 - 65,3
	8%	59,9 - 73,3	48,4	57,0 - 70,4	49,7 - 69,4
	10%	63,6 - 79,1	50,3	59,6 - 73,5	51,2 - 72,4

Tableau 9 – Hypothèses et coûts de production de la filière biomasse en industrie en France¹⁴ [12] [10]

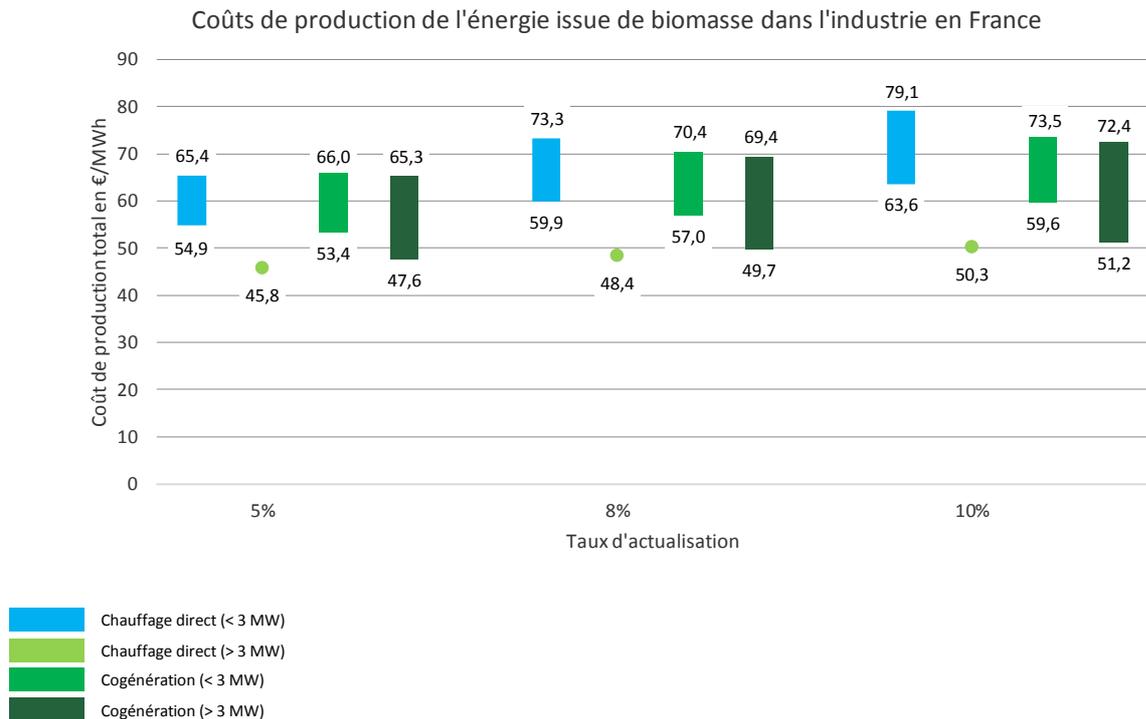


Figure 29 – Coûts de production de la filière biomasse en industrie selon le taux d'actualisation

¹⁴ Les coûts de production sont rapportés à tous les MWh utiles produits, qu'ils soient thermiques ou électriques en supposant donc que les MWh thermiques sont valorisés, conformément aux exigences européennes. Les coûts de production en italique sont à considérer comme non vraisemblables aujourd'hui du fait d'un taux d'actualisation non cohérent avec la maturité des technologies, la perception du risque et les exigences de rentabilité.

* Le coût du combustible correspond au coût de la chaleur en sortie chaudière, c'est-à-dire : [Combustible biomasse (plaquettes forestières à 24 EUR/MWh PCI) + combustible d'appoint (gaz naturel à 30 EUR/MWh PCI)] / rendement chaufferie.

** Process continu.

3.3.5. Solaire photovoltaïque

Le coût de production du solaire photovoltaïque dépend en partie de l'ensoleillement disponible et donc de la productivité des panneaux solaires. En France, comme le montre la Figure 33, le productible photovoltaïque varie entre le Nord et le Sud de la France. En moyenne, la productivité attendue au Nord de la France est d'environ 950 kWh/kWc/an et de 1 400 kWh/kWc/an au Sud.

Le coût de production du solaire photovoltaïque se situe entre 124 et 136 EUR/MWh dans le Nord de la France pour un taux d'actualisation, le plus probable, de 3 %. Pour les régions du sud de la France, bénéficiant des meilleurs taux d'ensoleillement du pays, le coût de production est plutôt compris entre 83 et 92 EUR/MWh.

Les coûts d'investissement de la filière dépendent des types de panneaux photovoltaïques et de leur installation. Ils varient entre 1 290 et 1 390 EUR/kW pour des panneaux installés selon une intégration simplifiée au bâti (ISB) 15 et entre 1 240 et 1 320 EUR/kW pour des panneaux installés en surimposition 16. Les coûts d'investissement du solaire photovoltaïque ont baissé significativement depuis plusieurs années et sont encore amenés à diminuer, de 30 % entre 2015 et 2025 selon les estimations de l'ADEME, grâce aux progrès technologiques et à la hausse des capacités installées.

Solaire photovoltaïque					
Périmètre	France Nord		France Sud		Pose
	ISB	Surimposé	ISB	Surimposé	
Hypothèses					
Caractéristiques techniques					
Productivité (kWh/kWc/an)	950	950	1 400	1 400	
Durée de fonctionnement (années)	25	25	25	25	
Coûts					
Investissement (€/kW)	1 290 - 1 390	1 240 - 1 320	1 290 - 1 390	1 240 - 1 320	
Exploitation fixe (€/kW/an)	46,3 - 49,2	46,3 - 49,2	46,3 - 49,2	46,3 - 49,2	
Résultats					
Coût de production (€/MWh) en fonction du taux d'actualisation					
	3%	5%	8%		
	126,7 - 135,8	145,1 - 155,6	175,9 - 188,9		
	123,7 - 131,6	141,3 - 150,4	171,0 - 182,0		
	86,0 - 92,2	83,9 - 89,3	98,4 - 105,6		
	119,4 - 128,2	116,0 - 123,5	134,6 - 144,5		

Tableau 10 – Hypothèses et coûts de production du solaire photovoltaïque en industrie en France¹⁷ [10]

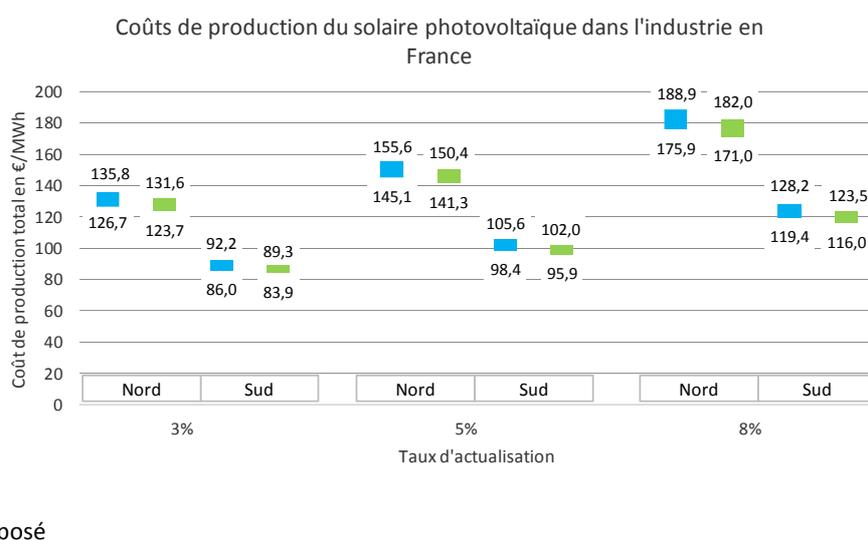


Figure 30 – Coûts de production du solaire photovoltaïque en industrie selon le taux d'actualisation

¹⁵ Intégration simplifiée au bâti : l'installation remplace les éléments de couverture, est parallèle au plan de la toiture, et le système en assure l'étanchéité.

¹⁶ Surimposition : l'installation est fixée sur une toiture existante ou sur un mur.

¹⁷ Les coûts de production en italique sont à considérer comme non vraisemblables aujourd'hui du fait d'un taux d'actualisation non cohérent avec la maturité des technologies, la perception du risque et les exigences de rentabilité.

3.3.6. Éolien terrestre

La filière éolienne est encore très peu diffusée dans l'industrie en France, en particulier suivant des schémas d'autoconsommation. Il existe donc trop peu de données de coût pour présenter des coûts totaux de production spécifiques à l'industrie. Les chiffres donnés ci-dessous sont donc les coûts de la filière éolienne française tous secteurs confondus.

Il existe plusieurs catégories d'éoliennes de tailles différentes. Les petites éoliennes (< 36 kW) et moyennes éoliennes (36 à 350 kW), qui pourraient être plus indiquées dans le cadre d'autoconsommation en industrie, ne sont aujourd'hui pas économiquement rentables dans la plupart des cas. Le cadre de cette étude des coûts de production de l'éolien se concentre donc sur les coûts du grand éolien terrestre (de l'ordre de 2 MW).

Comme le montre la Figure 31 ci-dessous, les vitesses de vent moyennes ne sont pas les mêmes partout en France et varient de façon très locale. Les zones présentant une vitesse moyenne au moyen très faible, classe de vents IV (< 6 m/s) ne permettent pas le développement de projets rentables. A partir de 6 m/s, vents faibles de classe III, les projets peuvent devenir intéressants grâce à l'utilisation de machines nouvelle génération, des éoliennes toillées, qui présentent des coûts d'investissement plus élevés mais de meilleures performances et une densité au sol plus faible. Les sites de classe II et I peuvent être équipés d'éoliennes standard, moins chères à l'achat mais présentant un nombre d'heures de fonctionnement à pleine puissance plus faible.



Figure 31 – Vitesse de vent moyenne au moyen en France

Le coût total de production de projets éoliens en zone II équipés de machines « standard » se situe entre 53,9 et 108,1 EUR/MWh pour les taux d'actualisation les plus probables. Le coût total de projets éolien utilisant des machines nouvelle génération en zone III sont un peu plus faibles, entre 50,4 et 93,8€/MWh.

Les coûts de production des champs d'éoliennes vont être amenés à baisser car le développement de la filière n'est pas terminé. Des innovations portant sur l'ensemble de sa chaîne de valeur, notamment sur la conception des rotors et leur contrôle, permettraient une baisse des coûts de 10 à 15 % d'ici 2025 d'après une étude récente de l'ADEME. [14]

Eolien terrestre		
Régime de vent, vitesse moyenne au moyeu (m/s)	7 - 8,5	6 - 7,5
Technologie	Machines "standard"	Machines nouvelle génération
Taille des machines (MW)	2,3	2
Hypothèses		
Caractéristiques techniques		
Productivité (kWh/kW/an)	1 800 - 2 400	2 400 - 2 700
Durée de fonctionnement (années)	20	20
Coûts		
Investissement (€/kW)	1 300 - 1 400	1 400 - 1 700
Exploitation fixe (€/kW/an)	42 - 52	42 - 52
Résultats		
Coût de production (€/MWh) en fonction du taux d'actualisation		
	3%	50,4 - 69,3
	5%	57,2 - 78,5
	8%	68,4 - 93,8
	10%	76,5 - 104,9

Tableau 11 – Hypothèses et coûts de production du grand éolien terrestre en France¹⁸ [12]

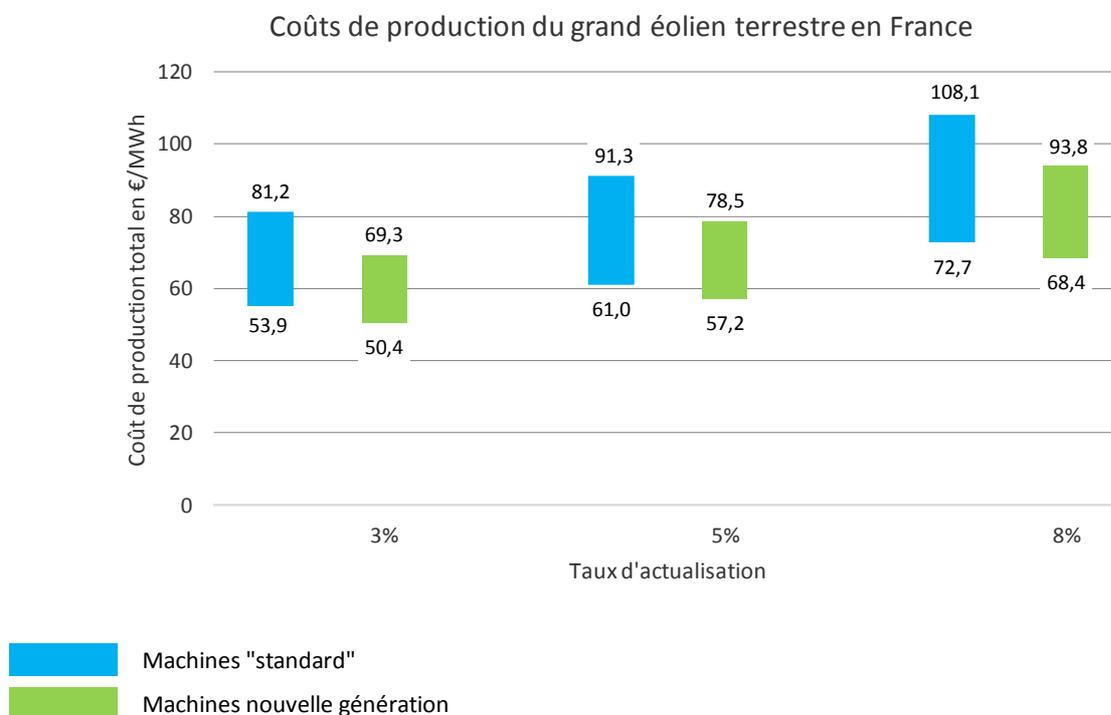


Figure 32 – Coûts de production du grand éolien terrestre en France selon le taux d'actualisation

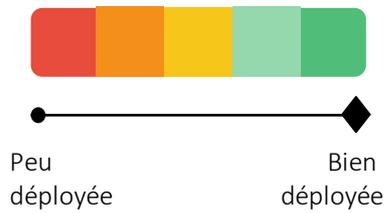
3.4. Forces et faiblesses des technologies de récupération

Les curseurs présentés ci-dessous permettent d'identifier les forces et faiblesses des technologies en fonction de critères clefs tels que la maturité technologique, les contraintes d'intégration, d'opération ou de maintenance. Ils ont été construits avec pour référence l'ensemble des EnR&R étudiées et sont résumés dans les graphes radars à la fin de chaque partie.

¹⁸ Les coûts de production en italique sont à considérer comme non vraisemblables aujourd'hui du fait d'un taux d'actualisation non cohérent avec la maturité des technologies, la perception du risque et les exigences de rentabilité.

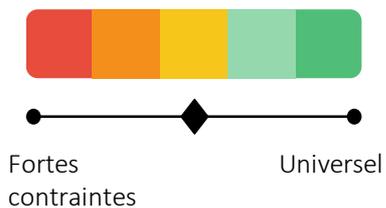
3.4.1. Buées de séchage

Diffusion de la technologie



La récupération de chaleur sur buées de séchage est un procédé très courant en industrie aujourd'hui.

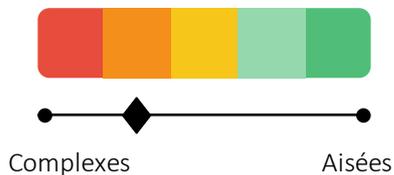
Contraintes d'intégration sur site



Si la production d'eau chaude de récupération et sa consommation ne sont pas simultanées, l'installation d'un réservoir d'eau chaude peut être nécessaire. Un réseau de chaleur plus ou moins développé peut aussi être requis pour relier la source de chaleur fatale au procédé utilisateur de l'eau chaude en sortie d'échangeur. [15]

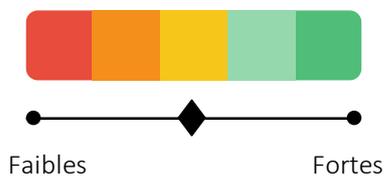
Ces installations peuvent nécessiter des modifications du site industriel pour libérer la place nécessaire. L'intégration de telles solutions peut être facilitée par un dimensionnement adapté et pensé en amont, idéalement lors de la conception de l'équipement.

Contraintes d'opération et de maintenance



L'humidité et les particules contenues dans les buées de séchage peuvent générer des problématiques d'encrassement des échangeurs et donc des contraintes de maintenance. Ces contraintes peuvent être un frein à la mise en œuvre de projets de récupération sur buées de séchage par les industriels. [16]

Disponibilité et accessibilité de la ressource



La majorité des buées issues de séchoirs industriels peuvent être réutilisées pour valorisation de leur chaleur fatale. La source de chaleur fatale peut cependant être difficilement utilisable si elle est située trop loin de l'usage que l'on veut en faire ou si sa production est décalée dans le temps avec l'usage.

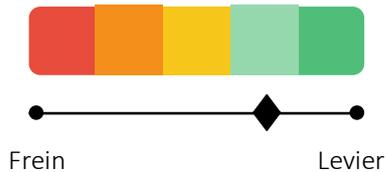
Dans ces cas, pour rendre la ressource accessible, une stratégie de distribution et/ou de stockage de chaleur peut s'avérer nécessaire, et générer une complexité technique et économique.

Performance environnementale



Par convention, l'ADEME considère un contenu CO₂ de 0 gCO₂/kWh pour les énergies de récupération quelle que soit leur origine. Le gain environnemental en tonnes de CO₂ évitées sera donc proportionnel à la quantité d'énergie fossile économisée et à son empreinte carbone. En particulier, remplacer l'utilisation du gaz naturel permet d'éviter 243 kgCO₂/kWh PCI. [17]

Mécanismes de soutien

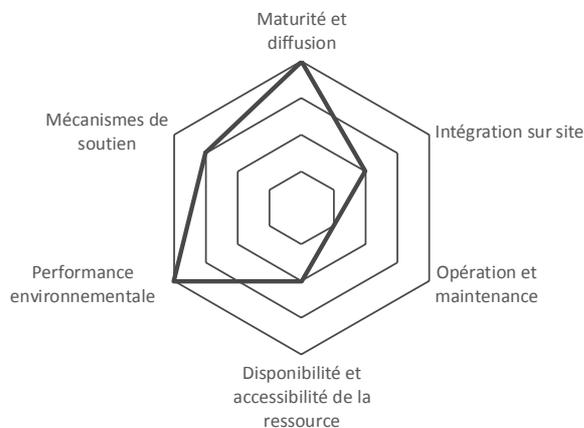


L'ADEME accompagne les projets de récupération de chaleur fatale à travers le Fonds Chaleur, en finançant des équipements de captage, stockage, transport et distribution de chaleur dans un site industriel, du moment où l'opération ne peut être couverte par une fiche d'opération standardisée. Par contre, les installations de récupération et revalorisation sur un seul et même équipement ne sont pas éligibles. [4]

Les projets de ce type peuvent être soutenus par des subventions régionales, européennes, en plus des subventions de l'ADEME. [15] Ils ne font cependant pas l'objet d'une fiche CEE.

D'une manière générale, les opérations de récupération d'énergie peuvent aussi bénéficier de dispositifs financiers comme les prêts de la BPI, et/ou d'un amortissement dégressif ou exceptionnel des équipements. [18] [19]

Synthèse



La récupération sur buées de séchage est une technologie largement répandue dans l'industrie, qui offre une forte réduction des émissions de gaz à effet de serre quand elle se substitue à du gaz naturel ou du fioul. Son intégration sur site est relativement aisée mais peut être rendue complexe dans certains cas par la longueur du réseau de distribution de chaleur à déployer et/ou la solution de stockage à installer. Son point faible réside dans les problématiques liées à la présence d'humidité dans le système de récupération, ce qui peut générer de réelles contraintes de maintenance.

3.4.2. Condenseurs de groupe froid

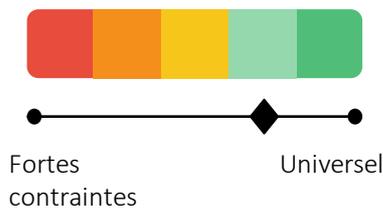
Diffusion de la technologie



Cette technologie existe depuis plus de 20 ans et rencontre de plus en plus de succès.

La plupart des projets concernent la production centralisée de froid et donc la récupération de chaleur sur plusieurs groupes froids (condenseur et désurchauffeur) avec un réseau de distribution et une solution de stockage.

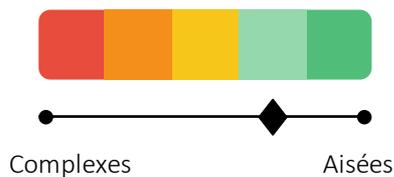
Contraintes d'intégration sur site



L'installation des échangeurs est plutôt simple, mais l'intégration complète aux usages finaux peut nécessiter l'installation d'une disposition plus compliquée des tuyauteries et/ou des réservoirs-tampons pour l'eau chaude sanitaire ou de chauffage. [20]

Ces installations peuvent nécessiter des modifications du site industriel pour libérer la place nécessaire.

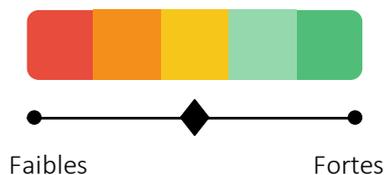
Contraintes d'opération et de maintenance



La maintenance d'un groupe frigorifique nécessite de dégivrer régulièrement l'évaporateur et les échangeurs du système. Cette opération peut être simplifiée en utilisant la chaleur prélevée dans le condenseur directement pour le dégivrage.

L'ajout d'échangeurs sur le condenseur et/ou le désurchauffeur a l'avantage de réduire le bruit des ventilateurs et la chaleur dégagée par rapport à un refroidissement effectué à l'air ambiant. [21]

Disponibilité et accessibilité de la ressource



Ce type d'installation peut être utilisé uniquement sur les sites industriels possédant à la fois un ou des groupes froids, et un besoin significatif d'eau chaude (préchauffage d'une chaudière vapeur, eau de lavage, ou autres) [21].

La source de chaleur fatale peut cependant être difficilement utilisable si elle est située trop loin de l'usage que l'on veut en faire ou si sa production est décalée dans le temps avec l'usage. Dans ces cas, pour rendre la ressource accessible, une stratégie de distribution et/ou de stockage de chaleur peut s'avérer nécessaire, et générer une complexité technique et économique.

Performance environnementale



Par convention, l'ADEME considère un contenu CO₂ de 0 gCO₂/kWh pour les énergies de récupération quelle que soit leur origine. Le gain environnemental en tonnes de CO₂ évitées sera donc proportionnel à la quantité d'énergie fossile économisée et à son empreinte carbone. Par exemple, des économies de consommation de gaz naturel permettront d'éviter 243 kgCO₂/kWh PCI. [17]

Mécanismes de soutien

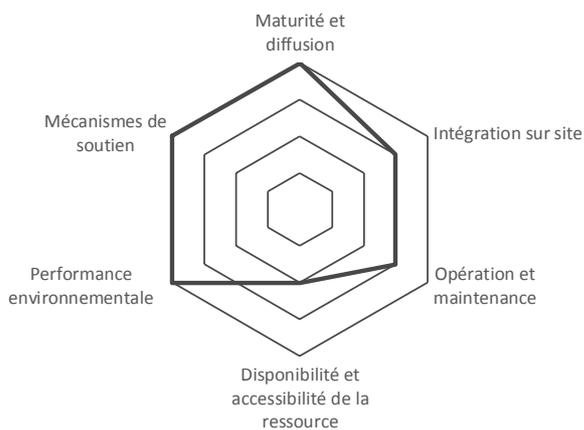


L'ADEME accompagne les projets de récupération de chaleur fatale à travers le Fonds Chaleur, en finançant des équipements de captage, stockage, transport et distribution de chaleur dans un site industriel, du moment où l'opération ne peut pas être couverte par une fiche d'opération standardisée. Par contre, les installations de récupération et revalorisation sur un seul et même équipement ne sont pas éligibles. [4]

La récupération de chaleur sur un groupe de production de froid fait l'objet d'une opération standardisée du dispositif de certificats d'économie d'énergie (CEE) : fiche IND-UT-17. [22]

D'une manière générale, les opérations de récupération d'énergie peuvent aussi bénéficier de dispositifs financiers comme les prêts de la BPI, et/ou d'un amortissement dégressif ou exceptionnel des équipements. [18] [19]

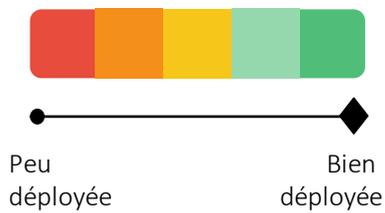
Synthèse



La récupération de chaleur sur condenseur et désurchauffeur de groupes froids est une technologie mature, bien soutenue par la réglementation, facile à intégrer et à opérer. En substitution à l'utilisation d'énergies fossiles, elle permet aussi une réduction importante des émissions de gaz à effet de serre.

3.4.3. Fumées de chaudières

Diffusion de la technologie de récupération



Economiseur sur chaudière vapeur

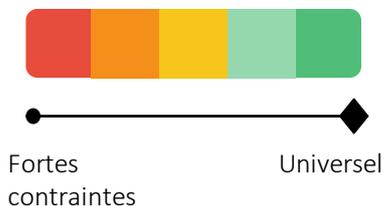
L'ajout d'un économiseur sur des fumées de chaudières est une technologie mature, utilisée depuis des décennies. [20]

Economiseur et condenseur sur chaudière vapeur

Les projets alliant un condenseur à l'économiseur sont beaucoup moins fréquents mais observés dans de nombreux secteurs industriels. [23]

Contraintes d'intégration sur site

Economiseur sur chaudière vapeur

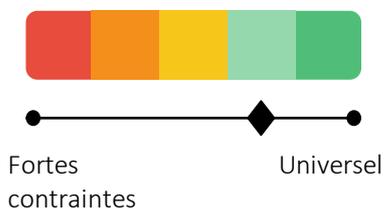


Economiseur sur chaudière vapeur

L'installation des économiseurs ne pose pas de difficultés particulières et la conception de ces installations se fait souvent sur-mesure, ce qui facilite leur intégration sur site. [23]

Si l'eau chauffée par l'économiseur est de l'eau non consommée en continu par l'unité de production, une cuve tampon pourra être installée comme moyen de stockage, ce qui nécessiterait dans certains cas un aménagement du site. [20]

Economiseur et condenseur sur chaudière vapeur



Economiseur et condenseur sur chaudière vapeur

Alors que les économiseurs seuls peuvent être installés directement au niveau de la cheminée d'évacuation des gaz, les économiseurs avec condenseurs sont souvent installés au sol, juste à côté de l'orifice de sortie des gaz de la chaudière. Leur installation peut donc nécessiter des modifications du site industriel pour libérer la place nécessaire. [20]

Contraintes d'opération et de maintenance

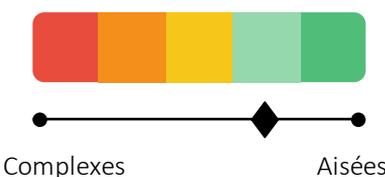
Economiseur sur chaudière vapeur



Economiseur sur chaudière vapeur

Les économiseurs utilisés sur les chaudières vapeur sont simples d'utilisation mais peuvent induire, en opération, des pertes de charge sur le réseau. [23]

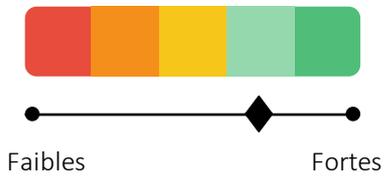
Economiseur et condenseur sur chaudière vapeur



Economiseur et condenseur sur chaudière vapeur

Avec l'ajout d'un condenseur et donc la présence d'eau à l'état liquide, des problématiques de corrosion peuvent se poser et nécessitent une maintenance plus importante que les économiseurs seuls. [23]

Disponibilité et accessibilité de la ressource



Dans le cas fréquent où la chaleur récupérée sur les fumées est réutilisée en entrée de la chaudière, aucun problème d'accessibilité et de disponibilité de la ressource ne se pose.

Par contre, si cette chaleur est vouée à être utilisée sur un autre procédé, elle peut être plus difficilement utilisable si elle est située trop loin de l'usage que l'on veut en faire ou si sa production est décalée dans le temps avec l'usage. Dans ces cas, pour rendre la ressource accessible, une stratégie de distribution et/ou de stockage de chaleur peut s'avérer nécessaire.

La température des gaz issus de chaudières à vapeur se situe entre 80 et 95°C quand la chaleur est récupérée sur un condenseur après l'économiseur (température de changement de phase) et peut dépasser les 100°C lorsque la chaleur sensible uniquement est récupérée via un économiseur. [20]

Performance environnementale



Par convention, l'ADEME considère un contenu CO₂ de 0 gCO₂/kWh pour les énergies de récupération quelle que soit leur origine. Le gain environnemental en tonnes de CO₂ évitées sera donc proportionnel à la quantité d'énergie fossile économisée et à son empreinte carbone. Par exemple, des économies de consommation de gaz naturel permettront d'éviter 243 kgCO₂/kWh PCI. [17]

Mécanismes de soutien



L'ADEME accompagne les projets de récupération de chaleur fatale à travers le Fonds Chaleur, en finançant des équipements de captage, stockage, transport et distribution de chaleur dans un site industriel, du moment où l'opération ne peut pas être couverte par une fiche d'opération standardisée. Par contre, les installations de récupération et de valorisation sur un même équipement ne sont pas éligibles. [4]

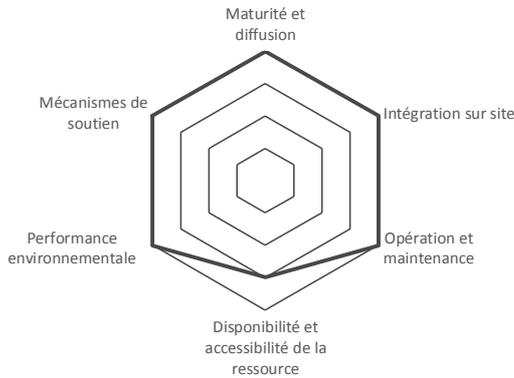
La récupération de chaleur sur les chaudières à vapeur industrielles fait l'objet de fiches d'opérations standardisées dans le cadre du dispositif de Certificats d'Economie d'Energie : [22]

- Fiche IND-UT-104 « Economiseur sur les effluents gazeux d'une chaudière de production de vapeur ».
- Fiche IND-UT-130 : « Condenseur sur les effluents gazeux d'une chaudière de production de vapeur ».

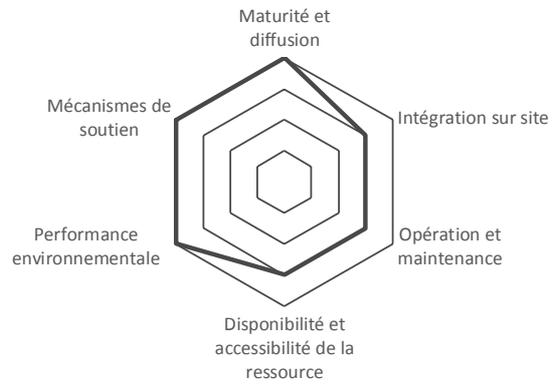
D'une manière générale, les opérations de récupération d'énergie peuvent aussi bénéficier de dispositifs financiers comme les prêts de la BPI, et/ou d'un amortissement dégressif ou exceptionnel des équipements. [19] [18]

Synthèse

Economiseur sur chaudière à vapeur



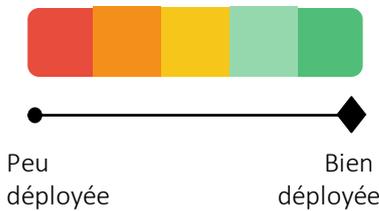
Economiseur et condenseur sur chaudière à vapeur



La récupération de chaleur sur les fumées d'une chaudière vapeur, avec ou sans addition d'un condenseur, est une pratique très répandue. Certaines chaudières sont même vendues directement équipées d'un économiseur. Cette technologie est très facile à intégrer, surtout dans le cas le plus courant où elle est utilisée pour réalimenter directement la chaudière. La seule contrainte générée par l'ajout d'un condenseur concerne la maintenance de l'installation, rendue plus complexe du fait de la présence d'eau à l'état liquide dans le système.

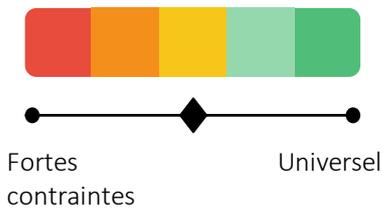
3.4.4. Fumées de four

Diffusion de la technologie de récupération



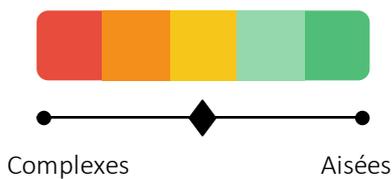
Les projets de récupération de chaleur sur fumées de fours en industrie sont moins courants que les projets sur chaudière à vapeur, car leurs coûts sont plus élevés et leur intégration moins standard. En contrepartie, ils offrent une meilleure efficacité.

Contraintes d'intégration sur site



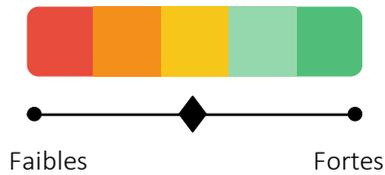
Suivant l'utilisation faite de la chaleur fatale, préchauffage du four ou intégration à un autre procédé sur le site par exemple, l'installation sur site sera plus ou moins complexe. Elle pourra nécessiter une modification des réseaux de distribution ou l'ajout d'un stockage. Ces installations peuvent donc nécessiter des modifications du site industriel pour libérer la place nécessaire.

Contraintes d'opération et de maintenance



Les contraintes d'opération et de maintenance dépendent de l'installation, du type de four et de l'échangeur utilisé.

Disponibilité et accessibilité de la ressource



Les fumées en sortie de fours industriels traditionnels peuvent avoir des températures très élevées, jusqu'à 1000°C. Les fours intégrant déjà une récupération interne des fumées pour préchauffer le four, relâchent des gaz à des températures plus faibles, en dessous de 400°C [20]. La source de chaleur fatale peut cependant être difficilement utilisable si elle est située trop loin de l'usage que l'on veut en faire ou si sa production est décalée dans le temps avec l'usage. Dans ces cas, pour rendre la ressource accessible, une stratégie de distribution et/ou de stockage de chaleur peut s'avérer nécessaire, et générer une complexité technique et économique.

Performance environnementale



Par convention, l'ADEME considère un contenu CO₂ de 0 gCO₂/kWh pour les énergies de récupération quelle que soit leur origine. Le gain environnemental en tonnes de CO₂ évitées sera donc proportionnel à la quantité d'énergie fossile économisée et à son empreinte carbone. Par exemple, des économies de consommation de gaz naturel permettront d'éviter 243 kgCO₂/kWh PCI. [17]

Mécanismes de soutien

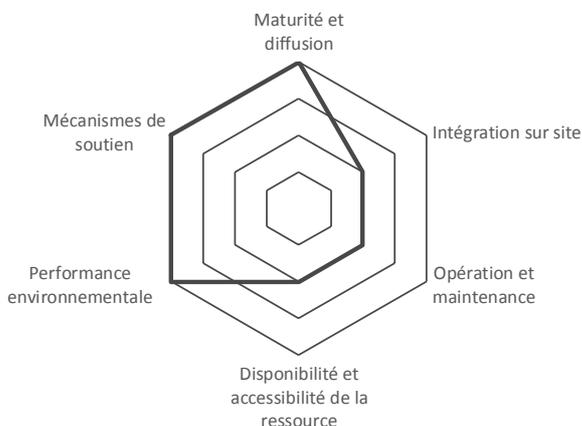


L'ADEME accompagne les projets de récupération de chaleur fatale à travers le Fonds Chaleur, en finançant des équipements de captage, stockage, transport et distribution de chaleur dans un site industriel, du moment où l'opération ne peut pas être couverte par une fiche d'opération standardisée. Par contre, les installations de récupération et de valorisation sur un même équipement ne sont pas éligibles. [4]

La récupération de chaleur sur fours industriels fait l'objet d'une fiche d'opération standardisée dans le cadre du dispositif de Certificats d'Economie d'Energie : Fiche IND-UT-118 : « Brûleur avec dispositif de récupération de chaleur sur un four industriel » [22]

D'une manière générale, les opérations de récupération d'énergie peuvent aussi bénéficier de dispositifs financiers comme les prêts de la BPI, et/ou d'un amortissement dégressif ou exceptionnel des équipements. [19] [18]

Synthèse



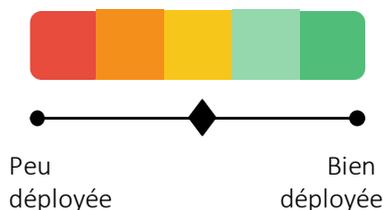
La récupération de chaleur sur fumées de fours est largement utilisée dans l'industrie et permet d'atteindre des températures très élevées ce qui lui permet de couvrir une large gamme d'usages. C'est une technologie facile à intégrer en général, bien que comme les autres énergies de récupération, l'ajout d'une solution de stockage et/ou d'un réseau de distribution de la chaleur peut complexifier son intégration. Plusieurs mécanismes de soutien sont dédiés à cette filière.

3.5. Forces et faiblesses des énergies renouvelables

Les curseurs présentés ci-dessous permettent d'identifier les forces et faiblesses des technologies en fonction de critères clés tels que la maturité technologique, les contraintes d'intégration, d'opération ou de maintenance. Ils ont été construits avec pour référence l'ensemble des EnR&R étudiées et sont résumés dans les graphes radars à la fin de chaque partie.

3.5.1. Géothermie Très Basse Énergie (TBE)

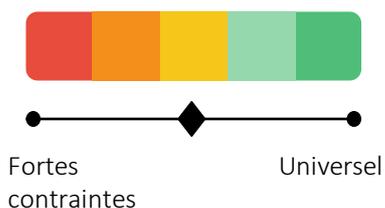
Diffusion de la technologie



Les différentes technologies sont matures et maîtrisées si bien que les petites et moyennes installations de géothermie très basse énergie (d'une puissance inférieure à 500 kW) sont courantes en France, en particulier dans les secteurs résidentiels et tertiaires. [24]

Pourtant, il existe encore peu d'installations de géothermie très basse énergie dont la capacité installée dépasse 500 kW, capacité qui serait plus adaptée aux besoins des industriels. [24] Ce manque de diffusion dans l'industrie malgré la maturité de la technologie peut s'expliquer par le manque de sensibilisation du public et de l'industrie. Par ailleurs un amalgame est souvent fait avec la géothermie Basse Énergie dommageable pour la géothermie très basse énergie (voir encart page 130). [9]

Contraintes d'intégration sur site



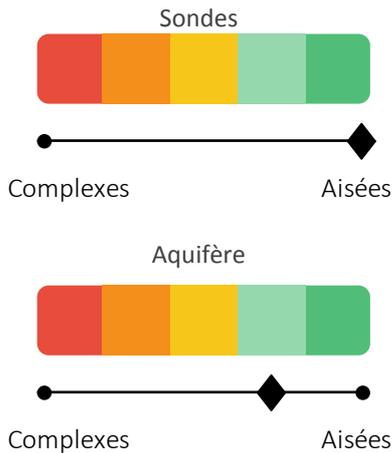
Dans le cas d'un projet de géothermie sur champ de sondes pour l'industrie, des dizaines de sondes jusqu'à environ 200 mètres de profondeur doivent être installées par des entreprises de forage spécialisées, ce qui nécessite un temps de chantier qu'il est préférable d'anticiper. [9]

Dans le cas de projets sur aquifère superficiel, le doublet est en principe constitué de deux forages pouvant aller jusqu'à 200 m de profondeur. Ceux-ci sont effectués par des entreprises de forage spécialisées et ne posent pas de problème particulier, même en zone urbaine. [9]

Pour le reste de l'intégration sur site, les industriels peuvent faire appel à des sociétés spécialisées dans la mise en œuvre de systèmes géothermiques TBE. [25]

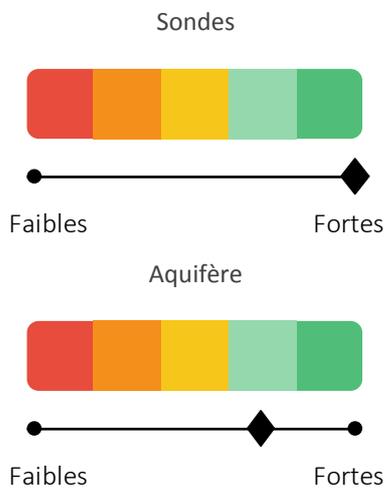
Des démarches administratives sont nécessaires en fonction des caractéristiques de l'installation et de la réglementation applicable (code minier, code de l'énergie, code de l'environnement...) mais allégées pour les installations de géothermie de minime importance (profondeur inférieure à 200 mètres, puissance prélevée dans le sous-sol inférieure à 500 kW, et température de prélèvement inférieure à 25°C pour les systèmes ouverts (ou système sur aquifère)). [26]

Contraintes d'opération et de maintenance



L'opération et la maintenance des forages sur aquifère superficiel peuvent nécessiter des compétences spécialisées mais le faible besoin de maintenance offre un taux de disponibilité proche de 100%. De plus, les entreprises prenant en charge l'installation de système géothermiques incluent aussi parfois des offres de maintenance dans leur contrat. [25]

Disponibilité et accessibilité de la ressource énergétique



La géothermie très basse énergie est disponible partout en France, car il s'agit de la chaleur emmagasinée sous la surface de la Terre.

Les sondes géothermiques peuvent donc être installées quasiment sur tout le territoire.

La présence des aquifères superficiels est plus localisée, bien que présente partout en France (contrairement à la géothermie BE) ; ce type de technologie n'est donc pas généralisable à tous les sites industriels. L'industriel peut solliciter s'il le souhaite la garantie AQUAPAC (voir § mécanismes de soutien). Dans le cas d'une recherche infructueuse d'aquifère superficiel, l'industriel pourra également se tourner vers un projet sur champ de sondes.

Performance environnementale



L'empreinte carbone des installations de géothermie très basse énergie est principalement assimilable aux émissions de la pompe à chaleur. Elle est donc environ quatre fois plus faible que l'empreinte carbone de l'électricité consommée par les industriels en France soit environ 12 gCO_{2eq}/kWh, pour une pompe à chaleur ayant un coefficient de performance égal à 4 (produisant 4 fois plus d'énergie thermique qu'elle ne consomme d'énergie électrique). [17]

En substitution à une chaudière au gaz naturel, la géothermie TBE permet d'éviter l'émission de 230 gCO_{2eq}/kWh_{th}, ce qui en fait l'énergie renouvelable la plus performante en termes de réduction d'émissions de gaz à effet de serre. [17]

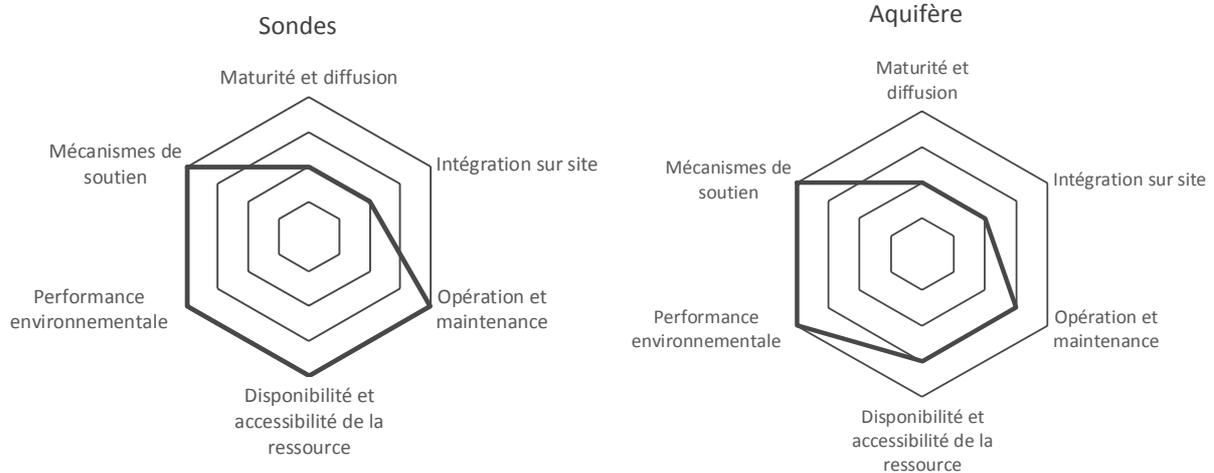
Mécanismes de soutien

La filière est soutenue par des appels à projets nationaux et régionaux de l'ADEME dans le cadre du Fonds Chaleur.



Les projets de PAC sur aquifère superficiel peuvent bénéficier en outre de la garantie AQUAPAC, créée par l'ADEME, le BRGM et EDF, gérée par la SAF Environnement, une filiale de la Caisse des Dépôts et Consignations. Cette double garantie « de recherche » et « de pérennité » concerne les projets dont la profondeur de forage ne dépasse pas 200 mètres, et sur lesquels a été installée une PAC d'une puissance thermique supérieure à 30 kW. Le volet « recherche » de la garantie AQUAPAC permet au maître d'ouvrage qui la sollicite d'être indemnisé (montant des ouvrages garantis) si la ressource en eau souterraine n'est pas suffisante pour couvrir les besoins thermiques du projet. [27]

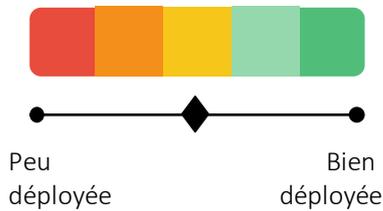
Synthèse



La géothermie TBE, qu'elle soit sur champ de sondes ou sur aquifère offre les mêmes caractéristiques générales. C'est une source d'énergie disponible partout en France, facile à intégrer et à opérer, ayant une empreinte carbone très faible et soutenue par divers mécanismes financiers et de subventions. Pourtant, sa diffusion dans l'industrie est encore limitée, en partie par un manque de sensibilisation de l'industrie sur la filière et un amalgame avec la géothermie BE (voir encart page 130).

3.5.2. Solaire thermique

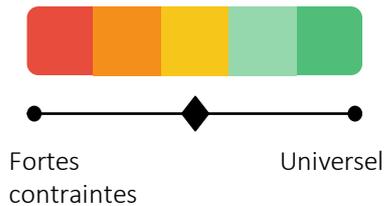
Diffusion de la technologie



Le solaire thermique est une filière mature, en particulier en ce qui concerne les capteurs plans et les capteurs à tubes sous vide, mais qui voit encore apparaître de nouvelles technologies de plus en plus performantes (capteurs à concentration). [28] [29]

Pourtant, la filière solaire thermique est encore peu développée dans le secteur industriel (280 MW_{th} installés en industrie dans le monde). Les raisons de ce retard de diffusion viennent en partie du manque de connaissance du public et des industriels envers la filière, et en partie des besoins d'investissements élevés de ces installations. Des efforts de communication et des nouveaux modèles de financement sont nécessaires aujourd'hui pour remédier à ce retard de développement. [29]

Contraintes d'intégration sur site



L'intégration sur site de panneaux solaires thermiques n'est pas très compliquée et peut être effectuée en seulement une journée. Cependant, la filière souffre d'un manque d'outils de dimensionnement pour le secteur de l'industrie qu'il sera utile de promouvoir, en se référant en particulier aux tâches de l'AIE (Greenfood project, tâche 49 de l'AIE) qui traitent de solutions standardisées pour l'industrie. L'intégration aux procédés nécessite dans la plupart des cas l'installation d'un échangeur de chaleur et d'un nouveau réseau de fluide chaud. [28] [29]

Les projets peuvent être soumis à des contraintes de place (manque de surface au sol ou en toiture), mais ne sont que très peu contraints par la réglementation. Dans le cas d'un projet sur toiture, un renforcement de celle-ci peut s'avérer nécessaire.

Contraintes d'opération et de maintenance

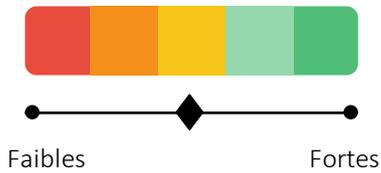


L'opérabilité de ces systèmes est assez aisée mais le caractère récent et le nombre limité de projets industriels nécessite des qualifications adaptées et une familiarisation du personnel avec le système solaire thermique installé.

Le besoin de maintenance est négligeable puisque l'installation est composée de pièces plutôt « statiques », n'utilisant que très peu de pièces en mouvement (ex : pompes hydrauliques). En outre, un dimensionnement adapté et un suivi par monitoring des performances de l'installation doivent être requis pour une gestion efficace de l'installation en particulier lors des périodes de plus fort ensoleillement et dans le cas de capteurs à tubes sous vide (gestion de la surchauffe des capteurs). [28]

Une utilisation de capteurs auto-vidangeables figure aussi comme un bon moyen d'éviter la surchauffe des panneaux en période estivale.

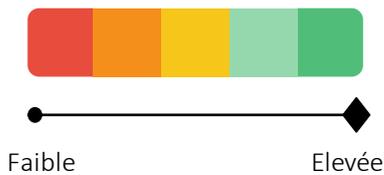
Accessibilité et disponibilité de la ressource énergétique



Le rayonnement solaire est une ressource gratuite et accessible partout en France mais inégalement répartie sur le territoire. Certaines contraintes d'espace (manque de surface au sol et/ou toiture non adaptée) et de terrain (ombrages) peuvent cependant limiter l'accès à la ressource. Il est recommandé pour obtenir la meilleure exposition au rayonnement solaire, d'orienter les panneaux face au Sud avec une inclinaison de 45°. [30]

Le solaire thermique est une source d'énergie variable qui nécessite une solution de stockage si elle est utilisée comme moyen principal de chauffage d'un flux de fluide et non uniquement pour le préchauffage, ou chauffage ponctuel d'un procédé. Cependant, les systèmes solaires thermiques peuvent fonctionner en continu jour et nuit grâce à l'existence d'un stockage tampon, bien que la production de chaleur soit effective uniquement lorsque l'ensoleillement est suffisant. Avec une composante de stockage associée, le taux de disponibilité peut donc approcher les 100 %. [30]

Performance environnementale



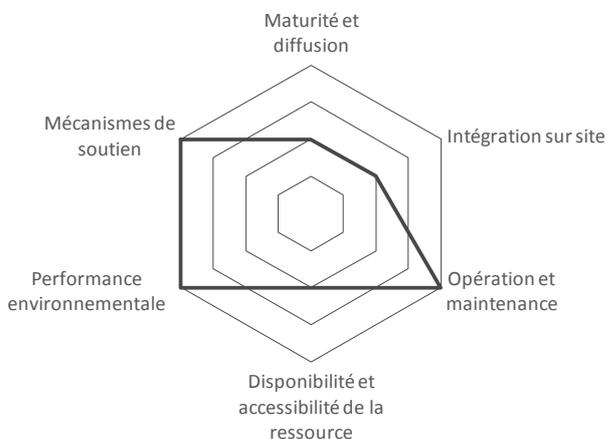
Le solaire thermique a un impact plus positif sur le bilan carbone que le solaire PV car l'énergie substituée est souvent fossile et non électrique. Son empreinte carbone est aussi plus faible que celle du solaire PV, autour de 35 gCO₂eq/kWh, ce qui correspond à 210 gCO₂eq/kWh évités en substitution à du gaz naturel. Par conséquent, le solaire thermique a un impact environ 100 fois plus important que le solaire PV sur les réductions d'émissions de CO₂ à iso surface occupée. [17]

Mécanismes de soutien



La filière est soutenue par des subventions gré à gré, par des appels à projets régionaux de l'ADEME dans le cadre du Fonds Chaleur, et par l'appel à projets national Grandes Installations Solaires Thermiques mené depuis 2015. Par ailleurs, pour favoriser l'émergence de nouvelles technologies solaires thermiques, l'appel à Projet Nouvelles Technologies Emergentes est conduit depuis 2012. [31]

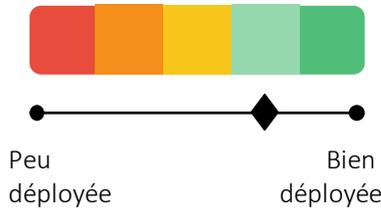
Synthèse



Le solaire thermique est encore assez peu utilisé dans l'industrie malgré ses très bonnes performances environnementales et le soutien du Fonds Chaleur. Ce développement limité pourrait s'expliquer par le manque de connaissance de l'industrie et des bureaux d'étude vis-à-vis de la filière et de la conception du produit en milieu industriel (variabilité et dimensionnement du stockage), par des infrastructures sur site non adaptées (toiture trop fragile). La question de la variabilité peut être en partie résolue en combinant le solaire thermique à une autre technologie de production d'énergie.

3.5.3. Biogaz

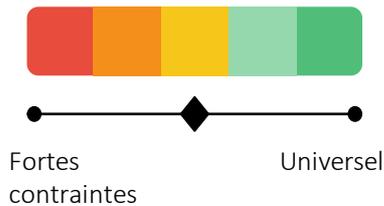
Diffusion de la technologie



Le biogaz est une filière datant de la fin des années 1980 mais dont le développement s'est fortement accéléré ces dernières années. Il y a en Juin 2017, 523 unités de méthanisation en France, dont 104 sur des sites industriels. Parmi ces unités, 91 % valorise l'énergie directement dans une chaudière et 8 % la valorise en cogénération (1 % autre valorisation). En plus de ces sites industriels, 71 unités sont installées sur des sites centralisés territoriaux qui rassemblent des acteurs pouvant venir de l'industrie, des collectivités ou de l'agriculture. Sur ces 71 unités, 87 % valorise le biogaz en cogénération, 10 % le valorise en l'injectant, et 3 % en le brûlant dans une chaudière. [32] [33]

La France a pour objectif d'atteindre en 2023, une capacité installée entre 237 et 300 MW de production d'électricité à partir de biogaz, et une production de chaleur entre 700 ktep (8 TWh) et 900 ktep (10 TWh). [34]

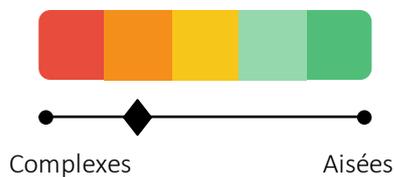
Contraintes d'intégration sur site



L'approvisionnement en matière organique peut générer des problématiques de logistique (circulation de camions en ville par exemple), de stockage (besoin d'un ou plusieurs locaux dédiés sur le site industriel) et de pollution olfactive (pouvant impacter le site industriel et le voisinage proche en fonction des intrants de l'installation). La taille des installations de méthanisation étant souvent importante, le manque de place peut devenir un obstacle à l'adoption d'une telle installation. [35] [36]

L'intégration sur site est aussi sujette à des contraintes administratives et réglementaires concernant l'impact de l'installation sur son environnement (périmètre de protection des captages publics, législation sur l'eau, règlement sanitaire, etc.). [37]

Contraintes d'opération et de maintenance

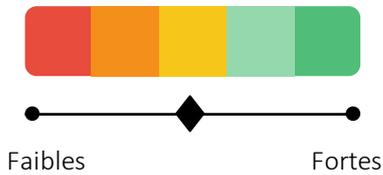


L'exploitation et la maintenance d'une installation de biogaz, unité de méthanisation, technologies d'épuration (pour injection) et de prétraitement (pour combustion), nécessitent des compétences particulières, notamment concernant les procédés. En effet, le contrôle d'un méthaniseur est une opération particulièrement complexe : gestion des équilibres réactionnels, de la température, du pH, etc. Des formations dispensées par les constructeurs permettent aux industriels de maîtriser ce savoir-faire. [37]

La gestion d'une installation nécessitant un approvisionnement en combustible nécessite aussi des compétences en gestion de contrats avec les fournisseurs et en qualification de la qualité des intrants.

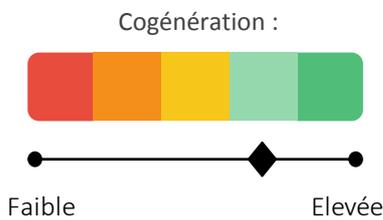
Les installations peuvent être sujettes à des pannes ou dysfonctionnement des procédés de méthanisation et de la cogénération le cas échéant. Ces pannes peuvent être liées à l'inadéquation des équipements aux types d'intrants qui peuvent évoluer ou à des problématiques matérielles. [36]

Disponibilité et accessibilité de la ressource énergétique



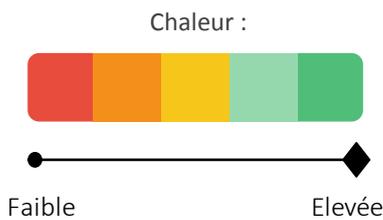
Les installations de biogaz centralisées territoriales regroupent un ou plusieurs acteurs (industriels, collectivités, agriculteurs) qui valorisent leurs déchets et/ou effluents provenant du territoire. La disponibilité de la ressource va donc dépendre des déchets mis à disposition par les différents acteurs dans un périmètre donné. Concernant les installations sur site industriel, la disponibilité de la ressource sera entièrement dépendante de la production de l'industriel. Les ressources issues de l'industrie peuvent être : des déchets issus de la production (boues, graisses, etc.) ou des effluents (eaux de lavages, etc.). Dans l'IAA, en particulier, le gisement mobilisable (accessibilité technique, économique et sociale) représenterait plus de 700 GWh, soit 20 % du gisement net disponible dans ce secteur. [38]

Performance environnementale



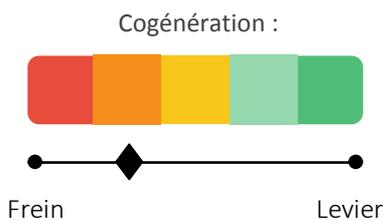
Le biogaz est une énergie renouvelable permettant de valoriser les déchets et effluents et de réduire les émissions de gaz à effet de serre en se substituant à des sources fossiles. [30]

En cogénération, le bilan carbone du biogaz est d'environ 140 gCO₂eq/kWh évités en substitution au gaz naturel et d'environ 160 gCO₂eq/kWh évités en substitution au fioul. [39]

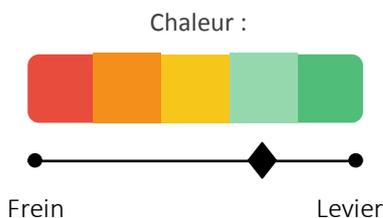


En combustion directe, le bilan carbone du biogaz est d'environ 200 gCO₂eq/kWh évités en substitution au gaz naturel et d'environ 240 gCO₂eq/kWh évités en substitution au fioul. [39]

Mécanismes de soutien



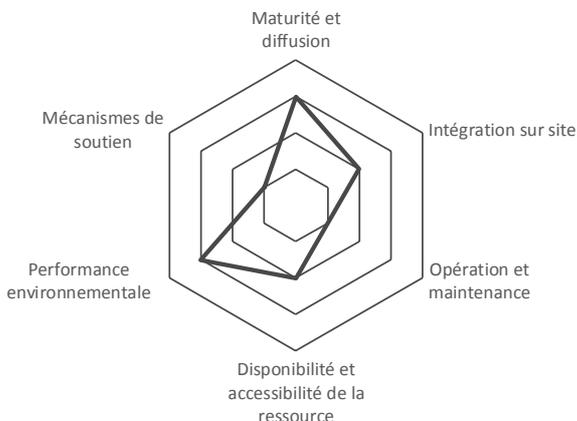
Les projets de cogénération avec autoconsommation sont concernés par l'appel d'offre de la CRE. Cependant, celui-ci semble peu adapté à la cogénération de biogaz car il fixe une limite à 500 kWc maximum et concerne toutes les énergies renouvelables, favorisant ainsi les projets de solaire photovoltaïque. [37]



Les installations de méthanisation avec valorisation chaleur du biogaz sont soutenues par les aides de l'ADEME (Fonds Chaleur et Fonds Déchets), à condition qu'au minimum 1,16 GWh/an (100 tep/an) soient valorisés. [37]

Synthèse

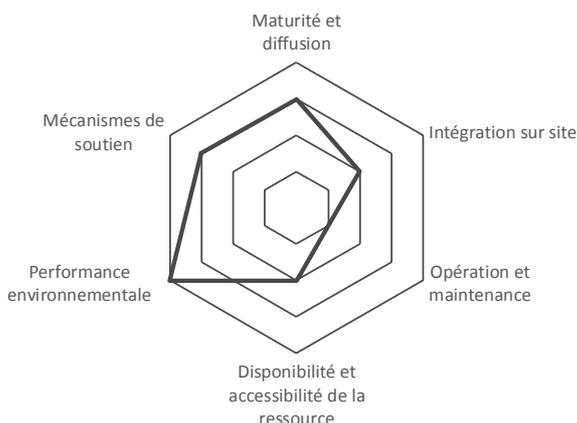
Cogénération



L'installation d'un méthaniseur peut poser dans certains cas des problèmes d'intégration sur site du fait de sa taille et des éléments de stockage de substrat à installer. En outre, l'exploitation d'une unité de méthanisation n'est pas aisée, surtout pour les industriels non habitués aux procédés biologiques, ce qui peut freiner certains acteurs.

Cependant, la cogénération de biogaz reste une technologie mature, non variable et permettant de fortes réductions de l'empreinte carbone du site où elle est installée. Enfin, en cogénération pour l'autoconsommation, le biogaz ne bénéficie pas d'un soutien financier public adapté.

Chaleur



L'utilisation du biogaz pour alimenter une chaudière est de plus en plus courante. Malgré des problématiques d'intégration et d'opération similaires à celles du biogaz utilisé en cogénération, son utilisation en production de chaleur uniquement est soutenue par les aides de l'ADEME ce qui facilite son déploiement.

Dans le cadre de cette étude, seule l'utilisation du biogaz en autoconsommation est considérée. La purification de biogaz en biométhane et son injection sur le réseau de gaz est aussi une alternative intéressante et rentable.

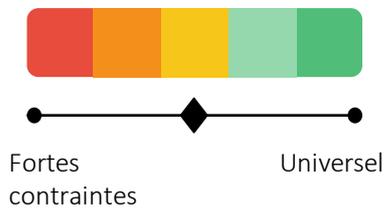
3.5.4. Biomasse

Diffusion de la technologie



La valorisation énergétique de la biomasse est une filière mature en France. Dans l'industrie, plus de 500 installations valorisant de la biomasse ont été recensées début 2017. [40]

Contraintes d'intégration sur site



L'installation d'une chaufferie biomasse nécessite une surface disponible non négligeable, non seulement pour le local de chaufferie mais aussi du fait de l'emprise des unités de traitements des fumées, de gestion des cendres, ou encore d'une zone de stockage du combustible.

A cela s'ajoutent des contraintes logistiques liées à l'approvisionnement en combustible (accès et aire de manœuvre pour la circulation de camions). [30]

Par ailleurs, les démarches administratives sont relativement simples : autorisation d'exploiter, permis de construire, et autorisation ICPE. L'autorisation d'exploitation peut néanmoins s'avérer plus complexe dans les zones soumises à un plan de protection de l'atmosphère.

Contraintes d'opération et de maintenance



L'exploitation d'une installation de combustion de biomasse peut s'avérer complexe pour certaines technologies (fours à lit fluidisé par exemple). Un personnel qualifié est souvent nécessaire à son bon fonctionnement mais les industriels peuvent aussi faire appel à des prestataires externes.

Le poids de la maintenance, plus élevé que pour les installations conventionnelles, ne doit pas être sous-estimé par les industriels.

La diversité d'origine des intrants peut ajouter en complexité car nécessite une gestion particulière afin de fournir une production stable. La gestion d'une installation nécessitant un approvisionnement en combustible demande aussi des compétences en gestion de contrats avec les fournisseurs et en qualification de la qualité des intrants.

Disponibilité et accessibilité de la ressource énergétique



Les ressources biomasse sont disponibles partout en France. Cependant, ce sont des ressources de proximité dont l'approvisionnement repose sur des partenariats solides avec des fournisseurs locaux et à long terme pour maîtriser les prix.

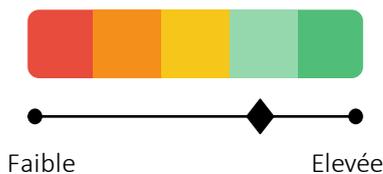
[30]

Cette filière permet la valorisation de multiples flux : plaquettes forestières, déchets bois, sous-produits agricoles ou industriels issus de biomasse.

La qualité du combustible dépend de son taux d'humidité, de sa granulométrie, de son pouvoir calorifique et de son taux de cendres. Il est donc recommandé de bien maîtriser son approvisionnement afin de garantir une qualité de combustible stable dans le temps. [41]

Avec une bonne maîtrise de l'approvisionnement, une installation biomasse peut permettre de produire de l'énergie de manière prévisible et relativement flexible, en adaptant la consommation de combustibles aux besoins.

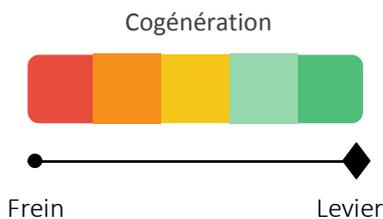
Performance environnementale



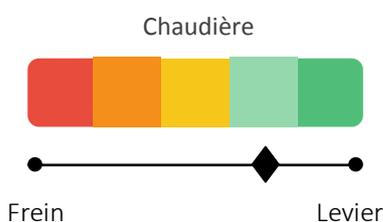
L'empreinte carbone d'une installation de valorisation de biomasse dépend du type d'intrant utilisé. Dans la majorité des cas où l'intrant est de la plaquette forestière, l'empreinte carbone du combustible est de 24 gCO_{2eq}/kWh cette empreinte peut être divisée par deux avec des chutes de scieries ou de broyat de cagettes qui émettent moins de 10 gCO_{2eq}/kWh. [17]

Les émissions évitées en substituant une chaudière au gaz naturel à une chaudière biomasse varient entre 226 gCO_{2eq}/kWh (paille) et 240 gCO_{2eq}/kWh (sciures et chutes de scieries). [17]

Mécanismes de soutien



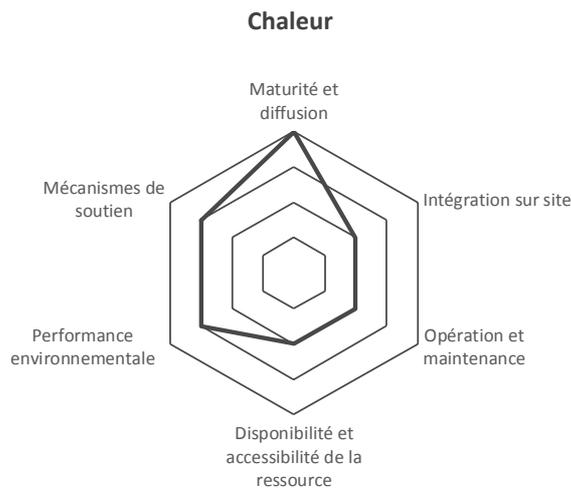
La CRE et l'ADEME soutiennent la valorisation de la biomasse. Pour la cogénération, un système d'appel d'offres a été mis en place par la CRE avec complément de rémunération pour la revente de l'électricité sur le réseau. Cet appel à projets triennal cible les sites industriels. L'appel à projets national de l'ADEME autorise la cogénération si l'électricité est autoconsommée ou vendue sur le marché libre. [42] [43]



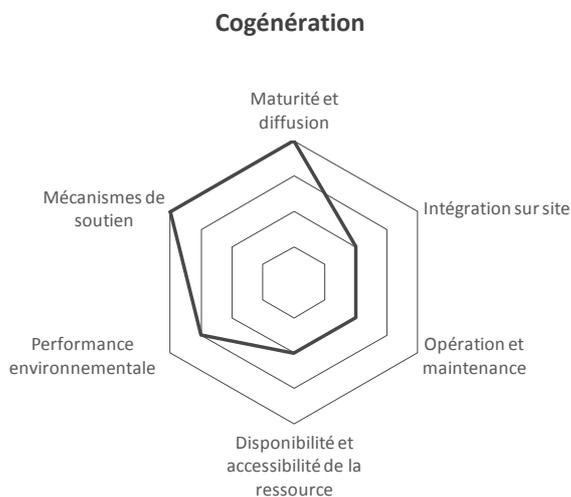
Pour la valorisation sous forme de chaleur uniquement, seuls les appels à projets de l'ADEME donnent droit à une subvention pour le développement du projet. [43]

Les installations de grandes tailles (plus de 12 GWh/an) sont concernées par un appel à projets annuel national. Pour les autres projets, les directions régionales de l'ADEME sont chargées de gérer le Fonds Chaleur via des appels à projets ou de gré à gré. [43]

Synthèse



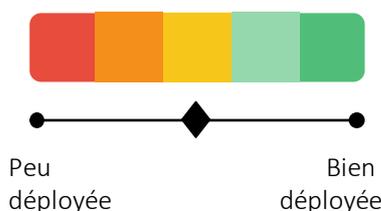
L'utilisation de chaufferies biomasse est aujourd'hui bien répandue dans l'industrie. C'est une filière mature et bien soutenue mais qui demande une attention particulière sur la conduite de l'installation par les industriels.



La cogénération biomasse est de plus en plus courante en industrie. Elle permet de répondre à la fois à des besoins en énergie thermique et en énergie électrique, est relativement facile à opérer et à intégrer et permet une réduction significative de l'empreinte carbone en remplaçant des sources d'énergie fossiles par de l'énergie décarbonée. La filière est en plus particulièrement bien soutenue.

3.5.5. Solaire photovoltaïque

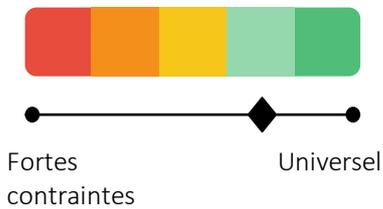
Diffusion de la technologie



Le solaire photovoltaïque est une filière très mature en France, son développement a été fortement soutenu il y a quelques années par les politiques publiques et elle bénéficie aujourd'hui de coûts de plus en plus bas. Fin 2016, la capacité installée en France dépassait les 7 GW et la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) vise une capacité installée entre 18,2 et 20,2 GW en 2023. [42]

En revanche, dans le secteur industriel, l'utilisation du solaire photovoltaïque en autoconsommation est encore assez limitée, principalement du fait de l'orientation des soutiens publics vers l'injection de l'électricité renouvelable sur le réseau.

Contraintes d'intégration sur site



La filière offre une forte modularité d'installation, possible sur toiture, sur ombrières (souvent sur des parkings), ou au sol, mais qui peut être limitée par des problématiques d'ombrages. [30]

Cependant, des problématiques d'emprise au sol et de conflits d'usage peuvent se poser, en particulier lorsque les toitures ne peuvent pas supporter le poids des panneaux (environ 15 kg/m² avec structure). Dans le cas d'un projet sur toiture, un renforcement de celle-ci peut s'avérer nécessaire. [30]

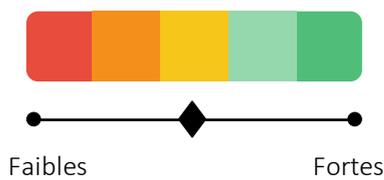
La filière connaît globalement une facilitation des démarches et contraintes administratives. En effet, certains types de projets n'ont plus besoin de permis de construire, comme par exemple les grandes toitures PV sur bâtiments existants en autoconsommation. Aussi, les critères d'intégrations en toiture (angle d'exposition) pour obtenir des aides, disparaissent peu à peu ce qui facilite l'exploitation de certains sites. De plus, mis à part pour les parcs au sol >250kWc, les projets PV ne demandent pas d'étude d'impact ou d'enquête publique mais uniquement une déclaration préalable. [9] [44]

Contraintes d'opération et de maintenance



L'exploitation et la maintenance de panneaux solaires photovoltaïques sont très aisées (nettoyage) et ne nécessitent aucune compétence particulière. De plus, les systèmes de téléreport permettant aujourd'hui de monitorer un par un à distance les panneaux réduisent encore les besoins de main d'œuvre. [9] Le taux de disponibilité technique de ces systèmes se situe entre 95 et 98 %. [30]

Accessibilité et disponibilité de la ressource énergétique



Le rayonnement solaire est une ressource gratuite et accessible partout en France mais inégalement répartie entre le Nord et le Sud. La carte ci-dessous montre la productivité moyenne attendue dans des conditions optimales d'implantation pour un système photovoltaïque d'une puissance nominale de 1 kW avec des modules multicristallins standards, en fonction de la localisation géographique de l'installation. [45]

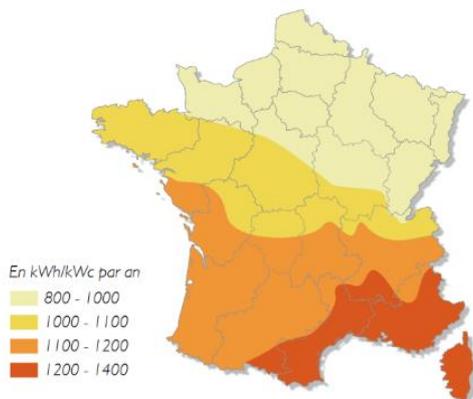
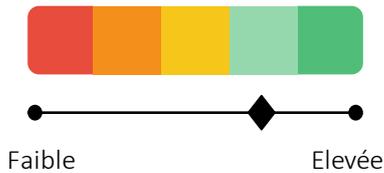


Figure 33 – Productivité moyenne photovoltaïque en France

L'énergie solaire est une ressource variable, c'est-à-dire dont la production varie avec les conditions d'ensoleillement. La variabilité et le caractère fatal de la production d'électricité nécessitent une solution de production d'appoint ou de stockage (par exemple par batteries). [30]

Performance environnementale



L’empreinte carbone du solaire photovoltaïque est autour de 55 gCO_{2eq}/kWh, soit 27 gCO_{2eq}/kWh de moins que le mix électrique français. [17]

Mécanismes de soutien

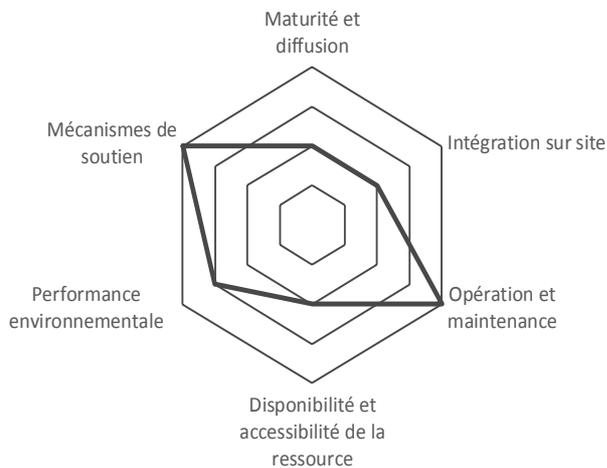


Le cadre réglementaire sur le solaire est passé d’un modèle d’obligation d’achat vers des appels d’offres compétitifs au-delà de 100 kWc. Un appel d’offre CRE, portant sur la réalisation et l’exploitation d’installations de production d’électricité innovantes à partir de l’énergie solaire, a été lancé en Mars 2017 pour soutenir un total de 70 MW d’installations solaires innovantes.

Pour l’autoconsommation, un appel d’offre a été lancé en mars 2017 pour des parcs en toitures et ombrières entre 100 kWc et 500 kWc. Les lauréats reçoivent une prime de l’ordre de 20 à 30 EUR par MWh produit. Pour les projets en autoconsommation de moins de 100 kWc, des primes à l’investissement ont été mises en place ainsi que des tarifs d’achat pour l’injection du surplus de production sur le réseau.

Contrairement au schéma de revente, l’autoconsommation solaire est donnée comme une filière qui n’aura plus besoin de soutien d’ici 2 à 3 ans pour être compétitive. [46] [47]

Synthèse

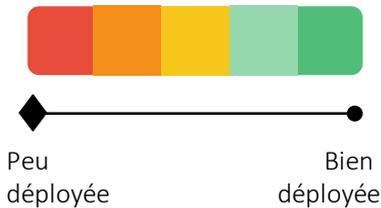


Le solaire photovoltaïque est l’une des filières de production d’énergie renouvelable les plus matures d’un point de vue technologique. Elle est néanmoins encore peu développée en autoconsommation dans l’industrie, étant historiquement plus soutenue pour l’injection sur le réseau électrique. Le nouvel appel d’offre de la CRE pour l’autoconsommation devrait changer cette tendance. En Mars 2017, 62 projets solaires PV ayant un taux d’autoconsommation moyen de 97,6 % ont bénéficié d’une prime de l’ordre de 20 EUR/MWh. Concernant ses performances environnementales, la filière permet, en comparaison aux énergies thermiques, moins de réduction de l’empreinte carbone car elle se substitue à l’électricité du mix français dont l’impact carbone est déjà limité.

Dans le cadre de cette étude, seule l’utilisation de l’électricité produite par les panneaux solaires en autoconsommation est considérée. La vente de cette électricité sur le réseau est aussi une alternative intéressante.

3.5.6. Éolien terrestre

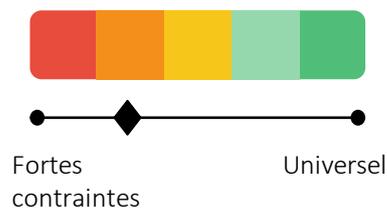
Diffusion de la technologie



L'éolien terrestre est une filière mature bien qu'elle soit encore très peu utilisée en autoconsommation dans l'industrie aujourd'hui.

Le potentiel d'innovation reste cependant important sur l'ensemble de la chaîne de valeur des projets et notamment sur la conception des rotors et leur contrôle pour une productivité améliorée. [12]

Contraintes d'intégration sur site



L'installation d'éoliennes de puissance nominale 1 à 3 MW présente une densité au sol de l'ordre de 12 à 19 ha/MW (il faut une distance suffisante entre les machines, de manière à ce que les machines les plus au vent ne perturbent pas l'écoulement du vent pour les machines en aval).

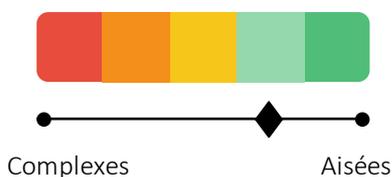
Les éoliennes sont inscrites à la nomenclature des Installations Classées pour la Protection de l'Environnement (ICPE).

Ces contraintes réglementaires concernent : éloignement des routes et habitations, respect des zones naturelles protégées, des sites classés, des couloirs migratoires, des couloirs aériens et zones radars, etc. Des schémas régionaux éoliens précisent les zones d'implantation favorables et les zones d'exclusion.

Les éoliennes de moins de 50 m de hauteur (hauteur nacelle) doivent faire une déclaration ICPE. Celles de plus de 50 m doivent obtenir une autorisation ICPE. Depuis le 1er mars 2017, les différentes autorisations sont regroupées sous une unique Autorisation Environnementale, qui inclut les études d'impact sur l'environnement et le voisinage. [48]

Les projets d'installation de parcs éoliens peuvent aussi se heurter à des sujets d'acceptation par les habitants, potentiellement complexe (impact paysager, pollution sonore, etc.) même en cas de conclusion favorable de l'étude d'impact. La multiplication du nombre de recours est un frein à la filière éolienne en France car elle a pour conséquence d'augmenter les coûts de production et d'allonger les temps de développement des projets. Cependant, l'autorisation environnementale parue récemment est supposée limiter les risques de recours et leurs conséquences sur les coûts de développement. [48]

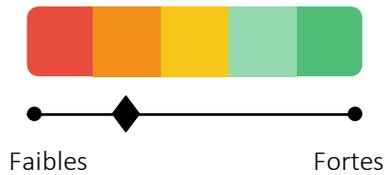
Contraintes d'opération et de maintenance



Des entreprises spécialisées réalisent l'exploitation et la maintenance de parcs éoliens. Il existe en France une vingtaine d'entreprises spécialisées de ce type. Le taux de disponibilité technique des éoliennes se situe autour de 97 %, en ne tenant compte que des arrêts pour maintenance et non de la disponibilité de la ressource en vent. Aujourd'hui les éoliennes de nouvelles générations de plus en plus fiables permettent de réduire encore les besoins de maintenance. [30]

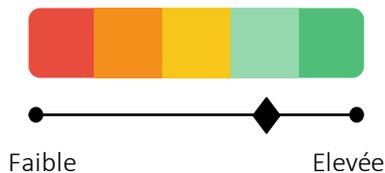
Accessibilité et disponibilité de la ressource énergétique

La ressource en vent est accessible sur tout le territoire avec des zones plus venteuses que d'autres (voir le Système d'Information Géographie Wind Atlas). Cependant, de fortes contraintes réglementaires environnementales et géographiques (obstacles au vent) limitent les zones éligibles.



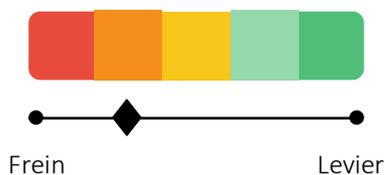
La ressource est variable et dépend des conditions météorologiques. Le facteur de charge des éoliennes est en moyenne de 23% en France pour les éoliennes standard, il est plus élevé en mer (en dehors du scope de cette étude) que sur terre. Le facteur de charge dépend du vent sur le site et de la productivité de la machine installée. [30]

Performance environnementale



L’empreinte carbone de ces systèmes est très faible, de l’ordre de 7 gCO₂eq/kWh, soit 75 gCO₂eq/kWh de moins que le mix électrique français. [17]

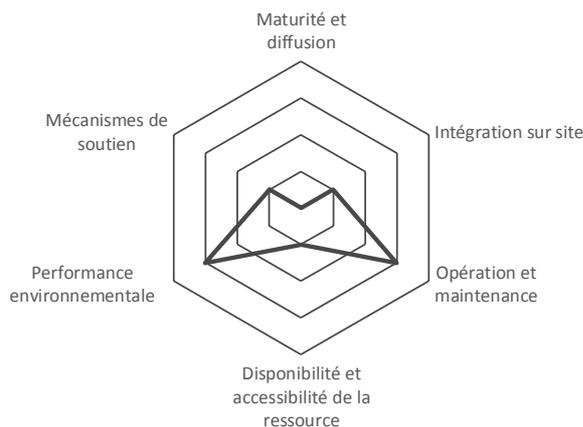
Mécanismes de soutien



En autoconsommation, le seul dispositif de soutien de la filière éolienne est l’appel d’offre de la CRE dédié à l’autoconsommation. Cet appel d’offre concerne les installations de 100 kW à 500 kW et vise les secteurs industriels, tertiaires et agricoles qui présentent une plus grande corrélation entre les périodes de production et de consommation. Il est cependant plus favorable aux projets de solaire photovoltaïque, plus compétitifs. [48]

Les installations revendant tout ou une partie de l’électricité produite peuvent aussi bénéficier du dispositif de complément de rémunération qui est versé au producteur en plus du revenu de vente directe sur le marché de l’électricité. Ces projets peuvent aussi être éligibles à des appels d’offres de la CRE. Depuis 2017, le complément de rémunération a été révisé pour les installations de petites tailles (moins de 6 éoliennes) avec une durée des contrats allongée à 20 ans. Un système d’appels d’offres pluriannuels a aussi été mis en place pour les parcs de plus grande taille (plus de 6 éoliennes). [48]

Synthèse



La filière éolienne terrestre est mature mais très peu développée dans l’industrie, et encore moins en autoconsommation, pour plusieurs raisons. Tout d’abord, l’espace et les distances aux bâtiments nécessaires pour installer une ou plusieurs éoliennes sont souvent incompatibles avec l’espace disponible sur un site industriel. De plus, les politiques de soutien à la filière ont jusqu’ici principalement visé l’injection d’électricité renouvelable sur le réseau et non l’autoconsommation. Le nouvel appel d’offre de la CRE concernant l’autoconsommation, lui, est beaucoup plus favorable aux projets solaires PV qu’aux projets éoliens. Les éoliennes relevant du petit/moyen éolien (de puissance nominale de quelques dizaines de kW à

quelques centaines de kW), soumises à moins de contraintes d’installation, n’ont pas encore trouvé de modèle d’affaires satisfaisant.

Dans le cadre de cette étude, seule l’utilisation de l’électricité produite par les éoliennes en autoconsommation est considérée. La vente de cette électricité sur le réseau est aussi une alternative intéressante et jusqu’à aujourd’hui plus rentable car bénéficiant de meilleurs soutiens publics.

3.6. Conclusion

Alimentée par de nombreux retours d'expérience, cette étude a permis de montrer qu'il existe de nombreuses technologies EnR&R, relativement matures, permettant de produire et d'auto-consommer de l'énergie sur un site industriel, que ce soit de la chaleur ou de l'électricité. En vis-à-vis de chaque besoin unitaire, il existe même plusieurs solutions alternatives, que ce soit des énergies renouvelables ou des solutions de récupération de chaleur.

Chaque technologie amène son lot de bénéfices et d'inconvénients, qui nécessitent d'être évalués et pris en compte, au cas par cas, sur chaque site industriel, pour permettre le déploiement de solutions énergétiques efficaces d'un point de vue opérationnel et économique. Et à chaque site industriel correspond une solution spécifique ... De manière générale, avec l'aide des mécanismes de soutien (CEE, Fonds Chaleur, Appels d'Offre CRE ou autres dispositifs fiscaux), et en prenant en compte la baisse prévisible des coûts des technologies, investir sur des EnR&R peut s'avérer rentable sur le long terme dans de très nombreux cas.

De plus, le choix d'investir dans un ou plusieurs actifs EnR&R aujourd'hui peut être un choix payant sur le long terme, car il permet de diversifier le mix énergétique et de diminuer la dépendance vis-à-vis des énergies traditionnelles, dont les prix peuvent subir des évolutions particulièrement erratiques. Par ailleurs, une telle stratégie permet aussi de s'affranchir, du moins en partie, de l'augmentation du prix du CO₂ (évolution à court et moyen terme de la Contribution Climat Energie, et dans une moindre mesure du marché des quotas de CO₂ européen).

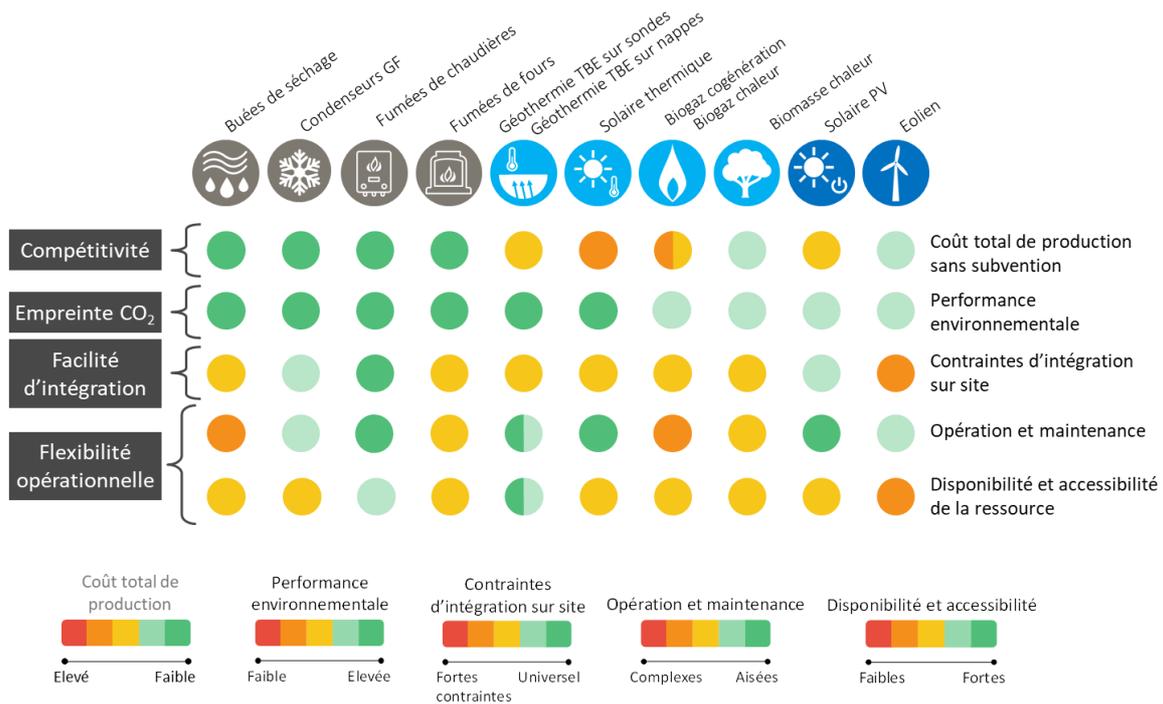


Figure 34 - Quatre facteurs clés ressortent de l'étude des forces et faiblesses des EnR&R (Remarque : l'indicateur « disponibilité et accessibilité de la ressource » doit être pris de manière relative par rapport aux énergies conventionnelles de référence (gaz et électricité du réseau))

Dans ce cadre, alors que toutes ces technologies apparaissent implicitement dans une situation de concurrence les unes par rapport aux autres, chacune se situant plus ou moins favorablement dans le « Merit Order » économique et opérationnel, ces technologies doivent surtout être considérées comme complémentaires les unes des autres, tout comme elles peuvent être complémentaires avec les sources conventionnelles (électricité et gaz du réseau en particulier).

A l'échelle d'une entreprise, avec comme volonté d'augmenter le taux de pénétration des technologies EnR&R dans son mix énergétique, tout le challenge réside dans la construction d'un système énergétique dans lequel les actifs se complètent pour que les forces des uns contrebalancent les faiblesses des autres. Et, même s'il est difficile de se passer de la flexibilité des solutions conventionnelles (électricité et gaz du réseau), certains sites en Europe et dans le monde ont atteint des objectifs très ambitieux, celui de couvrir l'intégralité de leurs besoins au moyen de technologies EnR&R¹⁹. De tels projets sont assez complexes à mettre en œuvre, mais ils peuvent apporter des niveaux de performance élevés, tant d'un point de vue économique qu'environnemental.

¹⁹ L'étude de l'Agence Internationale de l'Energie sur l'intégration des EnR en industrie (« Fostering renewable energy integration in the industry », 2017) a montré que certains sites industriels atteignaient un approvisionnement 100% EnR, comme par exemple EnFa à Neuenstadt en Allemagne (installation PV couplée à des batteries, à des PAC et à une cogénération biogaz).

4. Études de cas

On compte aujourd’hui de nombreuses réalisations d’installation de technologies EnR&R sur des sites industriels français. Afin de fournir des retours d’expérience concrets sur la réalisation et les conditions de fonctionnement de ce type d’installations, dix études de cas d’industriels ayant intégré avec succès des EnR&R sur leur site ont été développées. Ces études de cas portent sur les technologies EnR&R présentées dans cette étude, ainsi que d’autres technologies innovantes ou relevant de potentiels de gisement de chaleur fatale secondaires.

Ces retours d’expérience ont été choisis afin d’être le plus représentatifs possible des technologies EnR&R et des secteurs industriels français.

L'ORÉAL		Géothermie, récupération sur fumées chaudières, compresseurs et groupes frigorifiques
MAISON Cavet		Solaire thermique, récupération sur groupes frigorifiques
TORAY Toray Carbon Fibers Europe		Récupération sur incinérateur, groupe frigorifique à absorption
Ker Noé		Biogaz en cogénération, ORC sur fumées de moteur
Palm		Biogaz, récupération sur buées séchage
Osiris GIE Roussillon		Biomasse, CSR, récupération sur incinérateur
TRYBA		Solaire PV en autoconsommation
Siat Braun		Biomasse (coproduits)
EVERBAL		Biomasse (plaquettes forestières)
Tereos		Biogaz

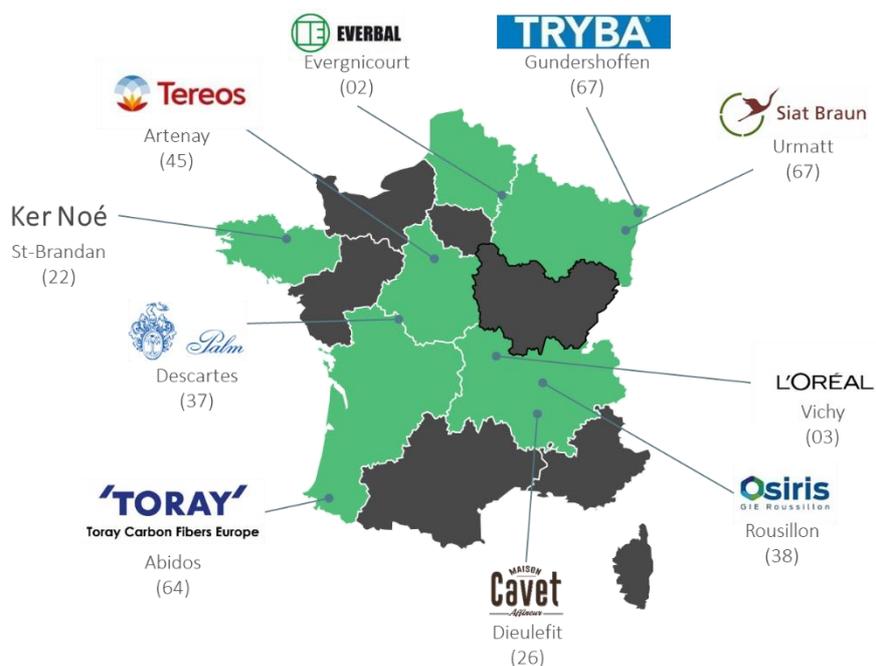


Figure 35 – Technologies concernées par les 10 études de cas

4.1. L'Oréal – CAP, Site de Creuzier-le-Vieux (03)

Géothermie TBE sur aquifère avec thermofrigopompe et récupération de chaleur fatale

Carte d'identité du projet






Région
Auvergne-Rhône-Alpes, Creuzier-le-Vieux (03)

Industriel
L'Oréal - Cosmétique Active Production
Fabrication de parfums et cosmétiques

Partenaire
EDF Optimal Solutions

Technologies EnR&R installées :

- Géothermie TBE sur aquifère avec thermofrigopompe (TFP)
- Récupération de chaleur fatale sur effluents liquides, compresseurs d'air et fumées de chaudière.

Caractéristiques de l'installation	Énergie et environnement
<ul style="list-style-type: none">• Dates de lancement :<ul style="list-style-type: none">○ Récupération de chaleur : 2009○ Géothermie et TFP : 2010• 838 kW_{th} (chaud)• 593 kW_{th} (froid)• Montant de l'investissement confidentiel	<ul style="list-style-type: none">• 53 000 m³/an d'eau chaude préchauffée• 45 000 m³/an d'eau glacée produite• 6 300 MWh de gaz par an économisés• 1 310 t/an de CO₂ évitées

Contexte et enjeux

Présentation du site

Cosmétique Active Production (CAP), filiale du leader mondial des cosmétiques L'Oréal, dispose de deux sites de production en France à Creuzier-le-Vieux (03) et La Roche-Posay (86). D'une surface bâtie de 50 000 m² sur un site de 150 000 m², le site de Creuzier-le-Vieux assure la fabrication et le conditionnement des produits des marques de la division cosmétique active du groupe et est composé de deux unités de production comprenant plus de 40 lignes de production, de bâtiments de stockage et de bâtiments administratifs.

Contexte

Il est estimé à 109,5 TWh la quantité de chaleur fatale perdue dans l'industrie et le tertiaire en France, dont 56,6 TWh à des niveaux de température inférieurs à 100°C. Le domaine de la chimie et des plastiques est le premier secteur consommateur d'énergie dans l'industrie en France, les rejets de chaleur fatale supérieurs à 100°C y représentent plus de 10 TWh par an. [4]

Intégration des énergies renouvelables et de récupération dans l'industrie : à chaque secteur ses solutions | PAGE64 

L'industrie cosmétique regroupe la parfumerie, les produits de toilettes, les produits capillaires et les cosmétiques. La chaleur est majoritairement requise pour des applications de distillation, d'extraction, de fluidisation, d'émulsion ou pour le lavage des équipements. Les niveaux de température requis vont de moins de 50°C pour des opérations de lavage ou de séchage, à plus de 100°C pour des procédés de distillation. Les réacteurs, le refroidissement des équipements ou le rafraîchissement des locaux peuvent aussi nécessiter de l'eau glacée.

Le site de CAP utilise de l'eau chaude jusqu'à 60 °C pour le lavage des équipements, le chauffage de l'eau déminéralisée utilisée dans les procédés de fabrication, et le chauffage des locaux.

L'installation d'EnR&R sur le site a été réalisée afin de répondre à la plus grande partie des besoins de chaleur du site, mais aussi d'eau glacée à 6°C pour le refroidissement des procédés et le rafraîchissement des locaux.

La mise en place des technologies EnR&R a permis une économie de 6 300 MWh de gaz par an.

Facteurs décisionnels

Le groupe L'Oréal porte une attention particulière à la réduction des impacts environnementaux de ses activités et travaille notamment sur la maîtrise de ses consommations énergétiques, mais aussi sur l'approvisionnement local en matières premières, la gestion et la valorisation des déchets ainsi que la réduction de ses consommations d'eau.

En 2009, le groupe s'était fixé l'objectif de réduire de 50 % les émissions de CO₂ de tous ses sites industriels à l'horizon 2015, par rapport à l'année 2005.

En 2009, à la recherche d'une solution offrant une rupture technologique, L'Oréal - CAP a choisi le projet proposé par EDF Optimal Solutions d'installer des systèmes de récupération de chaleur sur les fumées des chaudières, sur les groupes frigorifiques et sur les compresseurs d'air pour chauffer l'eau de lavage des cuves et équipements du site. Puis l'objectif de réduction des émissions de CO₂ de 50 % a été atteint en 2011, suite à l'installation en 2010 d'un système de géothermie très basse énergie sur aquifère avec thermofrigopompe (TFP), toujours par EDF Optimal Solutions, pour le chauffage et le refroidissement d'eau.

	Technologies EnR&R détaillées dans le cadre de l'étude		Autres technologies EnR&R	
	Fumées de chaudières	Géothermie TBE aquifère + TFP	Effluents procédés	Compresseurs d'air
Production d'eau chaude procédés	●	●	●	●
Chauffage des locaux		●		
Climatisation		●		

Figure 36 – Solutions EnR&R apportées aux besoins énergétiques du site

Description technique

Géothermie très basse énergie (TBE) sur aquifère avec thermofrigopompe

La géothermie sur aquifère consiste à pomper l'eau d'une nappe souterraine par l'intermédiaire de forages pour l'acheminer, via un échangeur, jusqu'à une pompe à chaleur afin d'y transférer des calories, avant de la réinjecter dans l'aquifère via d'autres forages. Pour les aquifères superficiels, cette solution est efficace pour répondre aux besoins de température préférentiellement inférieurs à 65°C pour avoir les meilleurs COP. Cette solution est également possible à des niveaux de température supérieurs grâce à des PAC Haute ou Très Haute Température mais aboutissant à des COP moins élevés.

En fonctionnement chauffage, la pompe à chaleur récupère des calories sur l'eau de l'aquifère via l'échangeur, et restitue les calories au milieu à chauffer. L'eau réinjectée dans l'aquifère a une température inférieure à celle de l'eau extraite.

En fonctionnement refroidissement, la pompe à chaleur soutire des calories au milieu à refroidir et les transfère à l'eau de l'aquifère via l'échangeur.

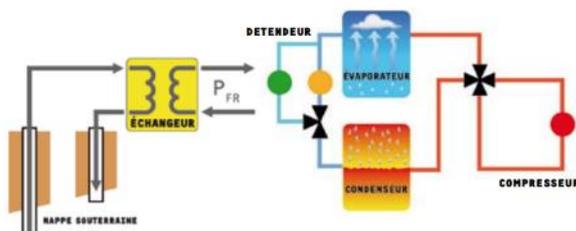


Figure 37 – Schéma de principe général d'une pompe à chaleur sur nappe

Les pompes à chaleur réversibles permettent de fonctionner en mode chauffage ou refroidissement.

Les TFP permettent une production simultanée de chaud et de froid, en transférant prioritairement les calories entre les circuits de chauffage et de refroidissement plutôt qu'avec l'aquifère. Cinq modes de fonctionnement sont alors possibles : froid seulement, chaud seulement, chaud et froid avec rejet froid sur le forage, chaud et froid avec rejet chaud sur le forage, et chaud et froid sans rejet lorsque toute la chaleur est valorisée.

Installation géothermie avec thermofrigopompe sur le site de L'Oréal - CAP

Le site de L'Oréal - CAP utilise une TFP pour couvrir une partie de la production de chaud et de froid pour le lavage, les procédés et le chauffage/rafraîchissement des locaux. La TFP fournit jusqu'à 596 kW de puissance frigorifique et jusqu'à 838 kW de puissance calorifique, avec un débit d'eau de 25,3 m³/h et un COP de 2,2 pour la production de froid et 3,4 pour la production de chaleur.

La TFP récupère l'énergie sur l'eau à 11°C revenant des centrales de traitement d'air (CTA), refroidissant ainsi l'eau à 6°C pour le rafraîchissement des locaux ou le refroidissement des procédés. L'énergie récupérée est évacuée au condenseur et récupérée pour produire de l'eau chaude à 60°C. Cette eau chaude est ensuite directement utilisée pour chauffer les locaux et, à l'aide d'échangeurs à plaque, pour préchauffer de l'eau de lavage et de l'eau déminéralisée de 15 à 30°C, voire 45°C pour une partie de l'eau de lavage.

Si l'eau revenant des CTA a une température inférieure à 11°C avant la TFP, elle passe dans un échangeur à plaque pour être réchauffée jusqu'à 11°C par de l'eau à 16 à 18°C provenant de l'aquifère situé à proximité du site. L'installation utilise un puits de captage et un puits de rejet, avec des forages à 8,6 m de profondeur.

La TFP permet de chauffer l'unité de production 2 et les bâtiments administratifs lorsque la température descend en-dessous de 5°C, la moitié du site lorsque la température est entre 5 et 10°C, et la totalité du site en intersaison.

La TFP permet de préchauffer environ 47 000 m³ d'eau de lavage ainsi que 6 000 m³ d'eau déminéralisée par an. Elle fournit également 45 000 m³ d'eau glacée par an pour le refroidissement des procédés et des locaux. L'économie liée à l'installation de la TFP est estimée à 4 300 MWh par an et la réduction des émissions de CO₂ à 900 tonnes par an.

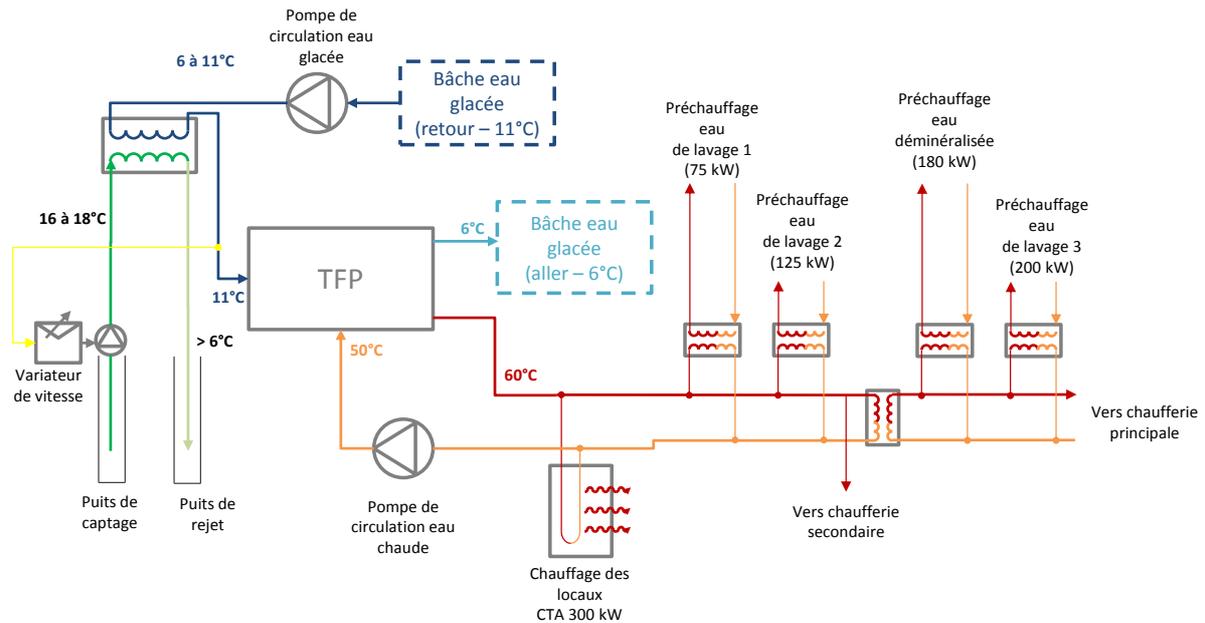


Figure 38 – Schéma de principe des installations géothermie et thermofrigopompe chez CAP

Récupération de chaleur

L'énergie est recueillie sur les 250 à 320 tonnes d'effluents liquides, dont la température est comprise entre 30 et 50°C, à l'aide d'un échangeur de chaleur à plaques. Ces calories permettent de chauffer l'eau de ville, qui passe ainsi de 15 à 40°C.

Des récupérateurs de chaleur installés sur le circuit de refroidissement des trois compresseurs d'air qui équipent l'usine chauffent l'eau d'un circuit secondaire jusqu'à 60°C, avant de passer dans un échangeur à plaques afin de chauffer encore l'eau préchauffée par les effluents de 40 à 50°C.

Enfin, les gaz de combustion rejetés par les chaudières vapeur à 180°C sont valorisés grâce à des récupérateurs sur les fumées qui transmettent la chaleur à un circuit d'eau secondaire. Un échangeur tubulaire permet de céder l'énergie accumulée à l'eau préchauffée lors des deux premières étapes du procédé, qui passe de 50 à 60°C. L'installation permet ainsi de préchauffer 35 000 m³ d'eau par an.

Grâce à la combinaison de trois solutions techniques différentes, la chaleur fatale de plusieurs sources aux niveaux de température différents a pu être valorisée afin de répondre à des besoins de chaleur basse température.

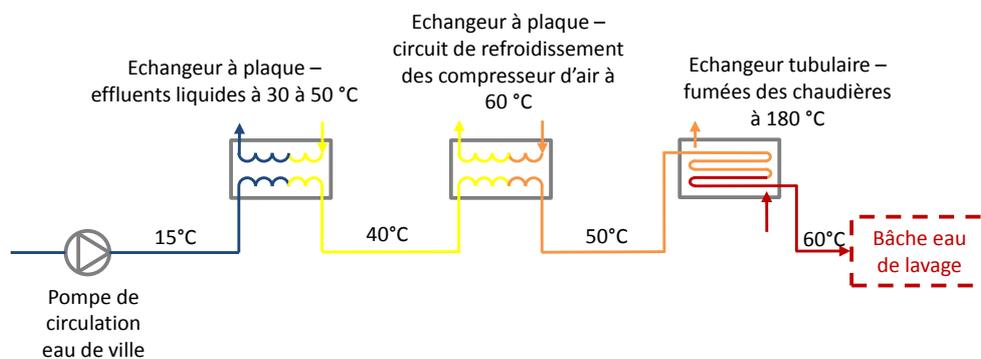


Figure 39 – Schéma de principe des installations de récupération de chaleur sur le site de L'Oréal - CAP

Grâce à ces dispositifs de récupération de chaleur, le site économise 2 000 MWh de gaz par an, réduit ses émissions de CO₂ d'environ 410 tonnes par an et préchauffe 35 000 m³ d'eau.

Retour d'expérience

Le site de CAP peut aujourd'hui témoigner de sept années de fonctionnement. Une période de réglages a été nécessaire après la mise en service afin de trouver les bons paramètres pour que la TFP fonctionne à son meilleur rendement et trouver l'équilibre entre production de chaud et de froid. Aujourd'hui le site est pleinement satisfait du fonctionnement de ses installations.

La maintenance est assurée par un prestataire, comme pour le reste des utilités de l'usine.

L'installation a été réalisée pendant les temps d'arrêt de production habituels, afin de ne pas gêner le rythme de l'usine.

Le site de La Roche-Posay est équipé des mêmes installations que le site de Creuzier-le-Vieux.

“ L'installation de la thermofrigopompe nous a permis de réduire drastiquement notre consommation de gaz pour le chauffage des locaux et le chauffage de l'eau chaude de lavage. 100 % des besoins de chauffage du site de production de La Roche Posay sont couverts par un système de TFP similaire à celui de Creuzier-le-Vieux.

Luc PEZRON, Responsable travaux neufs chez CAP

”

Bilan économique et environnemental

Les installations de récupération de chaleur permettent d'économiser 2 000 MWh de gaz et d'éviter l'émission de 410 tonnes de CO₂ par an.

L'installation TFP et géothermie permet au site d'économiser 4 300 MWh de gaz et d'éviter l'émission de 900 tonnes de CO₂ par an. Grâce à la mise en place de ces technologies, l'objectif de -50% des émissions de CO₂ par rapport à 2010 a été atteint.

Le montant de l'investissement pour la réalisation de ces projets est confidentiel. Cependant, au regard de la longévité des installations, de leur utilisation centrale dans les utilités et les procédés, et de leur contribution à l'atteinte des objectifs environnementaux, le critère de rentabilité n'a pas autant pesé que pour un projet conventionnel, notamment pour l'installation TFP et géothermie.

Enseignements

La démarche systémique menée dans l'usine de CAP a permis de valoriser la chaleur fatale à différents niveaux de température, depuis les effluents à basse température habituellement difficiles à valoriser jusqu'aux fumées de chaudières à 180 °C. L'énergie géothermique intervient en appoint de la récupération de chaleur afin de maintenir des conditions constantes, ce qui permet de fournir de l'eau chaude de manière fiable et constante.

L'utilisation d'une TFP doit être correctement étudiée. Il est nécessaire de bien dimensionner les puissances frigorifiques et calorifique nécessaires. Le système nécessite de produire du froid pour produire du chaud, donc s'il n'y a pas de besoin de froid, le système de chauffage est très limité.

Facteurs de reproductibilité

Cette installation, bien que développée sur mesure pour le site de L'Oréal – CAP, peut être applicable à n'importe quel site ayant des besoins de chaleur basse température, ainsi que de froid.

La récupération de chaleur sur les compresseurs d'air est une opération standard, des kits de récupération de chaleur sont disponibles pour la plupart des modèles de compresseur à refroidissement à air ou à huile. La mise en place d'un système de récupération de chaleur sur un compresseur d'air pour une valorisation sur site en chauffage de locaux, production d'eau chaude sanitaire ou dans un procédé industriel est d'ailleurs éligible à certificats d'économie d'énergie (CEE) comme opération standardisée.

Des systèmes de récupération sur les fumées de chaudières ou de fours, souvent couplés au traitement des fumées, sont aussi proposés par de nombreux fabricants et sont compatibles avec la plupart des installations. Des solutions sont aussi disponibles pour les applications spéciales (milieux corrosifs, étanchéité parfaite, etc.).

L'installation de géothermie utilisée chez CAP nécessite la présence d'un aquifère sous le site industriel, cependant les installations de géothermie sur champs de sondes, transférant la chaleur avec le sol via des forages verticaux ou horizontaux, répondent à des besoins similaires sans nécessiter d'aquifère. Leur réalisation est dépendante de la géologie du lieu.

Autre réalisation dans le secteur cosmétique

Melvita Production – La Fontaine du Cade (07)

En 2007, l'entreprise Melvita, spécialisée dans les cosmétiques bio, a installé 80 m² de capteurs solaires thermique assortis d'une capacité de stockage de 6 000 litres pour produire de l'eau à 50 °C pour le lavage des cuves de production et pour les applications sanitaires. L'initiative de cette installation a été prise afin de réduire les consommations de gaz du site, qui nécessite d'être acheminé par transport routier.

Le projet de 45 000 EUR, aidé à hauteur de 17 000 EUR par la Région Rhône-Alpes, a permis de réduire les émissions de CO₂ de 6 tonnes par an et d'économiser 21,8 MWh PCI de gaz propane et 8 MWh d'électricité par an, soit un gain financier de 6 500 EUR/an, pour un TRI de 7 ans.

En 2013, le site de La Fontaine du Cade a ajouté 250 m² de panneaux photovoltaïques en toiture.

Autres réalisations en géothermie

Cryla – Besançon (25)

PME spécialisée dans les composants de haute précision des domaines de l'aéronautique, du médical et du luxe, Cryla a installé un système de géothermie TBE sur champs de sondes afin de chauffer ses ateliers et bureaux. Les 20 puits creusés à 100 m de profondeur sous l'usine permettent d'échanger de la chaleur avec le sol puis, à l'aide d'une pompe à chaleur, de fournir de l'eau chaude à des radiants pour chauffer l'usine en hiver, ou de rafraîchir les locaux en été. La géothermie sur champs de sonde diffère de la géothermie sur aquifère car l'échange de chaleur est réalisé directement avec le sol, et non avec une eau souterraine. Ce projet de 280 kEUR a été motivé par l'amélioration du confort des employés dans les locaux.

Salveco – Saint-Dié-des-Vosges (88)

Salveco, une entreprise fabriquant des produits chimiques ménagers à base de ressources renouvelables, a substitué le chauffage électrique de son eau de process à 20°C par un chauffage à partir de 12 sondes géothermiques. Les sondes sont parcourues par de l'eau glycolée passant dans une pompe à chaleur de 52 kW. Le coût total des opérations géothermiques et du matériel géothermique de ce projet s'élève à 137 000 EUR et a été subventionné par l'ADEME et la Région Lorraine à travers le fonds européen FEDER. Avec subventions, le temps de retour sur investissement (TRI) de ce projet est de 3,5 ans.

4.2. SARL Cavet – Picodons, Dieulefit (26)

Solaire thermique et récupération de chaleur sur groupes frigorifiques pour le chauffage de l'eau du procédé d'affinage des fromages

Carte d'identité du projet



Région

Auvergne-Rhône-Alpes, Dieulefit (26)

Industriel

SARL Cavet – Picodons

Affinage de fromages

Effectif : 14 employés

Partenaires

Maitrise d'œuvre : BET Mounier & Peyrin

Installateur : Pellegrin Frères

Fournisseur capteurs solaires : CLIPSOL GDF Suez

Technologies EnR&R installées :

- Capteurs solaires thermiques plans autovidangeables.
- Récupération de chaleur sur le condenseur de la centrale frigorifique.

Investissement et financement

- Coût global : 130 000 EUR, dont 88 000 EUR pour l'installation solaire thermique.
- Financement :
 - Fonds Chaleur ADEME : 53 900 EUR.
 - Communauté de communes : aide à l'investissement de 3 750 EUR.
 - Département de la Drôme : aide au conseil de 3 000 EUR.
- Économies sur la facture : 5 250 EUR/an.
- Temps de retour sur investissement estimé : 6 ans.

Énergie et environnement

- 16 t/an de CO₂ évitées.
- Réduction de 33 % de la consommation d'énergie fossile.
- Production de l'installation solaire thermique : 57 MWh/an, pour 90 m² de capteurs solaires.

Contexte et enjeux

Présentation du site

Depuis 1920, la Maison Cavet collecte et affine les fromages de chèvre de la Drôme. Le Picodon, spécialité de la région, est le produit phare de l'entreprise réalisé selon des méthodes traditionnelles. L'entreprise produit 40 000 fromages par semaine en moyenne mais la production est variable selon les saisons, allant jusqu'à 10 000 fromages par jour lors du pic de production au printemps.

Contexte

L'affinage de fromages comprend des étapes de chauffage, refroidissement, humidification et séchage. De plus, le lavage des équipements nécessite aussi de grandes quantités d'eau chaude.

Ces procédés sont très énergivores, avant l'installation de capteurs solaires thermique, le site utilisait uniquement une chaudière au fioul pour ses besoins de chauffage et celle-ci consommait 180 MWh/an, soit 20 000 litres de fioul.

En 2009, un premier diagnostic énergétique a proposé trois solutions à la Maison Cavet pour réduire leur facture énergétique :

- L'installation d'un économiseur sur les fumées de la chaudière afin d'en récupérer la chaleur.
- L'installation de panneaux photovoltaïques en toiture pour revendre l'électricité sur le réseau.
- L'installation de capteurs solaires thermiques pour la production d'eau chaude.

A cette époque, ces solutions ne répondaient pas au besoin car les économies engendrées par l'économiseur étaient trop faibles, la revente d'électricité ne faisait pas partie des objectifs de l'époque, et le temps de retour sur investissement de l'installation solaire thermique était de 15 à 20 ans.

Facteurs décisionnels

En 2012, suite au développement de l'activité, l'acquisition d'un nouveau séchoir a engendré une augmentation des besoins de chaleur, donc une plus grande sollicitation de la chaudière. La consommation mensuelle de fioul a alors augmenté de 800 L. Suite à l'augmentation de l'activité, la chaudière est devenue insuffisante pour répondre aux besoins de chaleur des procédés, notamment pour le lavage qui nécessite de grandes quantités d'eau à une température supérieure à 80°C.

L'entreprise Cavet Picodons a donc décidé de reprendre les solutions de l'étude de 2009 afin d'augmenter la capacité de production d'eau chaude. Les aides alors proposées par le Fonds Chaleur de l'ADEME ont permis de réduire le temps de retour sur investissement de plus de 15 ans à 6 ans, rendant la solution viable.

De plus, l'installation d'énergies renouvelables s'inscrit dans la démarche RSE qu'entreprend la SARL Cavet Picodons.

	Solaire thermique	Condenseurs de GF
Production d'eau chaude de lavage	●	●
Production d'eau chaude pour batteries de séchage	●	●

Figure 40 – Solutions ENR&R apportées aux besoins énergétiques du site

Description technique

Description de l'installation

L'installation de production d'eau chaude combine des capteurs solaires plans autovidangeables, un système de récupération de chaleur sur les condenseurs de la centrale frigorifique et une chaudière au fioul.

Les 90 m² de capteurs solaires plans sont installés en toiture avec une orientation au sud et une inclinaison de 45°. Ces capteurs autovidangeables permettent d'éviter les surchauffes en évacuant l'eau des tubes lorsqu'elle atteint un seuil de température, ce qui permet de limiter le vieillissement des capteurs solaires et du liquide caloporteur et donc de réduire le nombre de pannes et la maintenance. Les capteurs permettent de chauffer le circuit d'eau primaire jusqu'à 65 °C la plupart du temps, voire 80°C en période estivale. Une pompe fait circuler l'eau primaire dans les capteurs solaires puis dans un échangeur à plaque afin de préchauffer les circuits d'eau chaude procédés et sanitaire. L'étude prévisionnelle prévoyait une production de 0,9 à 2,6 kWh/m²/j, mais les derniers résultats montrent une meilleure efficacité.

L'eau préchauffée est stockée dans deux ballons communicants de 2 000 L chacun et l'ECS dans un ballon de 800 L. La chaudière au fioul permet ensuite d'achever de chauffer l'eau du procédé et l'ECS à 80°C.

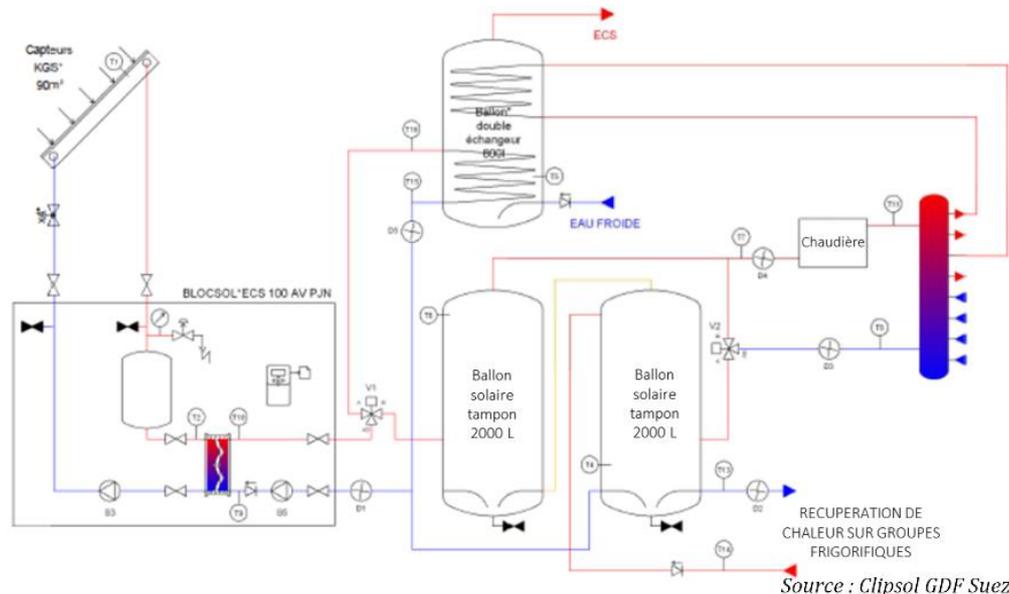


Figure 41 – Schéma de principe de l'installation de production d'eau chaude de la SARL Cavet - Picodons

Capteurs solaires thermiques

Les capteurs solaires thermiques permettent de convertir le rayonnement solaire en chaleur selon plusieurs niveaux de température. Un fluide caloporteur absorbe la chaleur du rayonnement solaire et la redistribue au réseau de chauffage par le biais d'un échangeur thermique.

Différents types de capteurs solaires existent :

- Les capteurs plans permettent d'atteindre des températures de chauffe de 50 à 80°C, voire plus pour les capteurs plans à double vitrage.
- Les capteurs à tubes sous vide sont plus spécifiquement adaptés aux applications nécessitant des températures allant jusqu'à 100-120°C, mais il existe des capteurs adaptés à la production d'Eau Chaude Sanitaire (ECS) avec des températures de chauffe de l'ordre de 60-85°C ;
- Les capteurs à concentration sont utilisés pour des applications au-delà de 120°C ou pour la production d'électricité.

Les capteurs plans sont les mieux adaptés aux applications de chauffage et de production d'ECS.

Récupération de chaleur sur groupes frigorifiques

Les groupes frigorifiques à compression « retirent » de la chaleur, via un fluide frigorigène, à une source chaude. Cette chaleur est habituellement rejetée à l'atmosphère, mais elle peut être récupérée et utilisée dans une autre application, telle que la production d'ECS ou d'eau de procédés.

En fonction du type de groupe frigorifique, il existe plusieurs possibilités de récupération :

- Au condenseur, qui présente le plus gros potentiel de récupération en termes de quantité d'énergie.
- A la désurchauffe, qui présente le niveau de température récupérable le plus élevé.

- Au circuit de refroidissement d'huile du compresseur, qui présente des températures élevées, mais une faible quantité de chaleur récupérable.

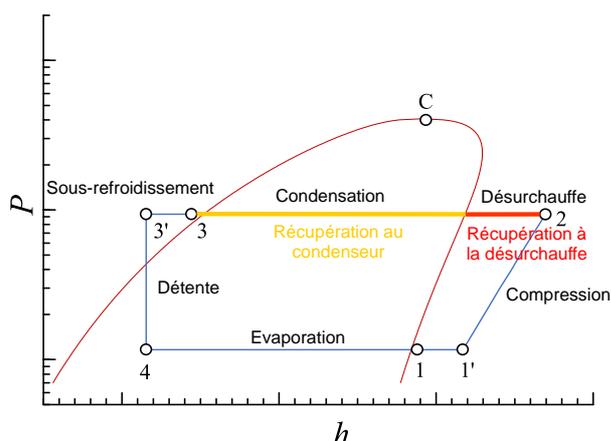


Figure 42 – Représentation des potentiels de récupération de chaleur dans un cycle frigorifique

La récupération de chaleur sur groupe frigorifique permet de répondre à des besoins de température allant jusqu'à 80°C, voir plus pour certains types de groupes frigorifiques (ammoniac en particulier) ou si une pompe à chaleur haute température est utilisée pour rehausser le niveau de température. On estime qu'environ 20 % seulement des installations frigorifiques sont équipées de systèmes de récupération de chaleur.

Retour d'expérience

L'installation de capteurs solaires thermiques a nécessité une étude de portabilité, qui a déterminé que la structure existante était capable de soutenir le poids de l'installation, en s'appuyant sur les poutres du bâtiment. Cette installation a aussi nécessité une refonte du système réseau d'eau chaude desservant les systèmes de lavage, de chauffage et de séchage.

Lors de la première année de fonctionnement, l'installation a fonctionné en-dessous de la capacité prévue car l'échangeur de chaleur était sous-dimensionné. L'échangeur a depuis été redimensionné et remplacé, permettant à l'installation de fonctionner normalement.

La modification du système de chauffage lors de l'installation des capteurs solaires a permis de détecter une anomalie dans le paramétrage de l'installation de récupération de chaleur sur les groupes frigorifiques datant de la mise en service de la centrale. Après réparation, elle fonctionne maintenant à pleine capacité.

Le séchage dans le procédé d'affinage peut être réalisé de manière naturelle en utilisant l'air extérieur lorsque les conditions météorologiques sont adéquates. Le séchage naturel a été utilisé afin de minimiser les temps d'arrêt en programmant l'installation des capteurs en fonction de la météo.

L'installation fonctionne désormais à son maximum, et les résultats attendus pour l'année 2017 sont même supérieurs à ceux prévus par l'étude de conception.

“Lorsque l'activité a augmenté et avec elle les besoins de chauffage, la solution solaire thermique a été retenue. Malgré quelques problèmes de dimensionnement au démarrage, l'ajout des capteurs solaires permet aujourd'hui d'assurer tous les besoins du lavage qui ne pouvaient être atteints auparavant. Désormais tout fonctionne bien et les prévisions de production pour l'année à venir sont supérieures aux estimations de l'étude.

Jean-Christophe CAVET, Directeur
SARL
Cavet - Picodons

”

Bilan économique

L'investissement pour la totalité du projet solaire thermique a été de 130 000 EUR, dont 88 000 EUR pour les capteurs et le reste pour la refonte du système hydraulique. Les gains sont estimés à 5 250 EUR par an.

Ce projet a bénéficié de plusieurs mécanismes d'accompagnement et d'aide au financement. L'ADEME par l'intermédiaire du Fonds Chaleur, a participé à hauteur de 53 900 EUR, soit plus de 60 % de l'investissement. La communauté de communes a aussi fourni une aide à l'investissement de 3 750 EUR et le Département de la Drôme une aide au conseil de 3 000 EUR.

Au final, les différentes aides ont permis de baisser le temps de retour sur investissement de plus de 15 ans à 6 ans, rendant viable économiquement un projet initialement trop cher selon la plupart des standards industriels, et particulièrement pour une petite structure telle que la SARL Cavet Picodons.

Bilan Environnemental

L'installation de capteurs solaires a permis de réduire de 33 % la consommation de fioul sur le site, ce qui engendre une réduction des émissions de CO₂ de 16 tonnes par an.

Enseignements

L'exemple de la SARL Cavet Picodons montre que la substitution d'une partie ou de la totalité des énergies fossiles est possible tout en conservant, voire en améliorant les conditions de production. La variabilité de la production liée à l'énergie solaire est gérée avec des capacités de stockage, de la récupération de chaleur et toujours une part non-négligeable d'énergies fossiles, mais on constate que les combinaisons d'EnR&R sont capables de répondre aux besoins des industriels.

D'ailleurs, suite au succès de l'installation des capteurs solaires, la SARL Cavet Picodons souhaiterait augmenter encore sa capacité de production d'énergies renouvelables afin de tendre vers un site fonctionnant entièrement en autoconsommation. Dans l'éventualité d'une extension des locaux, la Maison Cavet souhaiterait installer des panneaux solaires photovoltaïques, ne disposant pas aujourd'hui d'espace en toiture suffisant.

Facteurs de reproductibilité

L'installation de capteurs solaires thermiques plans pour produire de l'eau chaude est assez facilement applicable pour des besoins de température jusqu'à 80°C. En France, la solution est aujourd'hui majoritairement appliquée dans le domaine de l'agroalimentaire, mais elle peut tout à fait convenir aux applications de chauffage ou préchauffage des autres secteurs, ou pour produire de l'ECS. La quantité d'eau à chauffer peut être un facteur limitant car l'installation peut alors être de grande dimension. L'installation de capteurs en toiture nécessite que la toiture soit adaptée et suffisamment solide. La variabilité de la production due à l'énergie solaire rend quasiment obligatoire le stockage afin d'obtenir un meilleur taux de disponibilité.

La récupération de chaleur sur les groupes frigorifiques est une opération courante sur les groupes à compression, mais doit être étudiée au cas par cas selon le modèle de machine frigorifique. La mise en place d'un système de récupération de chaleur sur un groupe frigorifique est d'ailleurs éligible aux certificats d'économie d'énergie (CEE) comme opération standardisée.

Autre réalisation dans le secteur agroalimentaire

Haagen Dazs – Tilloy-lès-Mofflaines (62)

L'usine Haagen Dazs de Tilloy-lès-Mofflaines produit des crèmes glacées en pot destinées au marché français et à l'export. L'usine a des besoins d'eau chaude à 55°C pour le lavage des installations et à haute température pour le procédé de pasteurisation. Le site a installé des systèmes de récupération de chaleur sur les condenseurs des groupes frigorifiques, sur l'huile des compresseurs à ammoniac, sur l'air chaud des

compresseurs d'air, ainsi que sur les fumées des chaudières. Cette installation a permis une diminution de 51 % de la consommation de gaz, pour un temps de retour sur investissement de 4 ans.

De plus, le site valorise le biogaz produit dans l'étage de traitement anaérobie de sa station de traitement des effluents. Le biogaz est brûlé dans des turbines de cogénération. L'électricité produite est revendue sur le réseau et la chaleur produite est utilisée pour maintenir l'unité de méthanisation à 37°C.

Autre réalisation solaire thermique

SCIC Martinique – Fort-de-France (972)

La société Caribéenne d'Industrie Chimique produit de l'urée destinée à traiter les émissions de systèmes de combustion, afin de limiter les émissions de NOx.

En 2013, la SCIC a installé 400 m² de capteurs solaires thermiques plans et 50 m³ de ballons de stockage afin de produire de l'eau de procédés jusqu'à 53°C. La couverture des besoins en eau chaude par le solaire thermique est de 86 %.

Cette installation permet la réduction de la consommation de fioul de 380 MWh par an et des émissions de CO₂ de 118 tonnes par an.

4.3. Toray CFE – Abidos (64)

Récupération de chaleur fatale pour la production de vapeur et de froid via un groupe frigorifique à absorption

Carte d'identité du projet



Région

Nouvelle Aquitaine, Abidos (64)

Industriel

Toray CFE

Fabrication et commercialisation de fibres de carbone

Effectifs : 430 salariés

Partenaire

Dalkia, Groupe EDF

Technologies EnR&R installées :

- Groupe frigorifique à absorption au bromure de lithium

Bilan du projet

- Coût global : 306 kEUR (groupe frigorifique 150 kEUR, auxiliaires 156 kEUR). 222 kEUR de surcoût par rapport à une solution groupe frigorifique à vis.
- Gains :
 - Estimés pour 4 400 h/an : 38 kEUR/an
- Temps de retour sur investissement :
 - Estimé : 5,8 ans
 - Réel : 1,9 ans
- Gains estimés de 560 MWh et 31 tonnes de CO₂ par an évités par rapport à une solution groupe frigorifique à vis. Gains réels supérieurs grâce à une utilisation de 7440 h/an au lieu de 4400.

Contexte et enjeux

Présentation du site

Toray industries est un groupe international spécialisé dans la fabrication de fibres de carbone. Il est présent en Europe au travers de sa filiale française Toray CFE située à Abidos. Le site comporte cinq lignes de production de fibres de carbone ayant une capacité totale de production de 5 200 t/an. Le schéma de production de la ligne TEF1 est présenté ci-dessous

L'ensemble de la production de fibres de carbone utilise le poly acrylonitrile comme matière première. Les fibres subissent d'abord un procédé d'oxydation à une température de 200 à 300°C, puis vient une étape de carbonisation qui a lieu entre 700°C et 1 500°C sous atmosphère de diazote, pendant quelques minutes. Une des lignes de production du site contient aussi une dernière étape de graphitisation qui requiert des températures comprises entre 2 000 et 3 000°C pendant 1 à 2 minutes. Les effluents gazeux issus de chaque étape de fabrication sont incinérés à 850 °C dans un oxydateur thermique, afin d'éliminer les composés organiques volatiles (COV).

Contexte

La chaleur issue de l'oxydateur thermique du site de Toray CFE est utilisée pour produire 3 t/h de vapeur, partiellement utilisée dans les procédés.

L'atelier Cantres de la ligne de production TEF1 requiert une régulation de l'hygrométrie à 60 % ± 5 % et de la température à 25°C ± 2°C afin de conserver les propriétés du produit et éviter tout défaut de fabrication. Du fait de l'ancienneté du bâtiment et de problèmes d'isolation, il était difficile de conserver ces plages de régulation de température et d'hygrométrie.

Facteurs décisionnels

En 2014, il a été décidé d'installer une centrale frigorifique de 400 kW_{th} pour alimenter trois centrales de traitement d'air (CTA) réparties sur deux étages, afin de réguler la température de l'atelier Cantres. La première motivation de cette installation était d'améliorer le confort des employés, mais aussi de faciliter la régulation de l'hygrométrie, bien plus aisée à température régulée, afin d'assurer une qualité de produit constante.

Afin de répondre à ce besoin de froid, Toray CFE a fait appel à Dalkia qui leur a proposé deux solutions :

- L'installation d'un groupe frigorifique électrique à vis.
- L'installation d'un groupe frigorifique à absorption, utilisant de la vapeur.

Toray CFE étant engagé dans une démarche de certification ISO 50001, impliquant la mise en place d'une politique d'amélioration de la performance énergétique de ses installations, l'entreprise a choisi de privilégier le choix d'équipements à haute performance énergétique. De plus, parmi les 3 t/h de vapeur produite grâce à la récupération de chaleur de l'oxydateur, seules 1,6 t/h étaient utilisées dans les procédés. Le reste, soit 10 000 t/an, était alors perdu. Cette vapeur est aujourd'hui utilisée dans le groupe à absorption.

L'analyse des deux solutions techniques a montré, malgré un surcoût à l'investissement de 222 kEUR, la meilleure rentabilité économique de l'usage du groupe froid à absorption.

La solution du groupe frigorifique à absorption était aussi préférable du point de vue du confort des employés car cette technologie est moins bruyante que les groupes à compresseur, avec un niveau sonore de 61 dB contre 96 dB pour la solution du compresseur à vis.

	Autres technologies EnR&R	
	Récupération de chaleur sur incinérateur	Machine à absorption
		
Production de vapeur	●	
Climatisation		●

Figure 43 – Solutions EnR&R apportées aux besoins énergétiques du site

Description technique

Principe de la machine frigorifique à absorption

Une machine frigorifique à absorption permet de produire du froid à partir d'une source de chaleur, à la place du compresseur utilisé habituellement.

L'installation mise en place chez Toray Carbon Fibers Europe est une machine double effet, c'est-à-dire que son SEER (coefficient d'efficacité énergétique saisonnier = Production de froid annuelle, en kWh/an / Consommation d'énergie annuelle, en kWh/an) est amélioré grâce à un second étage de régénération et un échangeur thermique supplémentaire par rapport à une machine simple effet, alimenté par 750 kg/h de vapeur à 5,5 bar, générée par la chaleur récupérée sur l'oxydateur. Un schéma simplifié de l'installation est présenté sur le schéma ci-dessous :

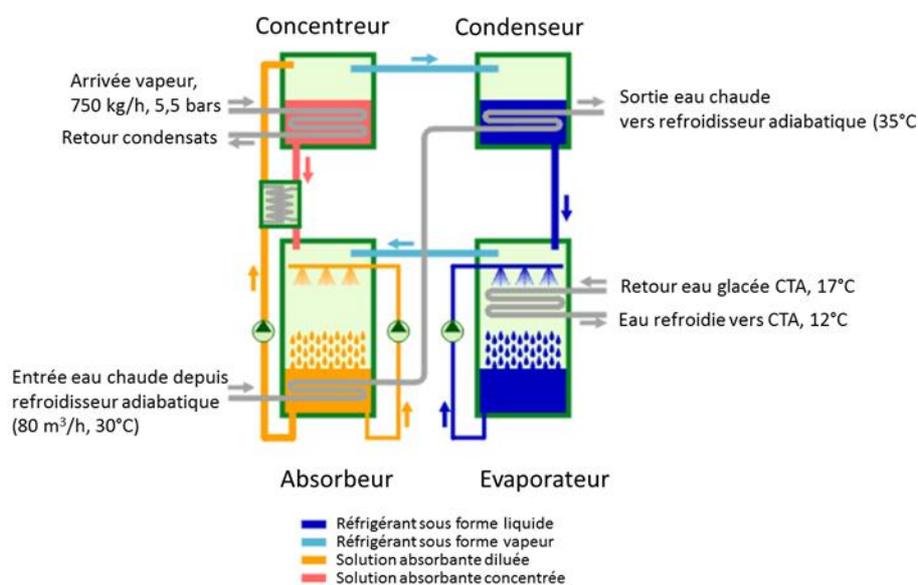


Figure 44 - Principe de fonctionnement d'une machine frigorifique à absorption

- L'eau provenant des CTA arrive dans un évaporateur dans lequel est pulvérisé un réfrigérant (eau) provenant du condenseur. En s'évaporant, ce réfrigérant absorbe de la chaleur, ce qui permet de refroidir jusqu'à 12°C l'eau destinée à alimenter les CTA. Une partie du réfrigérant pulvérisé ne s'évapore pas et tombe dans le fond de l'évaporateur où il est pompé pour être à nouveau pulvérisé

- La vapeur d'eau créée dans l'évaporateur est amenée à l'absorbeur. Il contient une solution absorbante, du bromure de lithium (LiBr, cas de la machine de Toray CFE) ou de l'ammoniac (NH₃), qui est continuellement pompée dans le fond du récipient pour y être pulvérisée. Le LiBr absorbe la vapeur d'eau hors de l'évaporateur et y maintient ainsi la basse pression nécessaire à la vaporisation du réfrigérant. Le LiBr est refroidi par de l'eau chaude à 30°C afin de maintenir sa capacité d'absorption
- Une fois saturée, la solution absorbante est régénérée dans le concentrateur. Elle est réchauffée par la vapeur provenant de la chaudière et une partie de l'eau qu'elle contient s'évapore. La solution régénérée retourne à l'absorbeur
- Enfin, la vapeur d'eau extraite du générateur est refroidie dans le condenseur. Dans ce cas, la vapeur d'eau extraite est refroidie dans un refroidisseur adiabatique à air, de 35°C à 30°C.

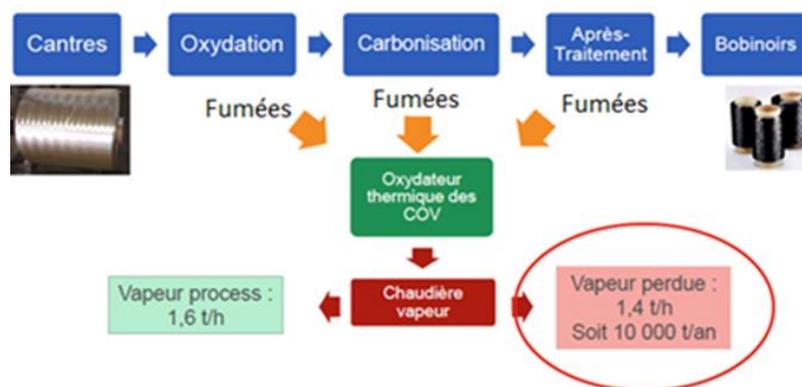


Figure 45 - Procédé de production, Source : Toray Carbon Fibers Europe

Retour d'expérience

L'installation fonctionne depuis trois ans sans aucune panne. Bien qu'initialement prévu pour un fonctionnement de 4400 h/an, le groupe frigorifique fonctionne finalement toute l'année afin d'aider la régulation de l'hygrométrie, ce qui a permis de réduire le temps de retour sur investissement de 5,8 ans à 1,9 ans. Le temps de retour sur investissement a aussi été diminué par l'installation en 2015 d'une nouvelle centrale de traitement d'air de 100 kW de puissance frigorifique desservant l'atelier bobinoir, permettant d'exploiter le groupe frigorifique à pleine capacité.

La régulation de la température de la boucle d'eau glacée à 12°C – 17°C est respectée, même par fortes chaleur, ainsi que la température de l'atelier. Le confort des employés a grandement été amélioré grâce au rafraichissement des locaux. Il est cependant important de noter que ce type de groupe frigorifique nécessite un temps de démarrage de trois heures, ainsi qu'un inertage à l'azote en cas d'arrêt prolongé. Il faut aussi prévoir une analyse annuelle de la solution de bromure de lithium afin de s'assurer que ses propriétés absorbantes restent bonnes.

L'installation du groupe frigorifique a largement amélioré le contrôle de l'hygrométrie dans l'atelier, ce qui a permis d'améliorer la maîtrise des conditions de fabrication, réduisant ainsi les causes de défaut de fabrication.

Bilan économique

“ Depuis que nous avons installé ce groupe frigorifique à absorption il y a 3 ans, nous sommes très satisfaits de son fonctionnement. Sa production d'eau glacée est stable et respecte les consignes de température. Ce type de machine n'est pas conçu pour des arrêts et redémarrages fréquents, il nous a donc fallu quelques temps pour adapter notre manière d'opérer, mais aujourd'hui cela ne pose plus aucun problème. Au-delà des visites de routines programmées par Dalkia, la machine requiert très peu de maintenance.

**Mathieu GUILHAS, Adjoint
Responsable Maintenance chez
Toray CFE**

”

L'investissement pour l'ensemble de l'installation a été de 306 kEUR dont 150 kEUR pour le groupe frigorifique à absorption et 156 kEUR pour les auxiliaires. Le surcoût par rapport à une solution classique de groupe frigorifique à vis est de 222 kEUR.

Les gains annuels initialement estimés étaient de 38 kEUR, mais le groupe fonctionne aujourd'hui 7 440 h au lieu de 4 400 h, ce qui accroît les gains relatifs. Une utilisation plus intensive du matériel permet ainsi de réduire le temps de retour sur investissement de 5,8 à 1,9 ans.

Ce projet a été entièrement financé par Toray.

Bilan Environnemental

L'installation a montré d'excellentes performances depuis sa mise en service. Il a été estimé une économie de 560 MWh d'électricité par an, ce qui permet d'éviter l'émission de 31 tonnes de CO₂ par an. Les gains sont en réalité supérieurs car le taux d'utilisation annuel est supérieur à ce que prévoyait l'étude.

Enseignements

Suite au succès et à la fiabilité du fonctionnement de cette installation, Toray CFE envisage d'installer des équipements similaires sur la ligne de production TEF3, elle aussi équipée d'un oxydateur thermique.

Le financement de ce projet a entièrement été porté par le groupe Toray et l'ADEME n'a pas été sollicitée. Dans le cas de l'installation d'un système similaire sur la ligne TEF3, Toray CFE pourra faire une demande d'accompagnement auprès du Fonds Chaleur.

Facteurs de reproductibilité

Une machine à absorption permet de produire du froid à partir d'une source de chaleur à une température supérieure à 60-80 °C pour les machines simple effet et 100-120 °C pour les machines double effet, en fonction du fluide absorbant (bromure de lithium ou ammoniac). Le SEER des machines simple effet tourne généralement autour de 0,5 - 0,7, mais peut atteindre des valeurs supérieures à 1 dans le cas des machines double et triple effet. Ces valeurs sont inférieures aux groupes frigorifiques conventionnels à compresseurs, mais leur intérêt réside dans leur capacité à valoriser de la chaleur fatale « gratuite », qui rentre en compte dans le calcul du SEER.

La valorisation de chaleur fatale via un groupe froid à absorption est éligible aux subventions du Fonds Chaleur. L'installation de groupes frigorifiques à absorption peut aussi être intéressante dans des systèmes de trigénération (production combinée d'électricité, de chaleur et de froid) ou avec des capteurs solaires thermiques qui permettent un bilan carbone nul.

Autre réalisation dans le secteur fabrication, assemblage et équipements

TDV Industries – Mayenne (53)

TDV industries, entreprise familiale spécialisée dans la fabrication de vêtements professionnels depuis 150 ans a investi 6 millions d'euros dans une nouvelle ligne de préparation de teinture qui permet de recycler l'eau de la teinture et récupérer la chaleur d'une machine pour en chauffer une autre (20 % d'économies).

Autre réalisation de groupe frigorifique à absorption

Michelin – Site de Cholet (49)

Sur son site de Cholet, le groupe Michelin a installé un système de trigénération, équipé d'un groupe frigorifique à absorption valorisant les fumées d'échappement de l'unité de cogénération en produisant de l'eau glacée pour les besoins de l'usine. Cette installation de trigénération, encore rare en France, date de 1997 et fonctionne cinq mois par an. Le site est pleinement satisfait de cette technologie, comme le montre le renouvellement du groupe frigorifique en 2009.

4.4. EARL Ker Noé – St-Brandan (22)

Cogénération biogaz et ORC sur fumées du moteur biogaz dans une exploitation agricole

Carte d'identité du projet





Région
Bretagne, Saint-Brandan (22)

Industriel
EARL Ker Noé
Elevage de vaches laitières
Effectif : Gérant et 1 salarié

Partenaires
Installateur : Enogia
Financement : ADEME

Technologies EnR&R installées :

- Moteur biogaz avec cogénération 100 kW_e
- Machine ORC 5 kW_e (puissance max 10 kW_e)

Investissement et financement	Énergie et environnement
<ul style="list-style-type: none">• Coût unité de méthanisation et cogénération : 990 kEUR• Module ORC : 35 kEUR• Gain revente électricité : 174 kEUR/an• Aides Fonds Chaleur : 30 % du CAPEX matériel	<ul style="list-style-type: none">• Production annuelle cogénération biogaz : 790 MWh d'électricité, 600 MWh de chaleur utile

Contexte et enjeux

Présentation du site

L'EARL Ker Noé, exploitation agricole, est active depuis 15 ans à Saint-Brandan (22). L'exploitation comprend 90 vaches laitières, deux robots de traite et occupe 170 ha.

L'activité principale de l'entreprise est la production de lait qui avoisine les 900 000 litres par an.

Contexte

En 2015, la consommation d'énergie dans le secteur agricole en France était de 4,45 Mtep, soit environ 3 % de la consommation énergétique finale totale en France. Dans le monde agricole, les unités de méthanisation sont de plus en plus perçues comme un prolongement de l'exploitation, qui vient conforter le métier d'agriculteur, notamment par la valorisation des effluents d'élevage.

La Bretagne est la première région française pour la production de chaleur et d'électricité à partir de biogaz issu de la fermentation de lisier, fumiers, déchets verts et autres coproduits de l'industrie agroalimentaire. Fin 2015, la région comptait une cinquantaine d'unités de valorisation biogaz en fonctionnement pour une capacité de génération totale de 13,5 MW_e.

En 2014, l'EARL Ker Noé a mis en place une unité de méthanisation et de cogénération afin de développer l'activité de l'entreprise, diversifier ses sources de revenus et valoriser les déchets de l'exploitation agricole. Le site principal de l'entreprise est proche de zones habitées et dispose de très peu de surfaces accessibles pour du pâturage. De ce fait, la nouvelle unité de méthanisation et de cogénération a été implantée sur un site distant de 1,2 km.

Le fonctionnement de l'unité de méthanisation et cogénération génère 600 MWh_{th} de chaleur par an.

Afin de valoriser cette production de chaleur, EARL Ker Noé a évalué plusieurs options :

- Le chauffage des locaux de production
- La production de spiruline
- Le séchage des produits (fourrage, maïs, plaquettes de bois)

L'électricité produite sur le site de Ker Noé est revendue sur le réseau.

Facteurs décisionnels

La solution du chauffage des locaux n'a pas été retenue du fait de l'éloignement de l'unité de méthanisation par rapport au site de production. La production de la spiruline, micro algue à haute valeur ajoutée extrêmement riche en protéines utilisée comme complément alimentaire a été envisagée car sa production nécessite une culture des algues dans une eau maintenue à une température optimale de 40°C. Cette solution n'a pas été retenue car sa complexité de mise en œuvre et les connaissances techniques requises nécessitaient un investissement supplémentaire de 100 kEUR. La solution sur le séchage a été retenue grâce à sa simplicité de mise en œuvre et parce qu'elle répondait aux besoins des nouvelles activités de séchage tout en améliorant la qualité de celui-ci.

Les besoins de chaleur du séchage n'étant pas suffisants pour valoriser toute la chaleur produite par le moteur biogaz, Ker Noé a cherché une solution afin de valoriser les calories restantes. C'est au salon Biogaz Europe 2013 que le dirigeant de Ker Noé a rencontré l'entreprise Enogia qui lui a alors proposé la solution de l'ORC. Cette technologie innovante était une première en France dans le domaine agricole, et le soutien de l'ADEME a été également décisif afin d'aider le projet à voir le jour et limiter le risque porté par Ker Noé.

	Biogaz + cogénération	ORC sur fumées de moteur
		
Procédés de séchage	•	•
Production d'électricité	•	•

Figure 46 – Solutions EnR&R apportées aux besoins énergétiques du site

Description technique

Cogénération biogaz

La méthanisation est un procédé de dégradation de la matière organique par des micro-organismes, en conditions contrôlées et en l'absence d'oxygène. Cette dégradation aboutit à la production de digestat, riche en matières organiques, et de biogaz, mélange gazeux composé majoritairement de méthane (50 % à 70 %), de CO₂ (20 % à 50 %) et de quelques gaz traces (azote, ammoniac, H₂S).

Les intrants dans l'unité de méthanisation de Ker Noé proviennent de résidus végétaux, ainsi que de déjections animales provenant de l'exploitation et de quatre exploitations voisines.

Il peut être nécessaire de traiter le biogaz en retirant les impuretés (H₂S, H₂O) afin d'améliorer la combustion, mais certains brûleurs spécifiques permettent de brûler le biogaz sans traitement.

L'unité de méthanisation de Ker Noé est équipée d'un système de traitement du biogaz qui est envoyé vers un moteur thermique qui, couplé à une génératrice d'une capacité de 100 kW, permet de produire 790 MWh d'électricité par an, revendue sur le réseau. La chaleur dégagée par le moteur thermique est récupérée au niveau des fumées à l'aide d'un échangeur thermique et est utilisée dans le procédé de séchage, ainsi que pour la production d'électricité via la machine ORC.

Machine ORC

Le principe de la machine ORC est de transformer la chaleur émise par un moteur en énergie utile via un fluide de travail. Au contact de la chaleur des gaz d'échappement, le fluide se vaporise, puis la vapeur se détend dans une turbine. La rotation de cette turbine produit alors de l'électricité.

L'exploitation agricole Ker Noé a investi dans un module ORC d'une capacité de 10 kW_e, qu'elle utilise actuellement à une capacité de 5 kW_e. Pour son fonctionnement, ce module ORC utilise le pentafluoropropane (R245fa) comme fluide de travail, adapté pour des applications à basse température, ce dernier ayant une température d'ébullition de 15,3°C.

La source de chaleur nécessaire au fonctionnement du système provient des effluents gazeux du moteur à biogaz de l'unité de cogénération, ayant une température d'environ 90°C. Après passage dans l'ORC, les effluents gazeux sortent à une température comprise entre 83 et 84°C. Ils passent alors dans un échangeur de chaleur pour chauffer l'air de séchage, de 5 à 6°C pour ensuite être rejetés à une température comprise entre 40 et 50°C

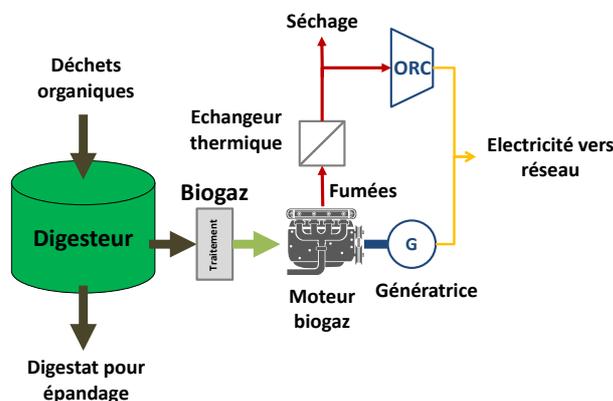


Figure 47 – Schéma de l'installation de méthanisation avec cogénération assortie d'un système ORC chez Ker Noé

L'installation de la machine ORC a permis une augmentation de 5 à 7 % de la production d'électricité de l'exploitation. Le tarif de rachat de l'électricité (sans distinction entre l'électricité produite par l'ORC et par la cogénération) est de 21 cEUR/kWh.

De plus, le digestat issu de l'unité de méthanisation est un fertilisant naturel qui, utilisé à l'épandage, permet de réduire, voire de supprimer l'utilisation d'engrais azotés. Les digestats peuvent être revendus aux exploitations agricoles et ainsi améliorer la rentabilité du projet.

Retour d'expérience

Ker Noé a été la première exploitation agricole en France à installer un système ORC de petite puissance. La puissance maximale de l'ORC mis en place est de 10 kW et a été réglée à 5 kW afin de l'adapter au moteur de cogénération de 100 kW. Le démarrage de l'installation s'est accompagné d'une période de réglage et de calibration, permettant également aux chauffagistes conventionnels de prendre connaissance des paramètres optimaux de fonctionnement du système.

Les solutions ORC possèdent peu de pièces d'usures, très peu de pièces en mouvement relatif et sont entièrement automatisées, ce qui leur confère une grande fiabilité et nécessite peu d'entretien. L'installation de l'ensemble méthaniseur – cogénération – ORC permet ainsi à Ker Noé d'avoir un approvisionnement de chaleur stable pour ses procédés, un revenu continu sur l'année grâce à la revente de l'électricité, ainsi qu'un moyen de valoriser ses déchets.

“ Il y a eu quelques réglages à faire sur l'installation sinon tout fonctionne bien. Nous prévoyons pour la fin de l'année 2017 d'augmenter nos capacités de production notamment en installant un post-digesteur et une nouvelle fosse de stockage pour l'unité de méthanisation, un deuxième moteur de cogénération biogaz de 100 kW, changer le circuit hydraulique de l'ORC actuel et le calibrer à 10 kW afin d'augmenter sa capacité de production.

Christophe AUBRY, dirigeant de l'EARL Ker Noé



Bilan économique

L'investissement pour l'installation de méthanisation et cogénération a été de 990 kEUR et pour la machine ORC 35 kEUR. Le projet biogaz ainsi que l'ORC ont bénéficié des subventions de l'ADEME à hauteur de 30 % du prix du matériel via le Fonds Chaleur.

L'installation permet de générer 830 MWh/an d'électricité, revendue sur le réseau à 21 cEUR/kWh soit environ 174 kEUR par an.

Le temps de retour sur investissement de l'installation est estimé à 3,5 ans.

Enseignements

Les machines ORC, bien qu'assez communément déployées dans certains pays d'Europe comme l'Allemagne, l'Autriche ou l'Italie, sont encore rarement installées en France. En effet, on retrouve une vingtaine de références seulement en France, et une grande majorité concerne des systèmes d'incinération. Cependant, le cas Ker Noé montre que l'installation d'une machine ORC est accessible à une structure de petite taille, et requiert de valoriser de la chaleur à faible niveau de température, là où les systèmes à vapeur perdent énormément en efficacité ou sont inapplicables. L'ajout d'une machine ORC à une unité de cogénération permet d'augmenter encore le rendement global de l'installation

Le succès des machines ORC repose avant tout sur la volonté des industriels à mettre en place cette technologie, ce qui permettra de développer la filière ainsi que les métiers annexes pour atteindre sa pleine maturité.

Facteurs de reproductibilité

Les solutions ORC présentent de nombreux avantages lorsque la source de chaleur a une température comprise entre 150 et 400°C, voire moins comme dans le cas de Ker Noé. Au-delà de 400°C et 3 MW, les turbines à vapeur offrent de meilleures performances.

La solution ORC est donc particulièrement intéressante lorsqu'un gisement de chaleur fatale est disponible sans pouvoir être valorisé sur place. La transformation d'énergie thermique en énergie mécanique puis en électricité permet ainsi de produire de l'électricité utilisable directement sur le site ou facilement injectée sur le réseau.

Autre réalisation dans le secteur agroalimentaire

Industriel : Bonilait Protéines – Chasseneuil-du-Poitou (86)

Bonilait Protéines, fabricant français d'ingrédients laitiers en poudre destinés à l'industrie alimentaire et à l'allaitement animal a mis en place une solution de production de vapeur à base de biomasse associée à un mix énergétique innovant : Solaire thermique et récupération de chaleur sur les tours aéroréfrigérantes de l'usine.

Cette solution a été adoptée en remplacement de l'ancienne chaufferie vapeur au fioul lourd et une cogénération.

La nouvelle installation, composée de 1 470 m² de capteurs solaires thermiques (2 800 MWh/an) et d'une chaudière biomasse de 8,9 MWth (13,7 t/h, 16 bar, 202°C) permet de couvrir 90 % des besoins de vapeur du site et éviter l'émission de 20 000 tonnes de CO₂ chaque année.

Autre réalisation de machine ORC

Industriel : FMGC – Châteaubriant/Soudan (44)

Producteur de contrepoids en fonte, FMGC a installé en 2012 un module ORC de 1 MW de la société Enertime en sortie de la chambre de combustion d'un cubilot à vent chaud pour valoriser en électricité la chaleur perdue du procédé de fonderie.

Le module ORC est implémenté sur le système existant de refroidissement des fumées qui récupère de la chaleur sous forme d'huile thermique à 200°C. Le cubilot a une capacité maximale de 30t/h et la chaleur valorisée peut représenter une puissance thermique jusqu'à 6 MWth.

L'électricité produite par l'ORC est réinjectée dans le réseau interne de l'usine. La machine ORC permet également d'arrêter les aéroréfrigérants existants et donc d'économiser 100 MWh supplémentaires.

4.5. Papeterie Palm – Site de Descartes (37)

Récupération de chaleur sur les sècheries, et méthanisation des effluents des procédés

Carte d'identité du projet



Région

Centre-Val de Loire, Descartes (37)

Industriel

Papeterie Palm
Fabrication de papier et carton

Partenaire

Aide au financement : ADEME Fonds Chaleur

Technologies EnR&R installées :

- Récupération de chaleur sur buées de séchage
- Méthanisation des effluents de la station d'épuration
- Chaudière mixte biogaz/gaz naturel

Caractéristiques de l'installation

- Date de lancement : Septembre 2016.
Durée des travaux : 2 mois ;
- 3200 kW_{th} récupérés sur la machine à papier PM8 ;
- 3005 kW_{th} récupérés sur la machine à papier PM9 ;
- Chaudière mixte biogaz : 4,6 MW_{th}, 5 t/h de vapeur à 16 bar dont 50% produit avec du biogaz.

Bilan économique, énergie et environnement

- Montant de l'investissement : 2 835 kEUR ;
- Aides au financement Fonds Chaleur : 525 kEUR, 18 % du CAPEX ;
- 3 000 tep/an récupérées sur les machines à papier ;
- Production de biogaz : 8 700 Nm³/j ;
- 5 % de la production de vapeur du site couverte par le biogaz.

Contexte et enjeux

Présentation du site

Palm est l'un des plus grands acteurs de l'industrie papetière en Europe. L'entreprise est spécialisée dans la fabrication de papier journal et de papier ondulé et compte 5 sites de production en Europe (3 en Allemagne, 1 en Angleterre et 1 en France).

L'usine de Descartes, près de Tours, a une capacité de production de 220 000 tonnes par an de papier ondulé. Cette production se fait au moyen de deux machines à papier (PM8 et PM9) dont les capacités de production sont respectivement de 60 000 tonnes et 160 000 tonnes par an.

La consommation annuelle d'énergie sur site est de 287 GWh de gaz naturel et 82 GWh d'électricité. Le site dispose de deux chaudières au gaz naturel de 19,7 MW_{th} et 23,2 MW_{th} produisant respectivement 25 t/h et 35 t/h de vapeur à 16 bars, ainsi que d'une chaudière mixte de 4,6 MW_{th}, fonctionnant au gaz naturel et au biogaz issu de la station d'épuration du site. Cette chaudière permet de produire 5 t/h de vapeur à 16 bars.

Contexte

La papeterie est le cinquième secteur industriel le plus consommateur d'énergie en France, la vapeur y est principalement utilisée pour des opérations de séchage, procédé particulièrement énergivore qui requiert de la chaleur généralement à moyenne ou haute température. En 2014, la consommation énergétique liée au séchage dans l'industrie représentait 65 TWh, soit 21 % de la consommation totale industrielle française.

Dans une papeterie, l'énergie représente le deuxième poste de dépenses, la performance économique est donc directement impactée par la performance énergétique. Le groupe Palm est très engagé dans l'optimisation énergétique de ses installations afin d'améliorer sans cesse sa compétitivité. De ce fait, tous les sites du groupe sont aujourd'hui certifiés ISO 50001.

Suite au rachat de la papeterie Descartes au groupe Seyfert en juin 2014, le groupe Palm avait initié des investissements sur la machine à papier PM9 pour améliorer le pressage du papier, afin de réduire son taux d'humidité, réduisant ainsi la consommation de vapeur et donc d'énergie. Des optimisations énergétiques avaient également été faites sur la machine à papier PM8 notamment par l'ajout de thermo-compresseurs afin de réduire la consommation de vapeur.

En janvier 2016, un audit énergétique avait révélé des gisements de chaleur fatale sur les sécheries. Cet audit préconisait les actions suivantes :

- L'amélioration du fonctionnement des hottes des machines à papier PM8 et PM9 pour les rendre plus étanches
- La régulation optimale du point de rosée de la vapeur utilisée pour le séchage
- L'installation des systèmes d'échangeurs de façon à récupérer l'énergie contenue dans les buées sortant des cheminées d'extraction pour réchauffer différents circuits (PM9) et pour le chauffage de l'atelier de maintenance (PM8)

Par la suite, conformément à la politique du groupe Palm, la certification ISO 50001 appliquée sur les autres sites européens du groupe a été décidée pour le site de Descartes.

Facteurs décisionnels

Les projets de récupération de chaleur ont été réalisés suite aux préconisations de l'audit énergétique.

Par ailleurs, certaines papeteries du groupe Palm, disposant de machines plus récentes, étaient déjà équipées de systèmes de récupération de chaleur dès leur installation, ce qui a conforté le choix dans ces investissements.

Les projets menés sur le site de Descartes ont bénéficié de subventions de l'ADEME via le Fonds Chaleur.

	Buées de séchage	Biogaz
Production vapeur		
Chauffage des locaux		
Chauffage procédés		

Figure 48 – Solutions EnR&R apportées aux besoins énergétiques du site

Description technique

Il existe généralement 3 grandes étapes dans la fabrication du papier : le formage, le pressage et le séchage. Durant le formage, la pâte à papier contient généralement plus de 97 % d'eau. Après avoir enlevé une partie de l'eau par gravité, par succion, et lors du pressage, la feuille passe ensuite à la section sèche, où au contact d'immenses cylindres généralement chauffés de l'intérieur par de la vapeur, une grande partie de l'eau résiduelle contenue dans le papier est évaporée.

La température des cylindres sécheurs de la papeterie Palm est de 130°C. La vapeur contenue dans les cylindres se condense au contact des parois, et le condensat est évacué au fur et à mesure pour ne pas gêner l'arrivée de vapeur dans les cylindres.

Une fois l'eau contenue dans la feuille évaporée, celle-ci doit être évacuée de la sèche. Pour ce faire, un échangeur de chaleur présent dans la hotte des sèches permet de récupérer la chaleur des sécheurs afin de chauffer de l'air frais qui est ensuite soufflé à proximité des feuilles de papier, transférant ainsi la masse d'eau évaporée dans l'air de la hotte. Plus l'air introduit dans la sèche est chaud, plus il est capable de contenir de l'eau.

Dès son installation en 1996, la machine à papier PM9 était équipée d'échangeurs air/air permettant de récupérer une partie de la chaleur des buées des sèches afin d'améliorer le séchage de la pâte à papier. La machine à papier PM8 n'en était pas équipée. Le séchage du papier génère de grandes quantités d'air humide. L'audit énergétique qui avait été réalisé a permis d'identifier 3,2 MW_{th} de gisement valorisable sur la machine à papier PM8 et 3 MW_{th} de gisement valorisable sur la machine à papier PM9. De ce fait, des échangeurs de chaleur ont été installés sur les machines à papier PM8 et PM9 afin de valoriser ces gisements de chaleur fatale.

Récupération de chaleur sur la machine à papier PM8

Le procédé de séchage du papier se déroule en 3 étapes : pré-séchage, traitement chimique (size-press) et post-séchage.

L'installation de séchage de la machine à papier PM8 est présentée sur la figure ci-dessous, avec en pointillés verts, les systèmes de récupération de chaleur mis en place.

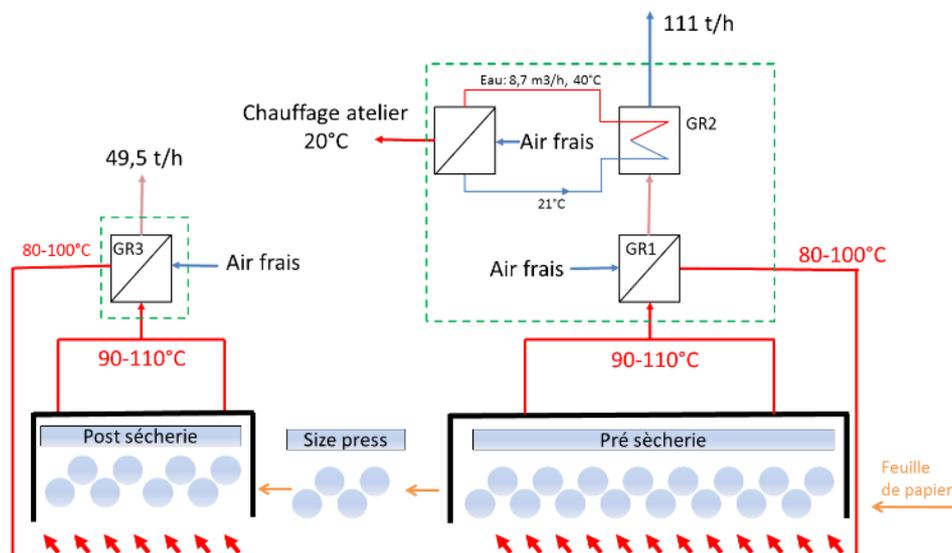


Figure 49 – Sèche machine à papier PM8

111 t/h d'air humide à une température comprise entre 90°C et 110°C, sont émis par la pré-sèche. L'échangeur de chaleur GR1 permet de récupérer une partie de la chaleur de l'air sortant pour chauffer l'air entrant dans la pré-sèche à une température de 80°C à 100°C.

L'échangeur de chaleur air/eau GR2 a été installé afin de chauffer l'atelier de maintenance en remplacement de la chaudière fioul de 232 kW_{th}. L'échangeur GR2 récupère les calories issues de l'échangeur GR1 afin de chauffer 8 m³/h d'eau de 21°C à 40°C. Cette eau est ensuite utilisée pour chauffer l'air frais introduit dans l'atelier de maintenance dont la température est régulée à 20°C.

De même qu'en pré-sècherie, l'échangeur de chaleur GR3 permet de préchauffer l'air frais qui est injecté en post-sècherie.

Récupération de chaleur sur la machine à papier PM9

Les systèmes de récupération de chaleur mis en place sur la machine à papier PM9 sont présentés sur le schéma ci-dessous :

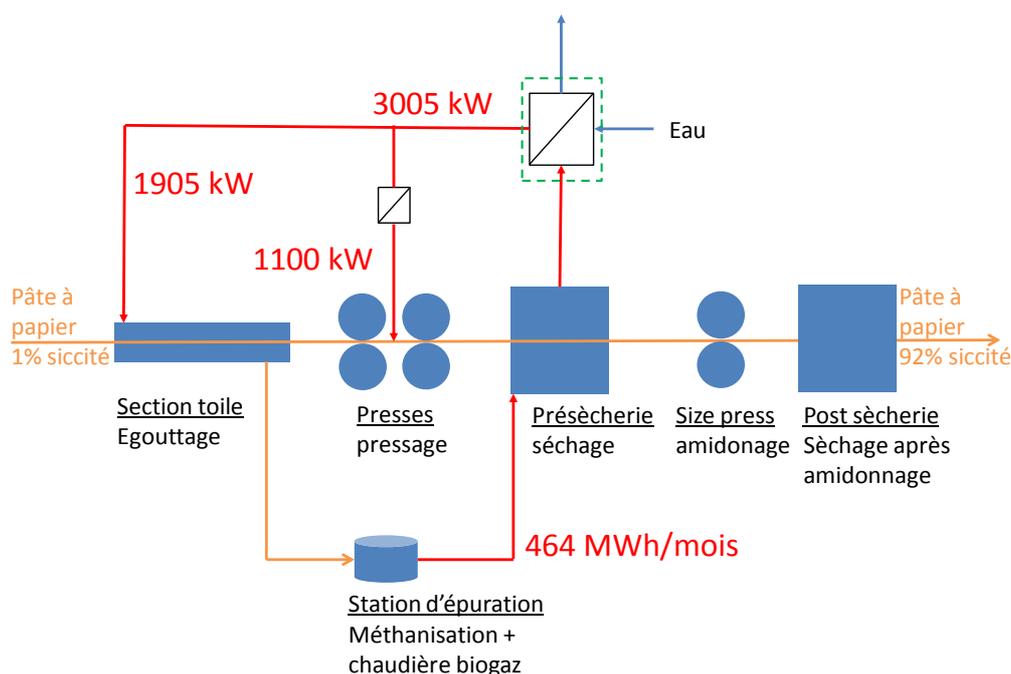


Figure 50 – Récupération de chaleur sur la machine à papier PM9 et amélioration de la production de biogaz

Suivant le même principe de récupération de chaleur mis en place pour la machine à papier PM8, un échangeur de chaleur a été mis en place pour récupérer les calories sortant de la pré-sècherie de la machine à papier PM9. Sur les 3 MW_{th} récupérés, 1,1 MW_{th} sont réinjectés dans le circuit des eaux claires de lubrification des presses créé à cet effet, avec la mise en place d'un circuit d'eau chaude. Les 1,9 MW_{th} restants sont réinjectés dans le circuit pâte à papier.

La consommation de vapeur pour le séchage dépend de la quantité d'eau contenue dans les feuilles sortant des presses, cette quantité d'eau dépendant elle-même de la température des circuits. De ce fait, en récupérant les calories des buées de la sècherie pour les réinjecter dans les circuits de pâtes et d'eau, des économies sont réalisées sur la consommation de gaz naturel servant à produire de la vapeur qui est utilisée dans les cylindres sècheurs de la machine à papier.

Méthanisation

Les effluents des procédés sont traités dans la station d'épuration du site. La station possède un étage de traitement anaérobie et un étage de traitement aérobie. Le traitement anaérobie entraîne la production de biogaz qui auparavant était brûlé dans une torchère. En 2004, le site a installé une chaudière biogaz afin de récupérer et valoriser le biogaz produit dans leur procédé de traitement des effluents. Le biogaz récupéré est envoyé, via des pompes surpresseurs, vers une chaudière mixte gaz naturel / biogaz qui produit de la vapeur

utilisée dans le procédé de fabrication du papier. La chaudière a été changée en 2010 car elle était sous-dimensionnée, la nouvelle chaudière installée a une capacité de 5 t/h de vapeur.

Une conséquence de l'augmentation de la température des circuits de la machine à papier PM9 suite à l'installation des systèmes de récupération de chaleur est l'augmentation de la température des effluents. L'étage de traitement anaérobie fonctionne pour des températures comprises entre 30 et 40°C, avec un fonctionnement optimal à 37°C. Avant l'installation de récupération de chaleur, les effluents devaient être chauffés avec de la vapeur pour pouvoir maintenir une température de 37°C, au risque de réduire la production de biogaz, notamment en hiver. Désormais, la température est maintenue à 37°C sans apport d'énergie supplémentaire, et la production de biogaz a augmenté de 9 %, passant de d'environ 8 000 Nm³/jour à environ 8 700 m³/jour. Le biogaz permet aujourd'hui de couvrir 5% de la production de vapeur du site.

Retour d'expérience

Les systèmes de récupération de chaleur mis en place sur les machines à papier PM8 et PM9 ont permis au site de Descartes d'améliorer le pilotage des opérations de séchage. En effet, la quantité de vapeur utilisée peut être optimisée en fonction de la température d'entrée de l'air préchauffé, de son hygrométrie, et de la quantité de chaleur récupérée au niveau des échangeurs de chaleur.

L'installation de ces échangeurs a été techniquement complexe, dû notamment à la vétusté des installations (20 ans pour la machine à papier PM9 et 8 ans pour la machine à papier PM8) et à la nécessité d'utiliser des moyens de levage exceptionnels. En effet, une centaine de participants de 8 entreprises extérieures, des grues de 350 tonnes et 500 tonnes, ainsi qu'une dizaine de semaines de travaux dont 5 jours d'arrêt de production ont été nécessaires à la réalisation du projet.

Le site a complètement intégré l'utilisation de biogaz issu de la méthanisation des effluents dans ses procédés. Ce type d'installation présente certaines contraintes telles que la variabilité de la production de biogaz ainsi que de la qualité du combustible, et réclame une maintenance attentive des brûleurs des chaudières, mais la réduction de 5% de la facture de gaz, la réduction des émissions de CO₂ et la possibilité de valoriser leurs déchets en énergie offre une grande satisfaction au site.

“ Les échangeurs de chaleurs mis en place nous ont apporté une grande souplesse dans le pilotage des opérations de séchage. L'installation a atteint son fonctionnement normal lors du premier trimestre 2017. Aujourd'hui, avec moins d'un an de fonctionnement il est difficile de quantifier précisément les gains engendrés par ces récupérations de chaleur, mais nous nous attendons à de bons résultats d'ici à l'année prochaine. La machine à papier PM8 présente encore un gisement de chaleur fatale pour lequel nous n'avons pas encore d'application de valorisation aujourd'hui.

**Derouault Edouard, Responsable HSE
Papeterie Palm**



Bilan économique

L'investissement pour l'installation de l'ensemble des échangeurs, l'amélioration de l'isolation des hottes des sècheries et le remplacement des échangeurs existants vétustes représente 2 835 kEUR.

Ce projet a bénéficié de 525 kEUR de subventions de l'ADEME via le Fonds Chaleur.

Bilan environnemental

L'installation a atteint son fonctionnement normal lors du premier trimestre 2017. Après moins d'un an de fonctionnement, il est aujourd'hui complexe d'estimer les économies déjà engendrées, d'autant plus que la consommation de vapeur est impactée par de nombreux paramètres (température externe, régimes de production, qualité finale du papier).

Cependant, les études ont estimé un potentiel d'économies de 3 000 tep/an.

Enseignements

La récupération de chaleur sur les buées de séchage ou sur des effluents de procédés est un principe relativement simple, particulièrement lorsque les températures en jeu sont élevées. Cependant, le dimensionnement doit être adapté et l'intégration est bien plus aisée lorsqu'elle a été pensée en amont. En effet, la modification d'une installation existante peut être bien plus complexe – et plus coûteuse – qu'une intégration lors de la conception, dont le surcoût sera rapidement remboursé par les économies d'énergie réalisées par rapport à une solution sans récupération de chaleur.

Facteurs de reproductibilité

La plupart des procédés nécessitant de la chaleur sont aussi des gisements de chaleur fatale. Le secteur du papier carton génère 14,2 TWh de chaleur fatale, dont 4,8 TWh à plus de 100°C. Tous secteurs confondus, le gisement de chaleur fatale contenue dans les buées de séchage atteint 29,6 TWh, dont 15,9 TWh à plus de 100°C. La valorisation de ce gisement est alors envisageable dans toutes les situations, mais le défi est le plus souvent de savoir où et comment valoriser la chaleur récupérée, ce qui peut être particulièrement difficile pour les gisements à basse température. La valorisation sur le même procédé, tel que le préchauffage de l'air entrant pour un four ou sécheur, est une des solutions les plus simples, mais ce type de projet n'est pas accompagné dans le cadre du Fonds Chaleur. La valorisation sur un autre procédé, dans un réseau de chaleur ou pour la production d'électricité nécessite plus de moyens mais permet souvent de combiner les solutions de récupération.

La récupération sur les buées de sécheur est de plus en plus incluse dès la conception des installations, mais il reste encore de nombreux sécheurs sur lesquels cette solution est applicable et devrait systématiquement être étudiée lors de travaux sur le sécheur.

La méthanisation des coproduits et effluents de station d'épuration est une solution de valorisation des déchets aujourd'hui répandue dans l'industrie papetière, au même titre que l'installation d'une chaudière biomasse. Ces solutions sont reproductibles pour un grand nombre d'industries utilisant des matières organiques pouvant être méthanisées ou incinérées.

Autre réalisation dans l'industrie papetière

Industriel : Blue Paper – Strasbourg (67)

En 2014, l'usine Blue Paper de Strasbourg a été rénovée afin de passer de la production de papier magazine à la production de 300 000 t/an de papier léger pour cartons d'emballage. L'usine possédait déjà une chaudière biomasse produisant 40 t/h de vapeur haute pression, elle a profité de la rénovation du site pour installer trois chaudières à gaz ainsi qu'une unité de méthanisation des effluents de l'usine. Une turbine à vapeur de 7 MW ainsi qu'un moteur au biogaz de 1 MW ont ensuite été installés et fournissent plus du tiers des 20 MW d'électricité consommés en moyenne par le site.

Autre réalisation de récupération de chaleur sur le séchage

Industriel : Malteurop – Vitry-le-François (51)

Sur tous ses sites, la malterie Malteurop récupère la chaleur de l'air extrait de l'étape de séchage des grains. Lorsque le niveau d'humidité de l'air extrait des tourailles ne permet pas son recyclage direct dans le procédé, la chaleur de l'air humide est récupérée grâce à un échangeur tubes de verre afin de préchauffer l'air neuf extérieur, entrant dans les tourailles pour le séchage du grain. Sur le site de Vitry-le-François, d'autres solutions EnR&R ont été déployées telles qu'une chaudière biomasse de 7 MW_{th} et une pompe à chaleur de 4,5 MW_{th}.

4.6. GIE OSIRIS – Plateforme chimique de Roussillon (38)

Chaudière biomasse et bois déchet, récupération de chaleur, réseau de chaleur et intégration thermique à l'échelle d'une plate-forme chimique

Carte d'identité du projet



Région

Auvergne-Rhône-Alpes, Isère (38)

Industriel

G.I.E. OSIRIS

Plateforme chimique Les Roches-Roussillon rassemblant 15 industriels

Partenaires

SUEZ ENVIRONNEMENT

Trédi (Filiale Séché environnement)

Bilan projet ROBIN

Technologies EnR&R : Chaudière biomasse et déchets bois

Déroulement du projet :

- Juillet 2013 : Début du chantier
- Août 2014 : Fin du chantier
- Novembre 2014 : Mise à feu de la chaudière biomasse
- Février 2015 : Mise en service industrielle

Puissance thermique de l'installation : 21 MWth

Volumes de vapeur produits : 25 - 30 t/h (220 000 t/an) à 32 bar

Montant de l'investissement : 23 MEUR

Aides au financement Fonds Chaleur : 26 % de l'investissement

TRI : confidentiel

Réduction des émissions GES : 60 000 t/an de CO₂ évitées. Réduction de 15 % de la consommation d'énergie fossile pour les industries de la plateforme.

Création d'emploi : 12 emplois à plein temps

Bilan projet Trédi

Technologies EnR&R : Récupération de chaleur sur fumées d'incinérateurs

Déroulement du projet :

- 1985 : Construction de l'unité SALAISE 1
- 1992 : Construction de l'unité SALAISE 2
- 2001 : Construction de l'unité SALAISE 3

Volumes de vapeur produits : 20 t/h (200 000 t/an) à 320°C et 42 bar

Contexte et enjeux

Présentation du site

La plateforme chimique Les Roches-Roussillon, située dans l'Isère (38), couvre une surface de 150 ha et fabrique depuis 1915 des produits chimiques destinés à de nombreux industriels français et internationaux.

Historiquement spécialisée dans la production de phénols, la plateforme a évolué au fil des années. Appartenant autrefois entièrement à Rhône Poulenc, la plateforme accueille aujourd'hui une quinzaine d'industriels.

La plateforme est dotée d'un gestionnaire de services et d'infrastructures, le Groupement d'Intérêt Économique (G.I.E.) OSIRIS dont le rôle est de gérer les services industriels communs, fournir électricité et utilités aux industriels et coordonner notamment la sécurité et l'environnement.

Utilisant initialement uniquement des énergies fossiles le système de production de vapeur de la plateforme est aujourd'hui complété par une chaudière biomasse et bois déchet et un système de récupération de chaleur sur l'incinérateur du site voisin de traitement de déchets.

Contexte

Les besoins énergétiques de la plateforme chimique sont équivalents à ceux d'une ville de 150 000 habitants, avec des consommations en énergie annuelles de 1,2 TWh de gaz, 260 GWh d'électricité et 110 000 tonnes de charbon. Le charbon et le gaz sont principalement utilisés pour la production de vapeur à deux niveaux de pression, comme présenté sur le schéma ci-contre :

- La vapeur à 76 bars est produite par une chaudière à charbon d'une centaine de MW_{th}, une chaudière au gaz de 80 MW_{th} et une unité de cogénération de type turbine à gaz de 46 MW_e.
- La vapeur à 32 bars est produite par une chaudière à charbon et par détente de la vapeur 76 bars à travers une turbine à vapeur de 12 MW_e.
- De plus, la chaleur dégagée par les procédés exothermiques de certains industriels (production d'acide nitrique, d'hydrogène et production de méthionine) est récupérée pour produire de la vapeur à 32 bars, intégrée au réseau de la plateforme.

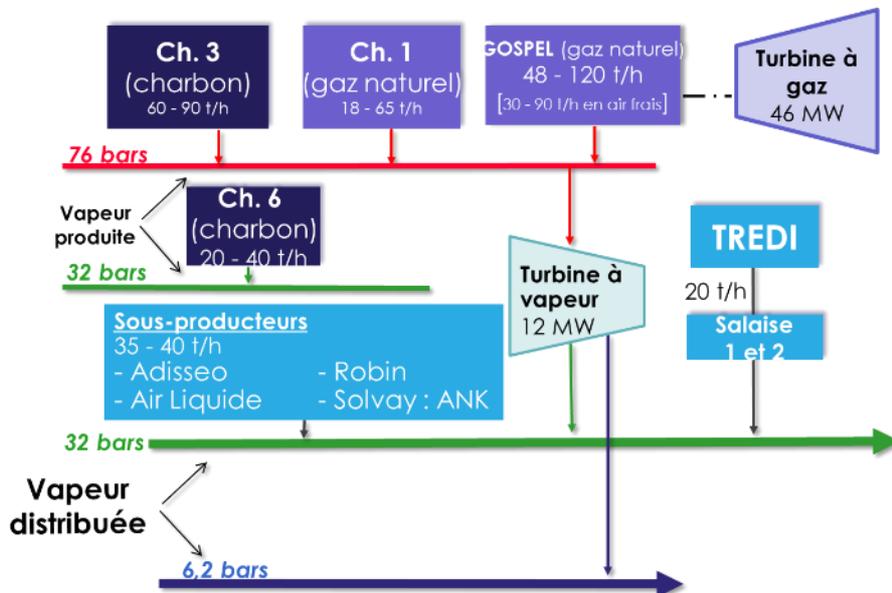


Figure 51 – Schéma de production vapeur sur la plateforme de Roussillon. © G.I.E OSIRIS

Facteurs décisionnels

Le G.I.E. OSIRIS est soucieux de diversifier ses ressources énergétiques qui proviennent principalement du charbon et du gaz, soumises aux quotas CO₂. En phase avec les objectifs européens, le G.I.E. OSIRIS s'est engagé à réduire de 20 % ses émissions de CO₂ à l'horizon 2020 ainsi qu'à porter à au moins 20 % la part des énergies renouvelables, dont la biomasse. Ces engagements se traduisent par deux projets :

- Le projet ROBIN, vise à approvisionner la plateforme chimique avec 25 à 30 t/h de vapeur à 32 bar d'origine renouvelable via une chaudière biomasse et bois déchet pilotée par Suez environnement
- L'incinérateur Trédi, vise à approvisionner la plateforme chimique avec 20 t/h de vapeur à 32 bar provenant de la récupération de chaleur sur les fumées de combustion des incinérateurs des unités SALAISE 1 (traitement des déchets non chlorés) et SALAISE 2 (traitement des déchets fortement chlorés) du site voisin Trédi, filiale du groupe Séché environnement, spécialisée dans l'incinération et le traitement physico-chimique des déchets dangereux.

Au total, ces projets permettent de fournir 165 à 185 t/h de vapeur aux industriels de la plateforme via des réseaux à 6 bar et 32 bar. 85 à 90 % des condensats sont retournés afin d'assurer la production d'eau déminéralisée et alimentaire.

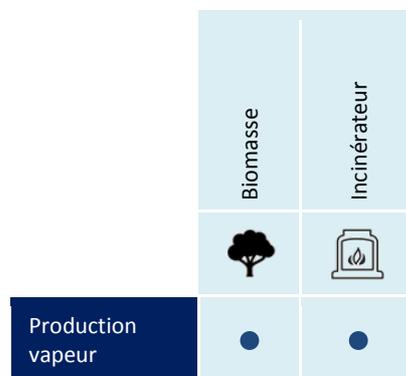


Figure 52 – Solutions EnR&R apportées aux besoins énergétiques du site

Le projet ROBIN

Facteurs décisionnels

Dans un souci de diversification des ressources énergétiques qui proviennent essentiellement du charbon et du gaz, le G.I.E. OSIRIS a fait appel à Suez environnement, présent depuis une dizaine d'années sur la plateforme, afin d'introduire dans le mix énergétique une vapeur d'origine renouvelable qui d'une part n'est pas soumise aux quotas CO₂ et d'autre part permet de valoriser le gisement local de biomasse.

Une autre motivation importante à l'époque du lancement du projet ROBIN a été l'hypothèse faite sur une tendance à la hausse du prix des énergies fossiles et un cours du CO₂ à 30 – 35 EUR/t, qui permettrait de générer des gains financiers.

Présentation du projet

La plateforme chimique de Roussillon, important consommateur d'énergie, est située dans une région disposant d'un gisement important de biomasse (bois fin de vie et bois déchets, traités ou souillés). Le projet ROBIN a été mis en place afin de valoriser ce gisement de biomasse à destination de la plateforme chimique de Roussillon.

Description technique

Une chaudière biomasse permet d'utiliser de la biomasse d'origine végétale comme source d'énergie directement par combustion. En brûlant, la biomasse dégage de la chaleur qui va chauffer un fluide caloporteur (eau ou huile thermique) dans une chaudière. L'eau se transforme en vapeur et est envoyée sous pression dans le réseau de distribution.

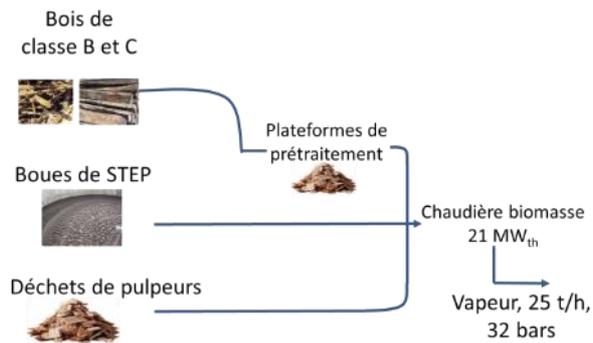


Figure 53 – Schéma de principe général chaudière biomasse ROBIN

L'installation ROBIN comporte une chaudière biomasse et bois déchet d'une puissance de 21 MW_{th}. Cette chaudière, dotée d'une technologie de four à lit fluidisé qui permet de valoriser 85 % de l'énergie contenu dans les combustibles préalablement homogénéisés, est alimentée par des déchets issus de bois de classe B (déchets de bois, bois non souillés, collecte de bois industriels, etc.), bois de classe C (poteaux téléphoniques et EDF, traverses de chemin de fer, etc.), refus de recyclage de papier et déchets provenant de la plateforme chimique : boues de station d'épuration, boues d'acétate de cellulose. Ces déchets sont collectés dans un rayon de 150 km autour de l'installation.

La production de vapeur est de 25 à 30 tonnes par heure à 32 bar. Cette installation, entièrement opérée par Suez environnement, a nécessité 23 millions d'euros d'investissements subventionnés à 26 % par le Fonds Chaleur (ADEME).

Via un contrat de rachat d'une durée de 10 ans entre Suez environnement et le G.I.E. OSIRIS, la vapeur est distribuée aux industriels de la plateforme.

Incinérateur Trédi : Récupération de chaleur

Facteurs décisionnels

Le refroidissement des fumées d'un incinérateur est une étape importante pour leur bon traitement. En effet, les températures de fumées peuvent atteindre 850°C dans le cas du traitement de déchets contenant une teneur en chlore inférieure à 1 % et jusqu'à 1 100°C pour des déchets contenant une teneur en chlore supérieure à 1 %. Le refroidissement de ces fumées engendre par conséquent de la vapeur fatale en quantité.

Ayant à proximité un gros consommateur d'énergie, la conception du site de Trédi a été pensée dès le début (1985) pour pouvoir approvisionner en vapeur fatale la plateforme chimique de Roussillon, permettant ainsi de diversifier le mix énergétique avec de la vapeur décarbonée.

Présentation du projet

Le site Trédi de Salaise-sur-Sanne, situé à proximité de la plateforme chimique de Roussillon est spécialisé dans le traitement thermique des déchets avec valorisation énergétique. Ces déchets incluent les déchets issus des procédés de l'industrie chimique, les déchets issus de la fabrication de produits pharmaceutiques, déchets agrochimiques et issus de la fabrication et de l'utilisation de pesticides, etc. La capacité de traitement du site est de 294 000 tonnes de déchets par an.

Description technique

Le site dispose de trois fours rotatifs (SALAISE 1 : 2 lignes d'incinération, 74 000 t/an de déchets et SALAISE 2 : 1 ligne d'incinération, 74 000 t/an de déchets) pour le traitement des déchets dangereux (solides, liquides, gazeux) et d'un four à grille (SALAISE 3 : 1 ligne d'incinération, 146 000 t/an de déchets) pour le traitement des déchets à faible densité (plastiques, emballages, etc.).

Sur chaque four, est présent une chaudière à tube à eau pour le refroidissement des fumées, produisant ainsi de la vapeur.

La vapeur provenant des unités SALAISE 1 et 2 est exportée vers la plateforme chimique de Roussillon à raison de 20 t/h à 320°C et 42 bar. La vapeur provenant de l'unité SALAISE 3 est utilisée pour la production de 70 GWh/an d'électricité via une turbine de 14,6 MW, dont 15 GWh sont consommés sur site et 55 GWh sont vendus sur le réseau électrique.

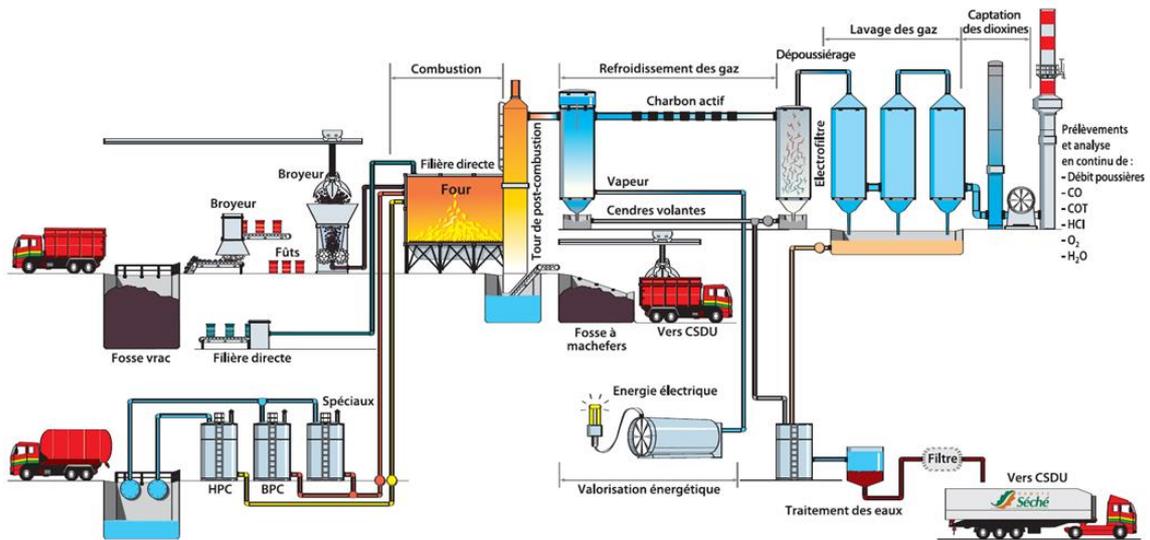


Figure 54 – Schéma installation incinérateur Trédi

Retour d'expérience

Dans une région dotée d'un gisement important de biomasse, le G.I.E. Osiris et Suez environnement se félicitent de la mise en place d'un tel projet qui permet de valoriser cette ressource renouvelable à destination d'une plateforme chimique, gros consommateur en énergie. Néanmoins, cette biomasse provenant d'origines diverses n'est pas une énergie homogène (déchets industriels banals, bois de classe B et C, présence éventuelle de déchets plastiques, boues issues de station d'épuration, ...), ce qui nécessite une maîtrise complète de la chaîne d'approvisionnement, l'utilisation de technologies complexes (fours à lit fluidisé) afin d'avoir une production stable, des installations complexes de traitement des fumées et un personnel hautement qualifié pour piloter l'ensemble des opérations. La montée en puissance de l'installation et la fiabilisation de la production nécessitent notamment plusieurs mois.

Bien que le pilotage de l'installation de biomasse soit entièrement géré par Suez Environnement, ce qui permet au G.I.E. Osiris de se focaliser sur son activité de distribution vapeur, la multiplication des projets EnR a poussé le G.I.E. à réinventer ses activités. En effet, le G.I.E. est peu à peu passé de producteur/distributeur de vapeur à agrégateur, distributeur de la vapeur provenant de plusieurs sources, pas toujours internes au G.I.E. et donc sur lesquelles ce dernier n'a pas le contrôle total. Ceci implique de conserver des moyens de production de secours très réactifs, comme des chaudières au gaz, qui permettent de maintenir une distribution de vapeur constante en permanence pour les activités des industriels de la plateforme.

De plus, concernant l'incinérateur, le site voisin Trédi se félicite d'avoir un outil de production de vapeur fiable, qui permet de moduler l'approvisionnement en vapeur en fonction des besoins de la plateforme chimique.

“ L'ajout d'une nouvelle source de vapeur d'origine renouvelable au mix énergétique de la plateforme de Roussillon nous permet d'avoir plus de souplesse dans la gestion des sources de production. Ce pilotage est habituellement d'autant plus complexe du fait de la présence sur le réseau d'utilisateurs ayant des besoins différents, et des utilisateurs ayant leur propre production vapeur. Aujourd'hui, en fonction du prix des énergies fossiles, du prix du CO₂ et de la demande en vapeur, ROBIN permet l'arrêt d'une chaudière gaz ou charbon.

Christian WROTECKI, Directeur technique – G.I.E. OSIRIS



Enseignements

L'installation ROBIN ainsi que l'incinérateur du site voisin Trédi permettent au G.I.E. OSIRIS de diversifier son mix énergétique, réduire son empreinte carbone et optimiser le coût de production de la vapeur selon le coût des différentes énergies fossiles.

Selon le G.I.E. OSIRIS, les conditions de baisse inattendue du prix des énergies fossiles observées ces dernières années ainsi que la baisse du cours du CO₂ auraient pu être un frein au lancement du projet ROBIN.

Facteurs de reproductibilité

Les installations de type chaudière biomasse permettant la production de vapeur sont de plus en plus courantes. L'approvisionnement local en ressources biomasse est nécessaire afin de ne pas avoir un bilan carbone dégradé à cause de l'acheminement du combustible. Certains industriels (papeteries, scieries...) privilégient les coproduits de biomasse liés à leur activité. Le potentiel de déchets biomasse valorisables en France est estimé à 1,25 millions de tonnes par an.

La récupération de chaleur sur les effluents gazeux d'un incinérateur est également une opération facilement reproductible à l'aide d'échangeurs de chaleur, économiseurs, chaudière tubes à eau, etc.

Autre réalisation dans le secteur de la chimie

Plateforme chimique de Pont-de-Claix –Isère (38)

La plateforme est intégrée dans le réseau de chaleur urbain de l'agglomération grenobloise. Les industriels valorisent la chaleur fatale en produisant de la vapeur transférée vers le réseau de la métropole grenobloise pour répondre aux besoins de chauffage en hiver. En échange, l'été, c'est le réseau de chaleur, via l'incinérateur des déchets, qui alimente la plateforme.

Autre réalisation d'intégration de multiples ENR

Mapaéro– Ariège (09)

Mapaéro, société spécialisée dans la fabrication de peintures aéronautiques, a mis en place une installation photovoltaïque de 244 kWc, qui permet au bâtiment sur lequel elle est installée d'être à énergie positive. En plus de l'installation photovoltaïque, Mapaéro a aussi installé des pompes à chaleur (PAC) géothermiques pour le chauffage et le refroidissement de 7 800 m² de bâtiment.

L'installation se compose de 3 installations géothermiques avec forage :

- La 1ère avec 3 PAC de 50 kW montées en thermofrigopompe (chaud et froid industriel simultanés)
- La 2ème avec 1 PAC de 130 kW réversible
- La 3ème avec 4 PAC de 50 kW pour du chauffage seul sur aérothermes

Une nouvelle installation géothermique comprenant deux PAC de 20 kW sur sondes verticales sera mise en service en octobre 2017. Cette installation permettra de produire de la chaleur et du froid en simultané pour subvenir aux besoins d'un nouveau bâtiment de 1 200 m².

4.7. TRYBA – Gundershoffen (67)

Centrale photovoltaïque en autoconsommation

Carte d'identité du projet



Région

Grand-Est, Gundershoffen (67)

Industriel

TRYBA Industrie

Fabrication et assemblage : Portes, volets et fenêtres

Partenaire

Conception/installation : Tryba Energy

Financement : Région Grand Est

Technologie EnR&R installée :

- Panneaux photovoltaïques en silicium polycristallin (autoconsommation)

Investissement et financement

- Déroulement projet :
 - Développement : début 2015 ;
 - Mise en service : juin 2016 ;
 - Installation réalisée en 2 mois.
- Montant de l'investissement : 320 kEUR (HT) ;
- Financement : 30% région Grand-Est ;
- OPEX : 4,5 kEUR/an plus renouvellement des onduleurs tous les 10 ans ;
- TRI : 8 à 10 ans ;
- Exploitation par Tryba Energy ;

Energie et environnement

- Centrale de 1500 m², 700 panneaux en toiture ;
- Capacité de production 186 kWc ;
- Production d'électricité :
 - Estimation (étude conception) : 174 MWh/an ;
 - Réalisée (juin 2016 à juin 2017) : 190 MWh/an.
- 15 t/an de CO₂ évitées ;
- Couverture EnR : 5% de la consommation totale du site.

Contexte et enjeux

Présentation du site

Le groupe Atrya dont fait partie Tryba Industrie est spécialisé dans la fabrication de fenêtres, portes et volets. Le groupe présent en France et en Europe dispose de 21 sites de production. Le siège social se situe à Gundershoffen, au nord de Strasbourg.

Les nombreux procédés industriels de fabrication de menuiseries tels que l'usinage, la peinture, l'assemblage, le vitrage et le stockage sont très énergivores. La consommation d'électricité du site est importante, elle atteint jusqu'à 3 GWh par an.

Contexte

L'entreprise Tryba Industrie est engagée dans une politique environnementale depuis sa création. En 1980, Tryba a mis au point un système pour récupérer la chaleur dégagée par son local informatique et la réinjecter pour chauffer ses ateliers, économisant ainsi de l'énergie durant la saison froide.

Tryba effectue un suivi très précis de ses consommations pour progresser encore plus dans la maîtrise de l'énergie en mettant en place des actions telles que le remplacement des ampoules par des LED ou le remplacement des machines par des équipements moins énergivores, etc...

De nombreuses autres actions ont été également mises en place par le site :

- Acquisition de voitures électriques pour assurer les trajets entre les différents sites régionaux du groupe.
- Mise en œuvre d'un programme de recyclage des vieilles fenêtres. Les menuiseries en « fin de vie » sont reprises sur le site de Gundershoffen et recyclées à 95%.
- Mise en place d'une déchèterie centrale composée de 8 bennes de 30 m³ et d'un tri sélectif à la source, tant dans l'usine que dans ses bureaux.

De la matière première jusqu'à la fin de vie d'un produit, Tryba a construit pas à pas une démarche dynamique visant à respecter l'environnement, à produire durable, à consommer moins d'énergie, et à limiter les déchets en les triant, les recyclant ou en les valorisant.

L'usine de Gundershoffen est la première entreprise de menuiserie française à obtenir la certification ISO 14001, la référence internationale en matière de respect de l'environnement.

En 2012, un premier projet photovoltaïque avait été réalisé par Tryba. 750 m² d'ombrières de parking, recouvertes de modules photovoltaïques produisent désormais 99 MWh/an d'électricité et permettent de réaliser une économie de 8 tonnes de CO₂-eq/an. La totalité de l'électricité produite est réinjectée sur le réseau.

Facteurs décisionnels

C'est dans l'optique de poursuivre sa politique environnementale que Tryba a décidé de mettre en œuvre une centrale photovoltaïque en autoconsommation. Les objectifs du projet sont multiples : favoriser une production d'énergie locale et verte, devenir acteur de sa propre consommation électrique mais également réduire son empreinte carbone.

Ce projet est aujourd'hui la plus grande centrale photovoltaïque en autoconsommation de la région Grand-Est en service. Il avait été lauréat d'un appel d'offres lancé par la région Grand-Est et l'ADEME en 2015 visant à soutenir les projets d'autoconsommation photovoltaïque.

Pour la mise en œuvre de ce projet, Tryba Industrie a fait appel à sa filiale Tryba Energy, spécialisée dans le développement, conception, réalisation et exploitation de projets d'énergies renouvelables photovoltaïques.

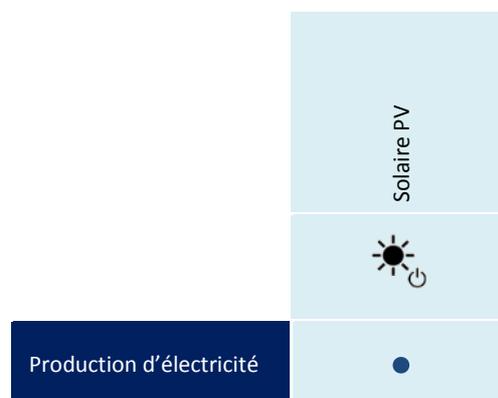


Figure 55 – Solutions EnR&R apportées aux besoins énergétiques du site

Description technique

L'installation, composée de 700 panneaux photovoltaïques répartis en toiture sur une surface de 1500 m², a une puissance totale de 186 kWc (kilowatt « crête », soit la puissance délivrée par les panneaux solaires pour des conditions standards d'ensoleillement). Elle devait permettre de produire 174 MWh d'électricité par an, soit une couverture de 5 % des besoins du site. 95% de la production totale d'électricité sont directement consommés sur place, l'excès d'électricité non consommée, soit essentiellement de l'électricité produite durant le weekend, est réinjecté gratuitement sur le réseau.

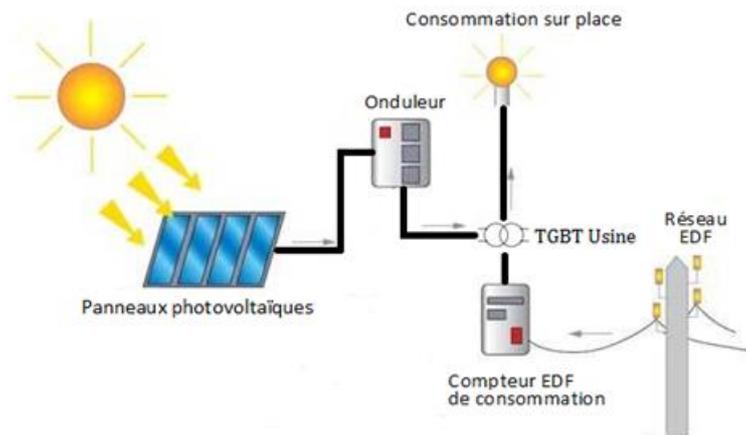


Figure 56 - Schéma de principe général installation PV

Les panneaux photovoltaïques ont été fournis par Voltec Solar, une société alsacienne installée à seulement 70 km de Tryba. Les onduleurs nécessaires pour la conversion électrique du courant continu en courant alternatif ont été fournis par le fabricant Kaco.

L'exploitation et la maintenance de la centrale photovoltaïque sont assurées par Tryba Energy.

Retour d'expérience

La centrale PV, développée par Tryba Energy, a nécessité un renforcement structurel de la toiture afin de supporter les 70 tonnes de l'installation.

Depuis sa mise en service en juin 2016, la centrale fonctionne parfaitement sous la télésurveillance quotidienne des équipes de Tryba Energy, qui surveillent 7j/7 l'ensemble du parc de centrales photovoltaïques dont ils gèrent l'exploitation. La production réelle d'électricité de 190 MWh de juin 2016 à juin 2017 confirme les excellents résultats de la centrale.

Durant sa première année de fonctionnement, la centrale a couvert 5% de la consommation totale de l'usine. Certains jours de l'année, l'énergie solaire produite peut représenter jusqu'à 20% de la puissance consommée.

Etant donné, la consommation électrique importante du site, la centrale photovoltaïque a été dimensionnée pour obtenir un niveau d'autoconsommation quasi-totale. Ce niveau d'autoconsommation élevé ne justifie pas l'utilisation d'équipements de stockage ou de systèmes intelligents pour mieux répartir le besoin électrique. La variabilité de la production photovoltaïque n'a aucune conséquence pour un consommateur de cette taille.

“ C'était une volonté de la part de Tryba d'opter pour de l'autoconsommation afin de privilégier un circuit court de l'énergie (production directement consommée sur place), et de garantir un prix fixe du coût de l'électricité sur 25 ans. Le sujet majeur de l'autoconsommation est son financement, le montage en tiers investisseur n'est pas encore accepté par les banques.

”

Marie-Odile Becker
TRYBA ENERGY

Enseignements

Depuis plusieurs années, le marché du solaire photovoltaïque est parvenu à maturité tant sur le plan technique que sur le plan financier. La parité réseau est proche d'être atteinte.

L'autoconsommation photovoltaïque est encore peu répandue en France et se développe progressivement. Les tarifs d'achat avantageux ainsi que les éventuels surcoûts de matériel liés à la gestion de la variabilité de la production d'électricité pour l'autoconsommation ont longtemps favorisé la revente totale de l'électricité. Cependant, afin de réduire cette tendance, des appels à projets autoconsommation provenant de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE), de l'ADEME et des Régions ont été initiés pour accompagner les industriels et les collectivités. Aujourd'hui, le développement d'un cadre réglementaire, la hausse du prix de l'électricité et des énergies fossiles, la baisse du coût des équipements photovoltaïques et une prise de conscience collective de l'impact environnemental favorisent le déploiement de projets en autoconsommation.

A la différence d'un projet en vente totale d'électricité, un projet en autoconsommation photovoltaïque nécessite une adéquation entre la production photovoltaïque et la consommation électrique du site. Les industriels, du fait de leur consommation stable et importante, font partie des profils de consommation les plus adaptés à l'autoconsommation photovoltaïque.

Par sa taille et ses volumes de consommation d'énergie, Tryba a parfaitement pu intégrer cette centrale photovoltaïque sur son site industriel. Ce dernier consomme la quasi-totalité de la production photovoltaïque sans pour autant être pénalisé par la variabilité de la production d'électricité. Ce projet innovant montre la voie à d'autres industriels soucieux de l'autoconsommation.

Facteurs de reproductibilité

Contrairement à certaines idées reçues, l'énergie solaire n'est pas réservée aux « régions ensoleillées ». Bien qu'un taux d'ensoleillement élevé permette d'obtenir un meilleur rendement moyen des panneaux photovoltaïques, ces derniers sont installés sous toutes les latitudes et s'intègrent aussi bien au résidentiel et au tertiaire qu'à tous types d'installations industrielles.

Le cadre réglementaire sur le solaire est passé d'un modèle d'obligation d'achat vers des appels d'offres compétitifs pour les projets de plus de 100 kWc. Le développement de projets photovoltaïques est régi par des appels d'offres de la CRE : une mise en concurrence des projets au niveau national avec comme critère le prix de vente du kWh et le bilan carbone des panneaux photovoltaïques. Pour les projets en autoconsommation de moins de 100 kWc, des primes à l'investissement ont été mises en place ainsi que des tarifs d'achat pour l'injection du surplus de production sur le réseau.

Pour les projets en autoconsommation, des appels d'offres ont été lancés en mars 2017 pour des parcs photovoltaïques en toiture ou en ombrière de parking dont la puissance installée est comprise entre 100 et 500 kWc avec à la clé une prime de l'ordre de 20 à 30 €/MWh. Par ailleurs, un appel d'offres CRE pour des installations photovoltaïques innovantes a également été annoncé pour soutenir une puissance totale de 210 MWc d'ici 2019.

Aujourd'hui, grâce à une diminution constante du coût des systèmes, le coût du kWh produit en solaire photovoltaïque se rapproche du prix de vente du kWh conventionnel et donc de la parité réseau. Cette évolution a notamment pour conséquence une baisse du soutien des pouvoirs publics.

Autre réalisation dans le secteur fabrication, assemblage et équipements

Viessmann – Faulquemont (57)

Le fabricant de systèmes de chauffage Viessmann a installé 260 m² de collecteurs solaires à tube sous vide sur son site de production de Faulquemont.

L'eau chaude produite est utilisée pour chauffer à 60°C une solution alcaline utilisée pour le lavage et le dégraissage d'unités de stockage d'eau chaude avant le procédé d'émaillage. L'installation atteint son meilleur rendement en été et permet au site d'économiser jusqu'à 10 000 litres de fuel par an.

Autre réalisation photovoltaïque en autoconsommation

Alp Coop – Larnage (05)

La coopérative agricole Alp Coop trie, conditionne et stocke en environnement réfrigéré environ 20 000 tonnes de fruits par an.

La coopérative a décidé d'installer 1 200 panneaux solaires photovoltaïques pour une puissance totale de 300 kWc. Une partie de l'électricité produite est autoconsommée pour alimenter les chambres froides de stockage, ce qui représente une couverture de 30 % des besoins du site. Le reste de la production est revendue sur le réseau.

L'installation de 490 kEUR a bénéficié en 2016 d'une subvention de la Région PACA de 124 kEUR.

4.8. Everbal – Evergnicourt (02)

Chaudières bois biomasse à plaquettes forestières couvrant 100% des besoins de chaleur

Carte d'identité du projet




Région
Haut de France, Evergnicourt (02)

Industriel
EVERBAL
Fabrication de papier 100% recyclé
Effectifs : 149 salariés

Partenaire
ADEME – Fonds Chaleur

Technologie EnR&R installée :

Deux chaudières biomasse à grilles, combustible plaquettes forestières

Investissement et financement	Energie et environnement
<ul style="list-style-type: none">• Mise en service : 2009 puis avril 2013• Invest. chaudière 1 : 3 millions EUR• Invest. chaudière 2 : 3,6 millions EUR• Aides au financement (Chaudière 2 uniquement) : 22 % de l'investissement matériel• OPEX installations biomasse : 50 à 100 kEUR/an• TRI total installations biomasse : environ 4 ans	<ul style="list-style-type: none">• Capacité Chaudière 1 : 5,2 MW_{th}, 8 t/h à 13 bars• Chaudière biomasse 2 : 8 MW_{th}, 12 t/h à 13 bars• 32 000 t/an de plaquettes forestières consommées• 21 000 t de CO₂ par an évitées• 2859 tep/an d'énergies fossiles substituées (chaudière 2)• Production totale de vapeur en 2016 : 74,4 GWh• Couverture biomasse : près de 100%

Contexte et enjeux

Présentation du site

Créée en 1895 près de Reims et rachetée en 1994 par le groupe Exacompta – Clairefontaine, la papeterie Everbal est spécialisée dans la fabrication de papier 100% recyclé.

Contexte

La papeterie est le cinquième secteur industriel le plus consommateur d'énergie en France, la vapeur y est principalement utilisée pour des opérations de séchage, procédé particulièrement énergivore qui requiert de la chaleur généralement à moyenne ou haute température. En 2014, la consommation énergétique liée au séchage dans l'industrie représentait 65 TWh, soit 21% de la consommation totale industrielle française.

Dans une papeterie, l'énergie représente le deuxième poste de dépenses, la performance économique est donc directement impactée par les prix des combustibles et par la performance énergétique.

En 2009, une première chaudière biomasse d'une puissance de 5,2 MW_{th} a été installée. Après une transformation lourde de sa machine à papier en 2010 (augmentation de la capacité de production annuelle de 30 000 à 40 000 tonnes), et un retour d'expérience positif de la première installation biomasse, Everbal a décidé d'installer une seconde chaudière biomasse afin de produire la totalité de sa vapeur à partir d'énergies renouvelables.

Facteurs décisionnels

Le groupe porte une attention particulière à réduire les impacts environnementaux de ses produits tout au long de la fabrication, la réduction des émissions de CO₂ et de NO_x a donc été un facteur de poids dans la décision du passage à la biomasse.

De plus, en 2008, au moment de prendre la décision d'installer la première chaudière, le prix du fioul était au plus haut, représentant un surcoût énergétique d'environ 100 000 EUR par rapport à un fonctionnement normal. Le passage à la biomasse permettait alors de s'affranchir des fluctuations des cours du pétrole.

La mise en œuvre de la première chaudière n'a pas bénéficié d'accompagnement, la procédure alors présentée à Everbal ayant été jugée trop complexe. Lors de la décision de passer à une installation 100 % biomasse afin d'atteindre ses objectifs zéro carbone pour ses installations de chaleur, l'installation de la deuxième chaudière a cette fois été accompagnée par l'ADEME dans le cadre de l'appel à projets BCIAT 2012 (Biomasse Chaleur Industrie Agriculture Tertiaire). Le projet a ainsi reçu des aides au financement du Fonds Chaleur.

Ce projet apporte aussi un soutien à la filière forestière et le monde rural dans cette région.

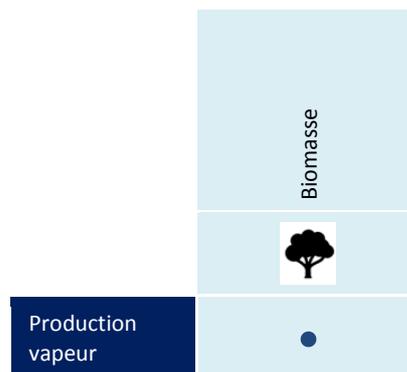


Figure 57 - Solutions EnR&R apportées aux besoins énergétiques du site

Description technique

L'installation se compose de deux chaudières biomasse à plaquettes forestières. Une première chaudière de 5,2 MW_{th} a été mise en service en 2009. Cette dernière avait permis de réduire les émissions de CO₂ de 10 000 tonnes par an.

Une autre chaudière de 8 MW_{th} a été mise en service en 2013.

Ces deux chaudières consomment 4 tonnes de bois par heure, provenant essentiellement des régions à proximité (Picardie, Champagne Ardenne). Le bois utilisé comme combustible est composé à 100% de plaquettes forestières. Les plaquettes sont fabriquées en broyant puis compactant les résidus d'une exploitation forestière.

Le système de stockage d'Everbal est constitué :

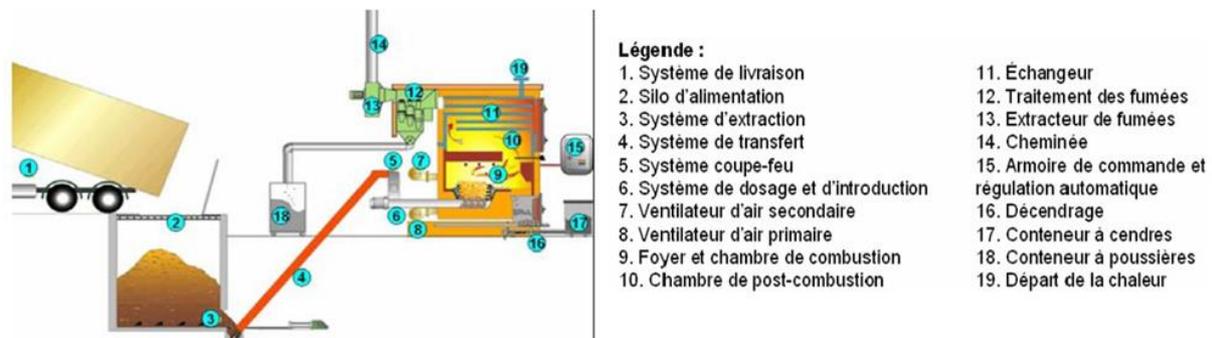
- D'un silo actif d'une capacité utile de 150 m³
- D'un silo de stockage principal d'une capacité utile de 580 m³
- De deux silos de déchargement d'une capacité utile de 90 m³ chacun assurant de ce fait une grande autonomie

Deux systèmes de traitement des fumées de combustion sont installés. Un système de filtre à manche et un autre à électrofiltre, qui permettent de respecter une valeur limite d'émission de poussières inférieure à 30 mg/Nm³ d'air à 6% d'oxygène.

L'installation permet d'atteindre un haut rendement énergétique (> 91%) notamment par la mise en place d'un économiseur sur les fumées.

Une chaudière au fioul est conservée en secours et entre en production lorsque la pression du réseau de vapeur chute, ce qui permet de conserver une certaine flexibilité des opérations.

Pour l'approvisionnement en combustible, sont choisies en priorité des sources situées à proximité. Au total, pour les deux chaudières biomasse, ce sont environ 32 000 tonnes de plaquettes forestières qui sont consommées chaque année. L'approvisionnement se fait auprès d'un fournisseur exclusif qui garantit une certaine qualité de bois. Le combustible est facturé au MWh en sortie de chaudière, ce qui est très avantageux pour Everbal car cela diminue le besoin de suivi du pouvoir calorifique du combustible et les litiges sur la qualité du bois.



(Source : Weiss)

Figure 58 - Schéma de principe général installation PV

Retour d'expérience

Les objectifs économiques et environnementaux ont largement été atteints. Le passage à la biomasse a été déterminant dans le maintien de l'activité du site à une période où la part de l'énergie dans leurs coûts de production était hors de contrôle à cause du cours du pétrole très élevé. Le retour d'expérience de la première chaudière a ainsi influencé l'installation de la seconde.

Le bilan carbone de la production de vapeur du site est aujourd'hui quasiment nul grâce à une couverture biomasse proche de 100 %. Le fioul représente encore environ 3 % de la consommation de combustible, car la chaudière fioul apporte une réactivité supplémentaire pour conserver la qualité constante du procédé. La combustion à haute température permet aussi de réduire l'émission de NOx par rapport à une solution au fioul.

Malgré une grande satisfaction d'un point de vue économique et environnemental, l'installation de chaudières biomasse a nécessité de grands changements dans les opérations du site. En effet, l'inertie d'une chaudière biomasse, ainsi que les éventuelles fluctuations dans la qualité du combustible, la rendent moins réactive que les solutions conventionnelles. En production, les changements de référence de papier peuvent être très soudain en fonction des commandes, et si la machine à papier accélère alors que la chaudière n'est pas montée en puissance, la production ne s'arrête pas et le papier produit n'a pas la qualité requise et doit être recyclé. La production de la machine à papier étant de 5 à 6 t/h, les conséquences peuvent alors être lourdes. Afin de remédier à cela, le site a joué sur les rampes des vannes de régulation de la vapeur sur la machine à

“ Les avantages économiques et environnementaux sont indéniables. L'énergie est notre second poste de dépense et l'installation de la première chaudière en 2009 a été déterminante dans le maintien de l'activité alors que le prix du fioul avait explosé. Cependant, les chaudières biomasse requièrent une maintenance bien plus soutenue et les exigences en matière de contrôle environnemental sont très strictes, ce qui fait que la biomasse n'est pas une « énergie tranquille ».

Yves STRUB
Directeur général d'Everbal

”

papier, permettant des rampes d'accélération. Ainsi, la production de papier a été adaptée à la production de vapeur et les rebus sont désormais évités. Une fois le procédé adapté, il n'a alors presque plus été impacté par le type de chaudière, mis à part quelques arrêts supplémentaires par rapport à l'installation précédente, notamment à cause de quelques problèmes sporadiques liés à la qualité du bois, mais rien de pénalisant pour la bonne production du site.

Les chaudières biomasse nécessitent une maintenance accrue par rapport aux solutions conventionnelles, tant sur le matériel que sur les opérations. Les réfractaires des chaudières d'Everbal nécessitent une maintenance annuelle et des parties des plans de grilles doivent être remplacés tous les deux ans. L'installation requiert aussi un nettoyage régulier car elle est sujette à l'encrassement dû aux cendres et suies. Le site constate une légère baisse dans le temps du taux de marche des chaudières à cause de leurs besoins en maintenance. De plus, les chaudières biomasse requièrent plus d'espace que l'installation précédente, ce qui a pour conséquence leur implantation à 600 m des lignes de production, ce qui impacte la réactivité des équipes. La demande de maintenance plus élevée s'est traduite par l'embauche d'un adjoint au responsable maintenance et à de plus nombreuses astreintes.

Bien que les émissions de CO₂ et de NO_x soient très largement diminuées par rapport à une solution au fioul, la gestion des cendres et des émissions de poussières demande une attention particulière et fait l'objet d'un contrôle environnemental très strict par les autorités afin de lutter contre les émissions de particules, comme pour les installations au fioul. Cela implique l'installation d'instruments de mesure qui nécessitent eux aussi d'être contrôlés régulièrement, de même que le système de filtration des cendres. Il faut ensuite trouver un mécanisme de valorisation de ces dernières, tel que l'épandage.

Enfin, le site d'Everbal a fait appel à deux fournisseurs de plaquettes forestières avant de trouver une formule lui convenant. Les fournisseurs précédents ne répondaient pas aux exigences du site, ce qui a causé plusieurs refus de combustible de la part d'Everbal à cause d'une qualité insuffisante. Aujourd'hui, Everbal fait appel à un fournisseur exclusif dont il est pleinement satisfait tant par le modèle de facturation que par la qualité du bois et l'approvisionnement sans interruption.

Enseignements

Le cas d'Everbal montre la conversion réussie d'un site industriel à une source d'énergie renouvelable pour près de 100% de ses besoins de chaleur. Ce projet est représentatif de l'effort de développement de la filière bois énergie en France et des mécanismes d'accompagnement qui ont permis de le mener à bien.

L'intégration des solutions biomasse n'est en général pas immédiate, elle requiert une phase d'adaptation du procédé aux nouvelles contraintes, notamment liées à l'inertie des chaudières biomasse. Cependant, une fois les solutions techniques adéquates appliquées, la biomasse est une solution adaptée techniquement et économiquement aux besoins de chaleur d'une papeterie.

Un certain nombre de facteurs doivent être étudiés en détail avant l'installation d'une chaudière biomasse, tels que l'approvisionnement en combustible, les procédures environnementales et la valorisation des cendres. Ces facteurs doivent être pris en compte le plus tôt possible dans le projet afin d'apporter des solutions satisfaisantes et pérennes qui faciliteront la vie du projet.

Facteurs de reproductibilité

Les installations de type chaudière biomasse permettant la production de vapeur sont de plus en plus courantes et couvrent une large gamme de puissances (de quelques kW à plusieurs dizaines de MW). Ces technologies sont applicables à tout industriel en remplacement de chaudières conventionnelles ou pour l'intégration de nouveaux moyens de production de vapeur. L'application de chaudières biomasse pour la cogénération de chaleur et d'électricité permet de générer de la chaleur utilisée sur site tout en revendant de l'électricité sur le réseau. Cette solution est aujourd'hui particulièrement orientée vers la revente de l'électricité, mais pourrait être une solution majeure pour l'autoconsommation de chaleur et d'électricité sur des sites industriels.

L'approvisionnement local en ressources biomasse est nécessaire afin de ne pas avoir un bilan carbone dégradé à cause de l'acheminement du combustible. Certains industriels (papeteries, scieries...) privilégient les coproduits de biomasse liés à leur activité.

Autre réalisation dans le secteur de la papeterie

Arjowiggins Healthcare – Amélie-les-Bains (66)

Arjowiggins Healthcare conçoit et fabrique des solutions d'emballage de dispositifs médicaux. Le site d'Amélie-les-Bains a mis en service en 2014 une unité de production vapeur à partir de biomasse.

L'unité comprend 2 chaudières biomasse pour une puissance totale de 20 MW et une capacité de production de 26 t/h de vapeur, pour une couverture de 95 % des besoins de vapeur du site. La consommation annuelle de combustible biomasse est de 27 000 tonnes, majoritairement d'origine forestière, provenant pour moitié de France et pour moitié d'Espagne, dans un rayon inférieur à 150 km. Cette installation permet d'éviter le rejet de 17 000 tonnes de CO₂ par an.

Le projet, porté par Cofely, a coûté 7,8 millions EUR et a été financé par l'ADEME à hauteur de 2,6 millions EUR.

Autre réalisation biomasse

Airbus – Toulouse (31)

Le site d'Airbus à Toulouse a mis en service en 2013 une chaufferie biomasse à plaquettes forestières avec générateur de vapeur d'une puissance totale de 13,5 MW_{th}. La vapeur produite alimente le réseau de chaleur du site qui permet notamment le chauffage des halls d'assemblage et des cabines de peinture.

L'installation a un rendement thermique supérieur à 90% et accepte du combustible ayant un taux d'humidité de 20 à 55 %.

L'investissement de 8 millions d'euros a bénéficié des subventions de l'ADEME à hauteur de 38 % des investissements via le Fonds chaleur.

22 000 tonnes de bois sont utilisées annuellement pour produire 52 000 MWh, qui couvrent 60 % des besoins de chaleur du site. L'opération a permis de réduire les émissions de CO₂ du site de 12 000 tonnes par an.

4.9. Siat Braun – Urmatt (67)

Coproduits de scierie utilisés comme combustibles pour cogénération biomasse

Carte d'identité du projet




Région
Grand-Est, Urmatt (67)

Industriel
Siat Braun
Sciage et rabotage du bois, production de granulés biomasse
Effectifs : environ 300 salariés

Partenaire
Commission de Régulation de l'Énergie, appel d'offre CRE 4

Technologie EnR&R installée :

Chaudière biomasse et cogénération

Investissement et financement	Énergie et environnement
<ul style="list-style-type: none">• Démarrage du projet : 2009, un an d'ingénierie, deux ans de réalisation. Mise en service en 2012.• Coût ensemble chaudière + cogénération + unité de production de granulés : 12 millions EUR	<ul style="list-style-type: none">• Capacité chaudière : 23 MW_{th}, 25 t/h à 65 bar et 485 °C• Capacité cogénération : 4,8 MW_e• Production annuelle d'électricité : 38,4 GWh• Consommation de combustible : 10 t/h, jusqu'à 65 % d'humidité• Emissions de 34 000 tonnes de CO₂ par an évitées• Couverture biomasse : 100 % des besoins de vapeur du séchage de granulés.

Contexte et enjeux

Présentation du site

Siat Braun est une entreprise familiale en activité depuis 1815, elle est spécialisée dans le sciage des résineux et figure aujourd'hui parmi les plus importantes scieries françaises.

L'entreprise transforme annuellement 575 000 m³ de grumes résineux sapin/épicéa, pour un volume de sciage vendu par an de 350 000 m³. Les activités du groupe se répartissent sur trois sites distants de quelques kilomètres :

- Une scierie industrielle et un parc à grumes à Urmatt
- Une scierie traditionnelle et trois parcs à grumes à Heiligenberg
- Une raboterie à Niederhaslach

Contexte

L'activité historique de sciage de Siat Braun génère d'importantes quantités de déchets de bois. Par ailleurs, l'entreprise a voulu diversifier ses activités en incluant la production de granulés – aussi appelés pellets – en aval de l'activité de sciage, afin de sécuriser les débouchés pour la sciure et mieux la valoriser.

La production de granulés comprend une étape de séchage du bois à 80°C environ afin d'abaisser l'humidité des granulés en-dessous de 10 %. Le bois est ensuite compacté pour former des granulés.

Facteurs décisionnels

Siat Braun avait observé chez IBV, une entreprise belge spécialisée également dans le sciage des résineux, la présence de deux chaudières biomasse avec cogénération installées par Bertsch Energy, permettant de valoriser tous les déchets de l'activité du site. C'est en se basant sur ce retour d'expérience que Siat Braun a décidé d'installer une chaudière biomasse sur son site d'Urmatt.

Suite à un appel à projets CRE 4 cogénération biomasse, Siat Braun a décidé de mettre en place une chaudière biomasse équipée d'une unité de cogénération. La chaleur résiduelle après la cogénération est utilisée dans le procédé de séchage des granulés.

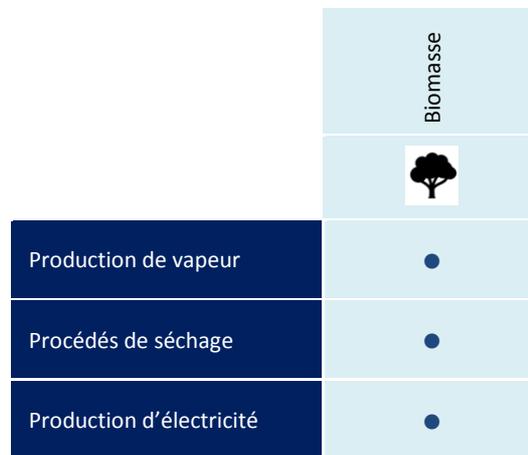


Figure 59 - Solutions EnR&R apportées aux besoins énergétiques du site

Description technique

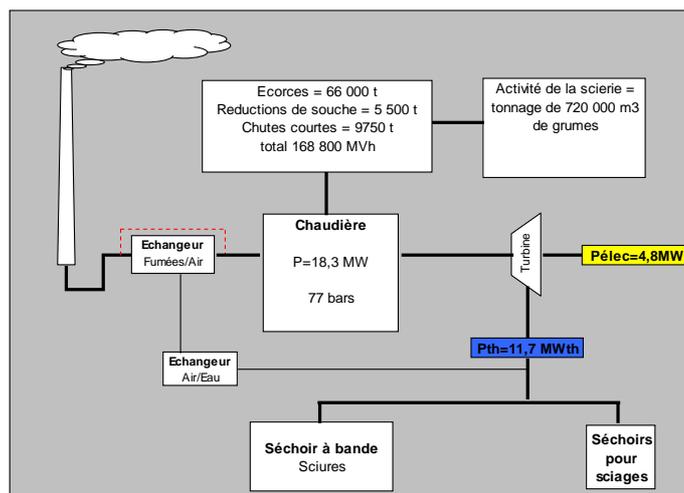
Principe de la cogénération biomasse coproduits

Une centrale biomasse produit de l'électricité grâce à la vapeur d'eau dégagée par la combustion de matières végétales ou animales, qui met en mouvement une turbine reliée à un alternateur. L'électricité est en principe revendue sur le réseau, mais elle peut aussi être consommée directement sur le site. La chaleur résiduelle peut ensuite être utilisée pour des procédés tels que le séchage, pour le chauffage de locaux, ou dans un réseau de chaleur.

Installation chez Siat Braun

L'installation de Siat Braun comporte une chaudière biomasse de 23 MWth avec un foyer à grilles mobiles. La chaudière utilise les écorces issues de l'activité du site comme combustible. Jusqu'à 10 tonnes par heure de combustible, dont l'humidité peut atteindre 65%, sont ainsi entièrement valorisées pour produire 25 t/h de vapeur à 65 bar et 485°C. La vapeur produite alimente une unité de cogénération comprenant une turbine à vapeur d'une capacité de 4,8 MWe. L'électricité produite est ensuite revendue sur le réseau.

La chaleur résiduelle de l'installation (condensation vapeur, chaleur des fumées de combustion) est valorisée d'une part pour le séchage des sciages de l'usine et d'autre part pour le séchage de toute la sciure de la scierie qui est utilisée pour produire 65 000 tonnes de granulés par an. Le séchage se fait à basse température (80°C) afin d'éviter la précombustion du bois.



(Source : Bertsch Energy)

Figure 60 - Schéma de l'installation biomasse et séchage des sciures

L'ensemble chaudière biomasse + cogénération et l'unité de production de granulés ont été dimensionnés de manière à valoriser entièrement tous les déchets de production et de ne pas avoir besoin d'apport extérieur pour la production.

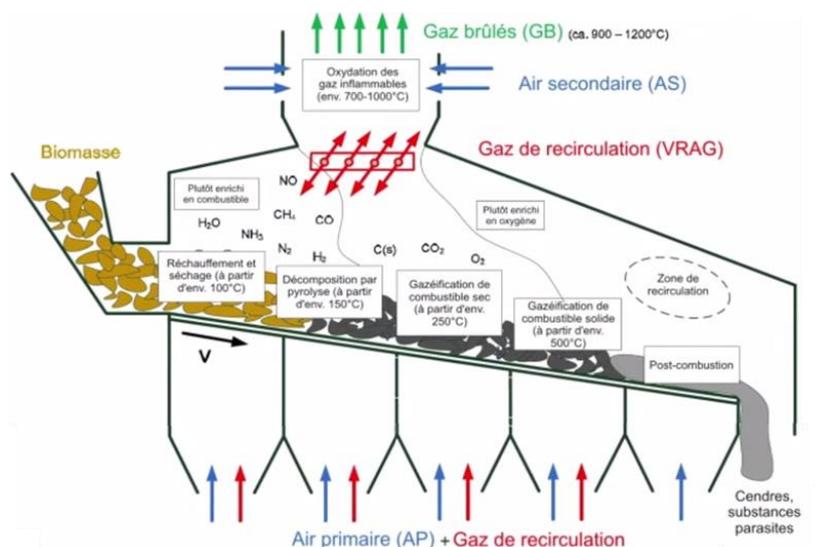
Description technique de la chaudière biomasse

La biomasse est acheminée vers la chambre de combustion où l'air primaire est géré en cinq zones : une zone tampon pour bien étaler la biomasse, une zone de séchage, une de gazéification, une d'oxydation des charbons et une de finissage des cendres. Une recirculation des gaz de fumée est systématiquement prévue sous et au-dessus de la grille pour optimiser la combustion.

La puissance, la température et le taux d'oxygène sont régulés automatiquement grâce à des sondes, en fonction du contenu de la biomasse (teneurs en eau, en cendres et en matières étrangères).

Douze personnes sont aujourd'hui en charge de faire fonctionner la centrale de cogénération : deux experts techniques et cinq équipes de deux conducteurs qui se relaient pour faire fonctionner la chaudière en permanence.

L'installation est équipée d'un électrofiltre et d'un système de décendrage humide afin que le niveau d'émission de particules ne dépasse pas 30 mg/Nm³.



(Source : Bertsch Energy)

Figure 61 - Schéma de l'installation biomasse et séchage des sciures

Retour d'expérience

La société Siat Braun a choisi d'assurer l'ensemble de la maîtrise d'œuvre du projet afin d'en garder la maîtrise totale. Les équipes de la scierie se sont impliquées tant au niveau de la conception du projet et de la réflexion sur son intégration dans l'usine, qu'au niveau de la construction de la chaudière.

Durant la construction, les équipes de Bertsch Energy – constructeur de la chaudière – ont assisté les équipes de Siat Braun pour que les contremaîtres et le personnel de la chaufferie comprennent la conception et le fonctionnement de la chaudière, pour être ensuite en mesure d'en assurer les opérations et la maintenance.

Depuis sa mise en service, l'installation a montré d'excellentes performances. La conception de la chaudière a permis d'en augmenter la capacité de 23 MW_{th} à 24 MW_{th}.

Enseignements

L'exemple de Siat Braun illustre la mise en place réussie d'une bonne pratique du secteur du bois : la valorisation de coproduits pour la production d'énergie renouvelable.

La conception et le dimensionnement des installations en amont ont permis d'optimiser la production de chaleur pour fonctionner de pair avec la nouvelle activité de production de granulés de bois, ce qui permet au site de maîtriser entièrement ses déchets et son approvisionnement en combustibles, et ainsi gagner en autonomie énergétique.

L'entreprise Siat Braun, étant habituée aux grands chantiers, a voulu réaliser la maîtrise d'œuvre et assure aujourd'hui la maintenance et les opérations de la chaudière. Cela montre que l'entreprise peut conserver la maîtrise de ses installations, même sur des projets de cette envergure.

Facteurs de reproductibilité

Les installations de type chaudière biomasse permettant la production de vapeur sont de plus en plus courantes et couvrent une large gamme de puissances (de quelques kW à plusieurs dizaines de MW). Ces technologies sont applicables à tout industriel en remplacement de chaudières conventionnelles ou pour l'intégration de nouveaux moyens de production de vapeur. L'application de chaudières biomasse pour la cogénération de chaleur et d'électricité permet de générer de la chaleur utilisée sur site tout en revendant de l'électricité sur le réseau. Cette solution est aujourd'hui particulièrement orientée vers la revente de l'électricité, mais pourrait être une solution majeure pour l'autoconsommation de chaleur et d'électricité sur des sites industriels.

Autre réalisation dans le secteur du bois

Ets Barraquand – Drôme (26)

Les établissements Barraquand, spécialisés dans le bois énergie, se sont dotés d'un séchoir solaire et biomasse pour le bois-bûches.

L'installation se compose d'un séchoir solaire à armature en aluminium recouverte d'une double paroi en polycarbonate, et de deux chaudières à bois déchiqueté de 150 kW.

En été, les apports solaires assurent 70% de la consommation d'énergies renouvelables, contre 30% au cœur de l'hiver. Le reste est satisfait par la biomasse.

L'installation permet de raccourcir considérablement le temps de séchage du bois et de fournir un produit de qualité, adapté aux équipements de chauffage au bois.

Autre réalisation biomasse

Smurfit Kappa – Nervion (26)

La société Smurfit Kappa, spécialisée dans la fabrication de papier et carton ondulé, a mis en service en 2012 une nouvelle centrale de cogénération de vapeur de 21,4 MW_e sur son site de Nervion.

40 000 t/an de déchets biomasse utilisés comme carburant proviennent de la liqueur noire (sous-produit tiré de la cuisson du bois, de l'écorce des scieries et de l'écorçage des billes à pâte que l'on utilise dans le traitement du papier).

Le but de ce projet était d'augmenter la production d'énergie électrique et thermique de l'usine.

4.10. Tereos, Site d'Artenay (45)

Méthanisation des vinasses d'une sucrerie-distillerie

Carte d'identité du projet



Région

Centre-Val de Loire, Artenay (45)

Industriel

Tereos

Fabrication de sucre et distillerie

Effectifs : environ 150 employés

Partenaire

Aide au financement : ADEME Fonds Chaleur et Fonds Déchet

Technologies EnR&R installées :

- Bio-digesteur mésophile
- Chaudière mixte biogaz-gaz naturel

Caractéristiques de l'installation

- Initiation du projet : 2008 ;
- Mise en service : 2013 ;
- Capacité du biodigesteur : 9 000 m³ ;
- Chaudière mixte : 8,3 MW_{th}.

Bilan économique, énergie et environnement

- Investissement : 6,7 millions EUR ;
- Aides ADEME : 1 494 kEUR (34,7 % des investissements éligibles) ;
- TRI < 5 ans ;
- Production de biogaz : 1 800 m³/h ;
- 5 millions de m³ de gaz économisés par an ;
- 30,3 GWh/an produits par la chaudière mixte ;
- 8 % des besoins thermiques du site couverts par le biogaz ;
- Emission de 11 200 tCO₂/an évitées.

Contexte et enjeux

Présentation du site

Tereos est un groupe agro-industriel coopératif, spécialisé dans la production de sucres, d'alcool et de bioéthanol à partir de betterave, de canne à sucre et de céréales. Cette activité de transformation débouche également sur la production de coproduits, qui sont revendus sur le marché de l'alimentation animale et des engrais.

Le site d'Artenay est constitué d'une sucrerie, d'une capacité de 12 000 tonnes de betteraves par jour, et d'une distillerie d'une capacité de 2000 hL d'alcool brut par jour.

La distillerie est divisée en deux ateliers :

- Un premier atelier qui tourne pendant la campagne de betterave (100 jours par an environ), à partir de jus verts issus de l’atelier de diffusion.
- Un second atelier qui travaille à partir de sirops basse pureté stockés sur le site assurant une durée de production de 330 jours / an

Contexte

Parmi les coproduits, 198 000 tonnes de vinasses sont issues de la distillerie par an. Le traitement des vinasses et la gestion de leur rejet ou de leur valorisation pouvant être complexes et coûteux, Tereos Artenay a décidé d’installer une unité de méthanisation afin de produire du biogaz à partir des vinasses. Le biogaz est ensuite utilisé dans une chaudière pour produire de la vapeur à basse pression, utilisée pour l’évaporation de l’eau du jus sucré dans la sucrerie ainsi que dans les procédés de la distillerie.

Facteurs décisionnels

Lors de l’initiation du projet, Tereos s’était engagé dans un plan d’investissement de cent cinquante millions d’euros sur cinq ans afin de réduire sa facture énergétique de 15 %, en prévision de la fin des quotas sucriers en 2017.

Dans toutes ses sucreries-distilleries, Tereos intègre déjà la récupération de chaleur fatale sur ses procédés, à tous niveaux de température en réutilisant la chaleur au sein même des procédés. De plus Tereos était déjà producteur de vapeur et d’électricité pendant la période de campagne betteravière et souhaitait développer son autonomie énergétique, deuxième poste de charges dans ses sucreries-distilleries. Ce projet s’inscrivait parfaitement dans la démarche énergétique et environnementale du groupe.

Les procédés de méthanisation étaient déjà connus des équipes techniques. En effet, deux sites français, Origny-Sainte-Benoîte et Lillers, étaient déjà équipés d’unités de méthanisation sur leurs effluents en tête de station d’épuration avant le traitement aérobique. Cependant, l’installation d’une unité de méthanisation des vinasses de betteraves était une première mondiale.

Au moment du projet, les frais de concentration de la vinasse ne couvraient, suivant les années et suivant le prix du gaz naturel, généralement pas la valorisation du produit final comme fertilisant. La nouvelle unité de méthanisation associant la production conjointe d’énergie et de fertilisant, a contribué à améliorer la rentabilité globale de la distillerie d’Artenay.

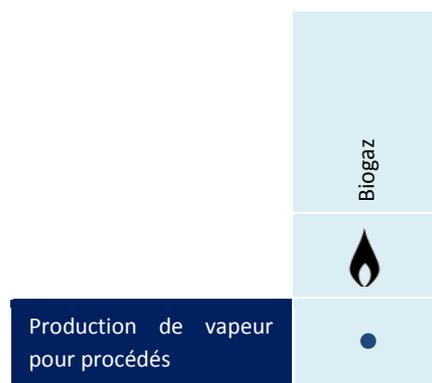


Figure 62 - Solutions EnR&R apportées aux besoins énergétiques du site

Description technique

Principe de la méthanisation

La méthanisation est un procédé basé sur la dégradation par des micro-organismes de la matière organique, en conditions contrôlées et en l'absence d'oxygène (réaction en milieu anaérobie).

Cette dégradation aboutit à la production :

- D'un produit humide riche en matière organique partiellement stabilisée, appelé digestat. Il est généralement envisagé le retour au sol du digestat après éventuellement une phase de maturation par compostage ;
- De biogaz, mélange gazeux saturé en eau à la sortie du digesteur et composé d'environ 50 à 70 % de méthane, de 20 à 50 % de CO₂ et de quelques gaz traces. Le biogaz a un PCI de 5 à 7 kWh/Nm³

Cette énergie renouvelable peut être utilisée sous différentes formes : combustion pour la production d'électricité et de chaleur, production d'un carburant, ou injection dans le réseau de gaz naturel après épuration.

Description technique de l'installation de Tereos

L'installation de production de biogaz du site d'Artenay est constituée de :

- Deux échangeurs de chaleur et une cuve d'acidification pour la préparation des vinasses en entrée du digesteur (ajustement température et pH) ;
- Un bio-digesteur d'une capacité de 9 000 m³ permettant de méthaniser jusqu'à 1 000 m³ de vinasses par jour. Le biogaz est collecté au sommet du réacteur dans une enveloppe de stockage alors que le mélange « boues + vinasse » quitte le réacteur ;
- Un système bi-phasique de séparation des boues, à l'extérieur du réacteur anaérobie, couplé à une cuve de collecte de boues pour séparer la vinasse des boues. Les boues sont alors recyclées dans le digesteur ;
- Un système de désulfuration biologique pour abattre le soufre (H₂S) contenu dans le biogaz, naturellement présent dans les vinasses, à un niveau acceptable avant que le biogaz puisse être brûlé dans les chaudières. Ce procédé permet d'éliminer 99 % du H₂S ;
- Un procédé de séchage du biogaz pour en améliorer le pouvoir calorifique et éviter le gel dans les tuyaux ;
- Un système de biofiltre pour désodoriser le gaz.

Une adaptation des deux chaudières a été nécessaire pour permettre l'injection du biométhane (biogaz traité) en mélange avec du gaz naturel. Il a notamment été nécessaire de changer les brûleurs afin qu'ils supportent une plus haute acidité due à la présence de gaz traces restants après le traitement.

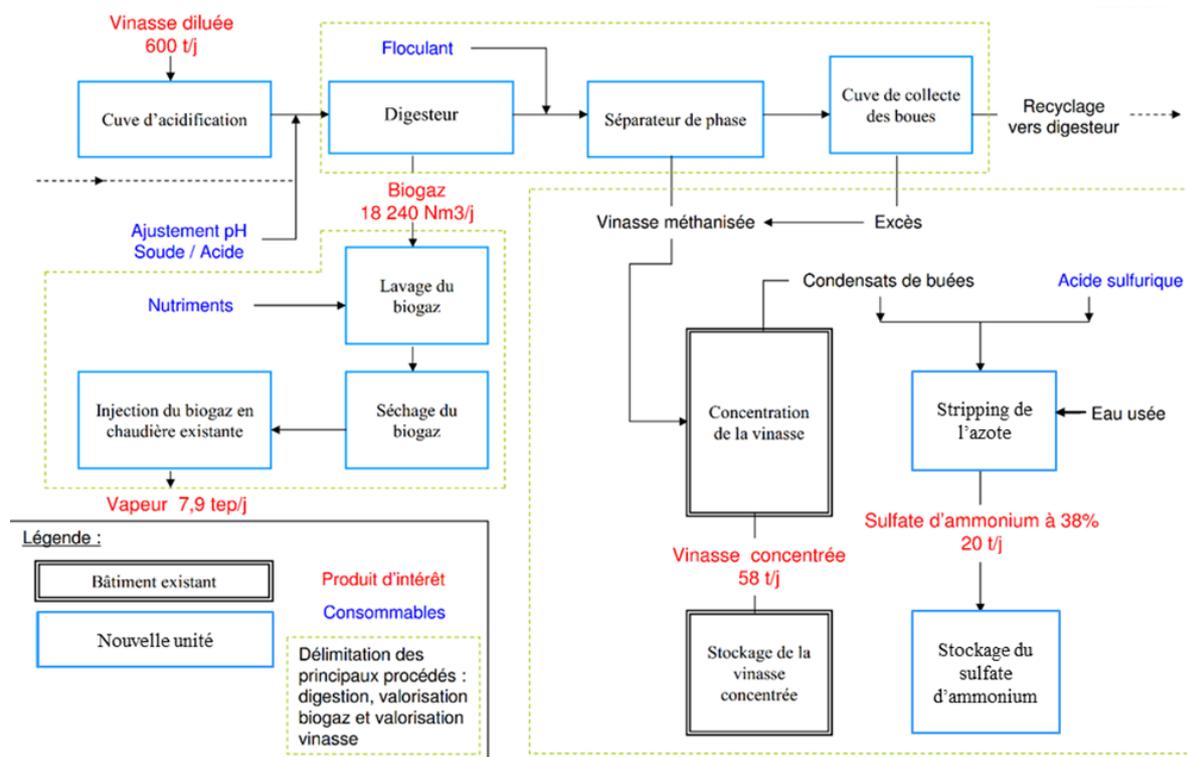


Figure 63 - Schéma de principe de l'unité de méthanisation sur la distillerie du site d'Artenay

Retour d'expérience

Grâce aux gains engendrés par l'installation de l'unité de méthanisation, le site d'Artenay a largement contribué à la démarche de réduction des consommations énergétiques à l'échelle du groupe, ainsi qu'à la réduction des émissions de gaz à effet de serre.

L'unité de méthanisation a nécessité une période de réglages pour optimiser la production de biogaz tout en conservant un niveau de traitement adéquat, et pour que les équipes puissent s'adapter aux nouvelles contraintes que peut apporter ce type d'installation. En effet, la variabilité de l'intrant (vinasses) ainsi que d'éventuelles variations dans les conditions du digesteur ou dans la qualité du traitement du gaz, entraînent une variabilité de la production de biogaz, en volume et/ou en PCI. Cet aspect est maîtrisé notamment grâce au mélange de biométhane avec du gaz naturel provenant du réseau. Aujourd'hui, le site est satisfait du fonctionnement de l'installation, mais celle-ci fait encore l'objet de mises au point, afin de conserver un fonctionnement optimal.

Malgré le traitement du biogaz pour en retirer le H₂S et l'eau, le degré de pureté du biométhane reste inférieur au gaz naturel acheté au réseau. Par conséquent, certaines contraintes subsistent :

- Il est nécessaire d'utiliser des brûleurs spécifiques qui puissent supporter une acidité plus élevée des fumées sur les chaudières ;
- Malgré le traitement installé, des odeurs subsistent qui peuvent engendrer une gêne pour le voisinage. Cet aspect n'avait pas suffisamment été étudié lors de l'étude de risques et mobilise aujourd'hui un groupe de travail pour le résoudre.

“ L'installation de l'unité de méthanisation des vinasses était une première pour Tereos et est aujourd'hui considéré comme un succès. Cependant, les spécificités de ce type d'installation demandent une attention continue et certaines contraintes n'avaient pas été anticipées.

”

Benoit Van Hems

Directeur de projets industriels

Tereos

Enseignements

Suite au succès de l'installation sur le site d'Artenay, Tereos prévoit de répéter l'opération sur d'autres sites, notamment en République Tchèque. Cependant, Tereos accorde désormais une attention toute particulière à la problématique des odeurs, qui doit être anticipée dès la conception du projet, lors de l'analyse de risques.

Cette étude de cas montre la réalisation réussie de l'intégration d'énergies renouvelables sur un site industriel. Grâce à cette installation pionnière au niveau international, le groupe a pu conforter son image d'entreprise innovante, tout en augmentant la rentabilité de son site et en contribuant à ses objectifs de réduction des consommations d'énergie.

Facteurs de reproductibilité

Les procédés anaérobies de traitement d'effluents organiques entraînent la production de biogaz qui, sans récupération, doit être brûlé. La modification des étages de traitement anaérobie ou l'installation de biodigesteurs indépendants permettent de récupérer le biogaz pour valorisation thermique. Cette technique est particulièrement adaptée à l'agriculture, aux industries agroalimentaires, du papier et du bois, ou encore aux collectivités, pour la valorisation de leurs déchets, mais il faut cependant tenir compte des particularités des intrants pour déterminer la faisabilité de leur méthanisation et le traitement du biogaz nécessaire. La méthanisation s'est aujourd'hui répandue comme bonne pratique de ces secteurs.

Autre réalisation dans une distillerie

Bologne SA – Guadeloupe (971)

Les procédés de la distillerie transforment la canne à sucre en rhum et génèrent des déchets organiques, tels que les vinasses et la bagasse. En 2004, la distillerie a mené une campagne de modernisation de ses installations en installant un biodigester en phase liquide de 2 000 m³ afin de méthaniser les vinasses, ainsi qu'une chaudière plus performante permettant de brûler la bagasse en minimisant le taux d'imbrûlés. La biomasse comme le biogaz permettent de produire 800 kW d'électricité par cogénération dont 200 kW sont consommés directement par la distillerie, qui fonctionne en autoconsommation totale, et le restant est revendu sur le réseau.

Les installations valorisent 6 tonnes de déchets par heure, 1 850 MWh sont revendus annuellement sur le réseau et l'émission de 1 500 tonnes de CO₂ par an est évitée.

Ce projet a coûté 7 millions EUR et a bénéficié des aides de l'union européenne à hauteur de 2,8 millions EUR et de l'ADEME à hauteur de 1,4 millions EUR.

Autre réalisation biogaz

McCain – Pas de Calais (62)

Le site McCain de Harnes a mis en place une unité de méthanisation afin de valoriser les 300 m³ quotidiens de déchets de pomme de terre issus du procédé, autrefois utilisés pour l'alimentation animale. Le biodigester de 7 000 m³ permet de générer 36 GWh de biogaz par an, directement consommés sur le site en substitution du gaz naturel.

Cet investissement de 3,1 millions EUR a bénéficié du soutien de l'ADEME et de la région à hauteur de 200 704 EUR et du FEDER à hauteur de 361 000 EUR, avec des économies réalisées de 808 kEUR par an pour un temps de retour brut sur investissement entre 4 et 5 ans. Ce projet permet d'éviter l'émission de 6 600 tonnes de CO₂ par an.

Annexe 1 – Méthodologie détaillée

Cartographie croisée des EnR&R et des secteurs industriels par leurs usages

Objectif : Structurer une cartographie des technologies EnR&R vs besoins énergétiques vs grands secteurs industriels

Données d'entrée et hypothèses :

1. Concernant les usages des secteurs industriels :
 - a. Les données d'entrée proviennent des documents de référence sur les meilleures techniques disponibles (BREF), de roadmaps sectorielles, et de publications issues d'associations industrielles ;
 - b. Seuls les principaux secteurs industriels (catégorisés selon leur code NAF) et leurs procédés les plus consommateurs d'énergies ont été sélectionnés.
2. Concernant les énergies renouvelables et de récupération :
 - a. Les données d'entrée proviennent de la documentation ADEME, de rapports publics (IRENA, SER, CRE, AFGP, etc.), des retours d'expérience de l'ADEME (projets soutenus), et des études de cas.

Méthodologie :

- Découpage des usages : Les usages ont été découpés comme suit : l'utilisation d'électricité d'une part et l'utilisation de chaleur par niveaux de température (incluant le froid) d'autre part. Les usages se sont vus associer les vecteurs énergétiques permettant d'y accéder : électricité, chauffage direct et flux de fluides.
- Pour chaque EnR&R :
 - Tous les usages possibles (électricité, froid) et les vecteurs énergétiques associés (électricité, chauffage direct, flux de fluides) ont été caractérisés.
- Pour chaque secteur :
 - Les procédés clefs ont été identifiés ;
 - Les usages nécessaires à chaque procédé (électricité, froid, chaleur) et les vecteurs énergétiques utilisés (électricité, chauffage direct, flux de fluides) ont été caractérisés.

Principaux résultats :

Les résultats de cette première phase de l'étude sont repris sous la forme de plusieurs cartographies contenant : pour chaque EnR&R les usages possibles, pour chaque secteur industriel les usages requis et pour chaque grand procédé type de chaque secteur industriel les EnR&R adaptées.

Analyse des coûts de production des énergies renouvelables et de récupération

Objectif : Pour chaque EnR&R, l'objectif est de détailler des fourchettes de coûts de production spécifiques à l'industrie, pour quelques usages principaux.

Données d'entrée et hypothèses :

L'étude des coûts des ENR publiée par l'ADEME fin 2016 a été utilisée comme donnée d'entrée. Cette source a été complétée avec d'autres sources internes de l'ADEME, et de nombreux retours d'expérience (voir figure ci-dessous).

Données de l'étude de coûts des ENR, 2016		Ajouts pour l'étude sur l'intégration des EnR&R dans l'industrie	
	Productivité, CAPEX et OPEX pour les installations < 500 kW		CAPEX et OPEX pour les installations > 500 kW (REX ADEME et afpg)
	CAPEX des installations au sol (données sur réseau)		Productivité (Feasibility assess of solar heat process), CAPEX sur toiture (REX ADEME) et capteurs à tubes (étude publique), OPEX (ADEME)
	Productivité		CAPEX et OPEX cogénération (étude ADEME) CAPEX et OPEX chaleur directe (outil ENEA)
	Productivité, CAPEX et OPEX (données pour industriels)		-
	Productivité	+	CAPEX et OPEX (étude Enerplan)
	Productivité, CAPEX et OPEX		-
	-		CAPEX (€/MWh), OPEX (REX ADEME)
	-		Décomposition des postes de coûts (REX ENEA)
	-		Productivité, CAPEX, OPEX (REX ENEA)
	-		

Méthodologie :

Pour cette analyse de coûts, la méthodologie a été inspirée de celle utilisée par l'ADEME pour l'étude « Coûts des énergies renouvelables » publiée fin 2016.

Un modèle de calcul des coûts de production de type LCOE/LCOH²⁰ a été utilisé. Il prend pour paramètres d'entrée :

- Les coûts d'investissements CAPEX en EUR/kW ;
- Les coûts d'exploitation OPEX fixes (EUR/kW) et variables (EUR/MWh) ;
- La durée de vie de l'installation (années) ;
- La productivité (en heures de fonctionnement dépendant des utilisations ou en MWh produit par kW installé) ;
- Le taux d'actualisation : taux permettant de déprécier des flux monétaires futurs en déterminant leur valeur actuelle équivalente.

Le calcul du LCOE (Levelized Cost Of Energy) est basé sur l'équivalence entre la valeur présente de la somme des revenus actualisés et la valeur présente de la somme des coûts actualisés, soit :

$$\text{LCOE} = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

Avec :

1. I_t : les coûts d'investissement effectués pendant l'année t ;
2. M_t : les coûts d'exploitation et de maintenance pendant l'année t ;
3. F_t : les coûts du combustible pendant l'année t ;
4. E_t : la quantité produite d'énergie pendant l'année t ;
5. r : taux d'actualisation ;
6. n : durée de vie du système.

²⁰ LCOE : Levelized Cost of Electricity ou coût actualisé de l'électricité, LCOH : levelized Cost of Heat ou coût actualisé de la chaleur

Principaux résultats :

Un fichier Excel regroupe tous les calculs de coûts ainsi que leurs hypothèses. Les résultats de cette analyse des coûts sont synthétisés dans ce rapport sous forme de tableaux et de graphiques (cf. section **Erreur ! Source du r envoi introuvable.**). Ils sont aussi renseignés dans les fiches individuelles forces et faiblesses de chaque EnR&R.

Les données prises comme référence pour les productions « conventionnelles » ont été déterminées à partir des chiffres du tableau ci-dessous :

Filière conventionnelle							
Filière ENR	Biogaz	Biomasse	Géothermie TBE	Géothermie TBE	Solaire thermique	Solaire thermique	
Filière conventionnelle	Chaudière GN	Chaudière GN	Chaudière GN	Chaudière GN	Chaudière GN	Chaudière GN	
Puissance	> 500 kW	> 500 kW	150 - 500 kW	> 500 kW	150 kW - 1 MW	> 1 MW	
Hypothèses	Caractéristiques techniques						
	Productivité (kWh/kW/an)	3000 - 5000	3000 - 5000	2000	3000 - 5000	2000 - 3000	4000 - 5000
	Durée de fonctionnement (années)	20	20	20	20	20	20,0
Résultats	Coûts						
	Investissement (€/kW)	47 - 83	47 - 83	135	47 - 83	83 - 135	47 - 60,3
	Exploitation (€/MWh)	0,6 - 2,8	0,6 - 2,8	4,4	0,6 - 2,8	2,8 - 4,4	0,6 - 1,1
	Coût du combustible (€/MWh)	38,2 - 46,1	38,2 - 46,1	46,1	38,2 - 46,1	46,1	38,2 - 46,1
	Coût de production total (€/MWh utile) en fonction du taux d'actualisation						
	3%	39,4 - 50,8	39,4 - 50,8	39,4	39,4 - 50,8	50,8 - 55,1	39,4 - 48,2
	5%	39,6 - 51,1	39,6 - 51,1	39,6	39,6 - 51,1	51,1 - 55,9	39,6 - 48,4
	8%	39,8 - 51,7	39,8 - 51,7	39,8	39,8 - 51,7	51,7 - 57,4	39,8 - 48,7
	10%	39,9 - 52,1	39,9 - 52,1	39,9	39,9 - 52,1	52,1 - 58,5	39,9 - 49,0

Fiches forces et faiblesses des énergies renouvelables et de récupération

Objectif : Caractériser les forces et faiblesses de chaque EnR&R selon une série de critères clefs

Données d'entrée et hypothèses :

Les données d'entrée proviennent de la documentation ADEME, de rapports publics (IRENA, SER, CRE, AFPG, etc.), des retours d'expérience de l'ADEME (projets soutenus), et des études de cas.

Méthodologie :

Une analyse basée sur des rapports publics et des retours issus de projets soutenus par l'ADEME ont permis de caractériser de façon qualitative pour chaque EnR&R :

- La maturité et la diffusion de la technologie ;
- Les contraintes d'intégration sur site ;
- Les contraintes d'opération et de maintenance ;
- La disponibilité et l'accessibilité de la ressource énergétique ;
- La performance environnementale (donnée chiffrée sur les émissions de CO₂ évitées) ;
- Les mécanismes de soutien.

Pour chaque critère, un curseur allant du rouge au vert permet de compléter le commentaire qualitatif avec la caractérisation du niveau de force (vert) ou de faiblesse (rouge) de l'EnR&R en question en comparaison des autres EnR&R. Enfin, ces caractérisations sont synthétisées pour chaque EnR&R dans un diagramme radar/en étoile.

Attention : Les commentaires associés à chaque critère sont représentatifs de retours d'expérience moyens et peuvent ne pas s'appliquer à certains cas particuliers. De même, la caractérisation des niveaux de force et faiblesse a été réalisée en comparant relativement les EnR&R entre elles, basée sur ces retours de cas moyens, et ne sont donc pas valables de façon absolue ou en comparaison avec d'autres sources d'énergie (fossiles par exemple).

Principaux résultats :

Les forces et faiblesses des EnR&R étudiées sont présentées sous forme de fiches individuelles au format Word. Elles sont aussi présentées dans ce rapport en section **Erreur ! Source du renvoi introuvable.** et en annexe 2.

Etudes de cas

Objectif : Sélectionner et présenter sous forme de fiches 10 études de cas de projets d'intégration EnR&R dans l'industrie

Données d'entrée et hypothèses :

Les données utilisées pour identifier et caractériser les 10 projets sont :

1. Les informations relatives aux projets soutenus par l'ADEME (Fonds Chaleur, ADEME en région, etc.)
2. Les bases de données et retours d'expérience des experts ENEA-Kerdos.

Méthodologie :

Chaque étude de cas a été produite suivant la logique suivante :

- Etude bibliographique ;
- Interviews de l'industriel concerné (recueil d'informations complémentaires, attentes vis-à-vis d'un éventuel guide / outil EnR&R dans l'industrie, etc.) ;
- Rédaction du cas ;
- Analyse critique par l'industriel puis par l'ADEME ;
- Validation de la fiche.

Principaux résultats :

Les études de cas ont été décrites dans 10 fiches individuelles au format Word. Elles sont aussi incluses dans ce rapport en section 4.

Annexe 2 – Présentation des 10 EnR&R étudiées

Dans le cadre de cette étude, les 10 EnR&R thermiques et électriques choisies sont présentées dans cette annexe, qui propose une explication du fonctionnement de chacune de ces technologies et une caractérisation des usages qui leur sont associés. Cette caractérisation des usages est par la suite utilisée pour former les différentes cartographies de la section 2.

Présentation des énergies de récupération

Quatre énergies de récupération sont étudiées en détail dans cette étude. Leur fonctionnement ainsi que les usages qui peuvent y être associés est décrit ci-après

Buées de séchage

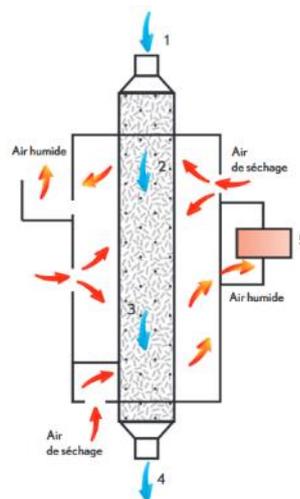
Fonctionnement



Credit : ADEME CETIAT (échangeur cyclonique sur buées de séchage)

La chaleur fatale contenue dans les buées de séchage peut être récupérée pour un autre procédé via un échangeur air-eau mais elle peut aussi être directement réutilisée dans le brûleur du séchoir ou pour préchauffer l'air entrant dans le séchoir par l'intermédiaire d'un échangeur air-air.

Une autre alternative consiste à installer un pré-séchoir et à le chauffer grâce à un échangeur air-air avec les buées en sortie du séchoir. [16]



Certains séchoirs incluent déjà de la récupération de chaleur dans leur fonctionnement comme les sécheurs à silo (voir illustration ci-contre).

1. Entrée du produit humide
2. Zone de séchage
3. Zone de refroidissement
4. Sortie du produit sec
5. Recyclage de l'air

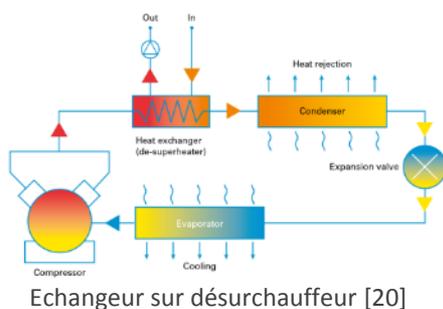
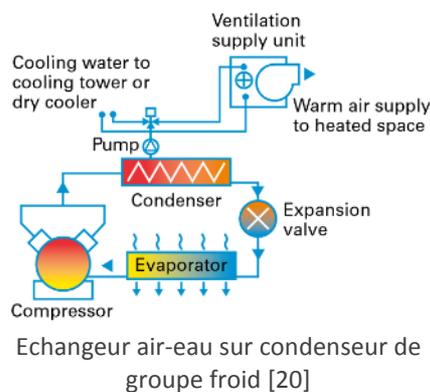
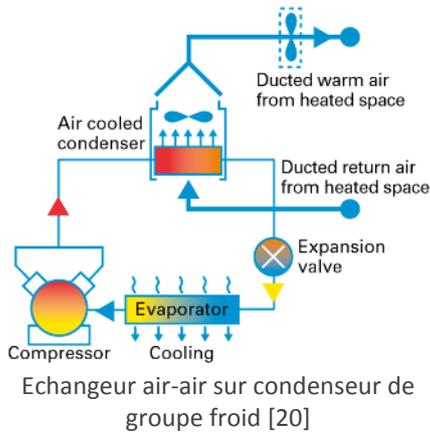
Usages



La chaleur récupérée sur des buées de séchage est comprise entre 30 et 150°C, elle peut donc servir soit à des usages de type eau chaude sanitaire ou chauffage, soit à des procédés utilisant cette fourchette de température.

Condenseurs de groupe froid

Fonctionnement



Les groupes froids, ou groupes frigorifiques, sont des machines thermodynamiques permettant de produire du froid en retirant de l'énergie à une source « chaude » au niveau d'un condenseur, suivant un cycle de Carnot. Un fluide de travail passe dans un évaporateur dans lequel il est mis en contact avec le fluide de la source chaude (gaz ou liquide), auquel il retire de la chaleur, produisant ainsi du froid. Puis ce fluide de travail est comprimé dans un compresseur avant de libérer de l'énergie par condensation dans un condenseur.

Le condenseur des groupes froids représente ainsi une source de chaleur fatale devant être évacuée. Cette chaleur habituellement perdue, peut être récupérée sous forme d'eau chaude entre 30°C et 45°C grâce à une boucle d'eau équipée d'une station de pompage et d'un échangeur.

En amont du condenseur, de l'énergie peut aussi être récupérée par l'intermédiaire d'un désurchauffeur. En effet, les cycles de groupes froids n'étant pas parfaits, le fluide de travail sort du compresseur à une pression et température plus élevées que sa pression et température de changement de phase. Il doit donc être dans un premier temps désurchauffé pour arriver à son point de changement d'état, ce qui libère de la chaleur sensible. Il pourra ensuite passer de l'état gazeux à l'état liquide dans le condenseur, libérant ainsi de la chaleur latente.

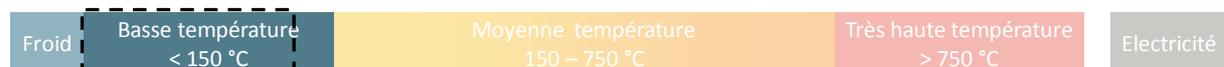
En résumé, sur les groupes froids, il est possible de récupérer de la chaleur fatale au niveau :

- Du condenseur : chaleur sensible, beaucoup d'énergie mais à la température de changement de phase du fluide de travail (20 à 40°C) [21]
- D'un désurchauffeur : chaleur latente, peu d'énergie mais à plus haute température (souvent de 60°C à 90°C, 110°C maximum) [21] [20]

En fonction de la température de l'eau en sortie d'échangeur, celle-ci peut être utilisée pour des besoins internes du groupe froid (dégivrage des évaporateurs), pour de l'alimentation en eau chaude sanitaire, pour du chauffage, ou de l'eau chaude alimentant d'autres procédés.

Un ballon de stockage peut être ajouté lorsque les besoins en chaleur et la production de froid ne coïncident pas. Une PAC ou un second étage de compression peuvent être utilisés pour rehausser la température de l'eau récupérée (voir encarts dédiés).

Usages



L'usage le plus simple de cette énergie récupérée est le chauffage de locaux via un échangeur air-air sur le condenseur. La chaleur récupérée peut aussi être utilisée pour produire de l'eau chaude, entre 20°C et 40°C avec un échangeur sur condenseur, et entre 60°C et 90°C avec un échangeur sur désurchauffeur.

Ajout d'une PAC sur les condenseurs de groupes froids

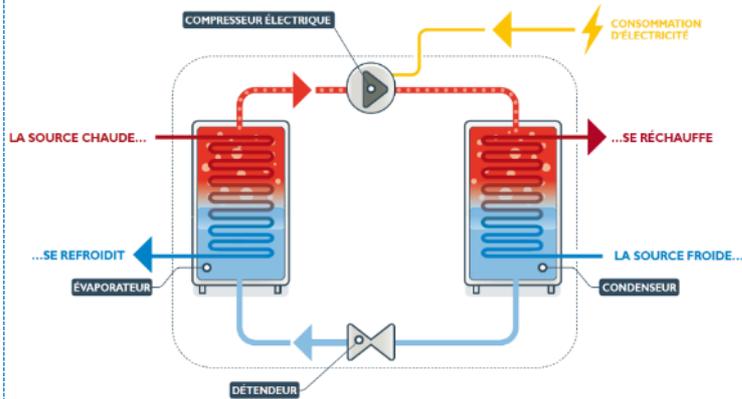


Figure 64 – Principe de fonctionnement d'une PAC

[30]

On définit généralement l'efficacité des PAC par leur COP (coefficient de performance), traduisant la chaleur fournie en énergie finale par rapport au travail mécanique absorbé (consommation électrique ou gaz du compresseur).

Le fluide circulant dans les échangeurs sur condenseurs de groupes froids, bien qu'offrant de grandes quantités d'énergie, présente des températures très faibles, de l'ordre de 40 à 45°C, voire 30°C dans certains cas. L'ajout d'une pompe à chaleur usuelle peut alors permettre de relever cette température pour atteindre 60 à 65°C, et les pompes à chaleur Haute Température récentes permettent d'atteindre jusqu'à 90°C.

Une technologie mature et efficace

La pompe à chaleur est une technologie mature et éprouvée dans de nombreux secteurs. Les nouvelles générations de PAC, actuellement en stade de R&D, permettront de relever des niveaux de température jusqu'à 120°C (PAC Très Haute Température) avec des capacités allant de quelques centaines de W à quelques MW. [49] [50]

Les PAC permettent de valoriser des sources d'énergie fatale de différentes natures (liquides ou gazeuses) à de faibles températures. Elles ont aussi l'avantage de présenter une empreinte au sol faible et de nécessiter peu de modifications à l'installation existante, surtout dans le cas d'une récupération sur un système de refroidissement. [50]

Le coefficient de performance des PAC est élevé, autour de 3 pour les PAC air-air, 4 pour les PAC géothermiques et plus de 5 pour les PAC eau-eau. [51] Cependant, ce coefficient de performance baisse lorsque la différence de température augmente.

L'installation de pompes à chaleur pour remonter la température de récupération de chaleur fatale est soutenue par le Fonds Chaleur de l'ADEME, soit en gré à gré, soit par appels à projets, via les Directions Régionales. [4]

Une technologie à faible impact environnemental

Les PAC bénéficient d'un double gain environnemental : consommation énergétique faible et fonctionnement à l'électricité. Leur COP supérieur à 1 réduit de façon proportionnelle leur consommation énergétique et donc leur empreinte carbone. Fonctionnant à l'électricité, leur empreinte carbone est entre 3 et 5 fois plus faible que l'empreinte carbone de l'électricité en France, qui est bien plus faible que l'empreinte carbone des énergies fossiles.

En revanche, la majorité des fluides frigorigènes ayant un effet sur le réchauffement climatique, les PAC à fluide frigorigène ont un impact plus élevé sur l'environnement. [30]

Ajout d'un étage de compression sur les condenseurs de groupes froids

Il est aussi possible de relever la température en sortie de l'eau circulant dans les condenseurs de groupes froids grâce à l'ajout d'un étage de compression à l'intérieur du système frigorifique, avant le condenseur. Le fluide de travail ainsi surcomprimé est par conséquent surchauffé, et condense à une température plus élevée. Cette surcompression permet alors de récupérer plus de chaleur au niveau du condenseur et donc une eau directement à plus de 60°C.

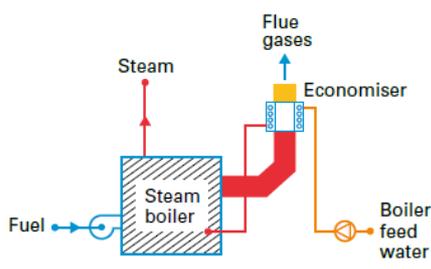
Cette technique offre des performances énergétiques très élevées, avec des Coefficients de Performance (COP) meilleurs que ceux des PAC classiques ajoutées sur le condenseur.

Les pompes à chaleur (PAC) captent la chaleur d'un milieu basse température (air, eau ou sol) pour la transférer à un milieu à plus haute température (air, eau ou sol) grâce à un fluide frigorigène subissant un cycle thermodynamique. Bien que majoritairement utilisées en tant qu'appareils de chauffage, les PAC permettent également de refroidir le milieu d'où la chaleur est extraite (climatisation). [30]

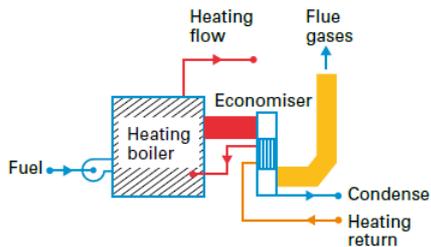
Il existe plusieurs technologies de PAC, fonctions de la source d'énergie, de la nature des milieux émetteurs et récepteurs de calories (PAC air-air, air-eau, géothermique) et de la réversibilité du cycle. Les technologies les plus répandues sont les PAC électriques où le cycle thermodynamique est induit par un compresseur alimenté électriquement. Les autres technologies développées sont les PAC à absorption et les PAC à moteur fonctionnant au gaz.

Fumées de chaudières

Fonctionnement



Economiseur sur chaudière à vapeur [3]



Economiseur et condenseur sur chaudière à vapeur [3]

Les gaz évacués par une chaudière à vapeur peuvent contenir jusqu'à 20 % de l'énergie primaire fournie en entrée.

Pour récupérer la chaleur fatale contenue dans les gaz effluents d'une chaudière à vapeur, un économiseur peut être installé sur le conduit de cheminée pour être utilisé comme échangeur gaz/liquide entre la fumée et un fluide secondaire (souvent de l'eau). Cet économiseur placé en amont de la cheminée pourra permettre d'économiser jusqu'à 6 % de combustible. Cependant, pour éviter toute condensation dans la cheminée, la température du gaz en sortie d'économiseur ne peut pas passer en dessous de son point de rosée, ce qui limite la quantité d'énergie récupérable. [23]

Une partie de la chaleur sensible contenue dans ces gaz peut alors être récupérée grâce à l'ajout d'un condenseur après l'économiseur. En condensant la vapeur d'eau présente dans les fumées, ces systèmes peuvent permettre d'économiser entre 10 % et 15 % du combustible. [23]

Usages

Froid	Basse température < 150 °C	Moyenne température 150 – 750 °C	Très haute température > 750 °C	Electricité
-------	-------------------------------	-------------------------------------	------------------------------------	-------------

ORC

La chaleur récupérée sur les chaudières vapeur au niveau de l'économiseur peut avoir plusieurs usages. Dans le cas où le taux de retour des condensats dans la chaudière est faible, et donc que le débit d'eau froide d'appoint de la bûche est important, il peut être intéressant d'utiliser cette chaleur pour préchauffer l'eau d'alimentation. Dans le cas contraire, la chaleur est plutôt utilisée soit pour préchauffer l'air de combustion soit pour chauffer de l'eau destinée à un usage procédé ou à de l'eau chaude sanitaire. [23]

Une machine ORC peut être ajoutée en sortie de l'économiseur pour transformer l'énergie thermique en énergie électrique (voir encart). [20]

Fumées de four

Fonctionnement



Crédits : CETIAT

Les gaz évacués par un four peuvent contenir entre 25 % et 60 % de l'énergie qui est perdue dans les fumées.

Les fumées de combustion émises par les fours industriels peuvent quant à elles être valorisées par l'intermédiaire d'un échangeur, soit gaz-gaz (à plaques, à tubes), soit gaz-liquide (à ailettes, caloduc). [52] Le choix de l'échangeur dépendra du type de four, du niveau de température des fumées, de l'espace disponible et du fluide caloporteur dans le cas d'un échangeur air-liquide. Une hotte peut aussi être installée en contact avec les fumées afin de préchauffer les pièces avant de les faire entrer dans le four. [20]

Usages



Les échangeurs sur fumées de four permettent de récupérer de la chaleur à des températures pouvant dépasser les 200°C car les fumées de fours industriels peuvent atteindre des températures entre 400°C et 600°C, voire 1000°C dans certains cas. Les usages sont alors nombreux et dépendent de la température récupérée (préchauffage de l'air de combustion, préchauffage des pièces avant entrée dans le four, ou autres procédés industriels). [53] [20]

Une machine ORC peut être ajoutée en sortie de l'échangeur pour transformer l'énergie thermique en énergie électrique (voir encart). [20]

Les machines ORC

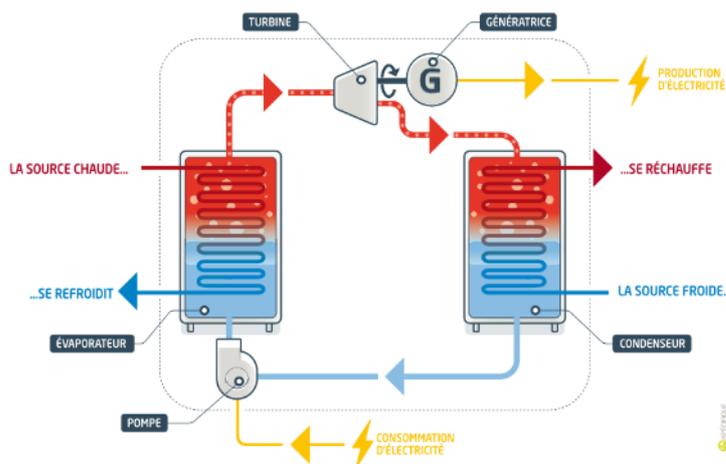


Figure 65 – Schéma simplifié d'une machine ORC

ammoniac...) dont la température d'ébullition est inférieure à celle de l'eau. Au-delà de 400°C ou pour des puissances supérieures à 3 MW, les turbines à vapeur offrent de meilleures performances.

Une technologie mature mais peu standardisée pour l'industrie

D'après l'ADEME, la production d'électricité à partir de chaleur fatale industrielle réellement accessible, avec ORC concernerait 250 sites industriels (environ 1 250 GWhe) [4]. Cependant, il existe seulement aujourd'hui une vingtaine de références d'ORC pour la récupération de chaleur fatale en France (fonderie, biomasse, géothermie) [49].

Du fait de sa forte diffusion au niveau mondial pour des usages en géothermie ou dans les chaufferies biomasse, la solution ORC constitue une technologie mature. Elle doit s'adapter aux spécificités des procédés et s'y intégrer. Actuellement, elle reste peu standardisée et peu déployée pour l'industrie.

Les machines ORC sont des systèmes simples et compacts. Des offres clef en main apparaissent pour les petites et basses températures, facilitant leur installation sur site. [50] L'absence d'éléments sous pression, l'utilisation de fluides séchant (moins d'humidité) et le haut degré d'automatisation facilitent la maintenance et participent à faire diminuer son coût. [54]

Une technologie qui permet la valorisation électrique de chaleur moyenne température mais avec une efficacité relative

Énergétiquement, c'est une solution moins performante qu'un échangeur, une pompe à chaleur, ou un groupe froid par absorption, présentant des rendements entre 8 % et 20 % sur les hautes températures. L'ORC peut être une solution de valorisation intéressante lorsque : les besoins sont décalés dans le temps (évite l'addition d'un stockage) et/ou dans l'espace (réduit la taille du réseau de distribution de chaleur) par rapport à la source de chaleur. [54] [51]

Présentation des énergies renouvelables

Six énergies renouvelables sont étudiées en détail dans cette étude. Leur fonctionnement ainsi que les usages qui peuvent y être associés est décrit ci-après.

Géothermie Très Basse Energie (TBE)

Fonctionnement

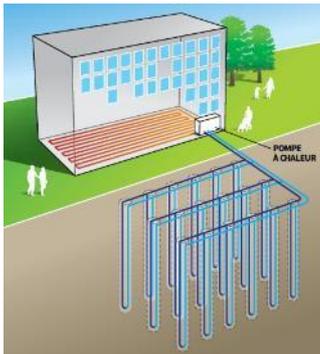


Figure 66 – Géothermie TBE sur champ de sondes

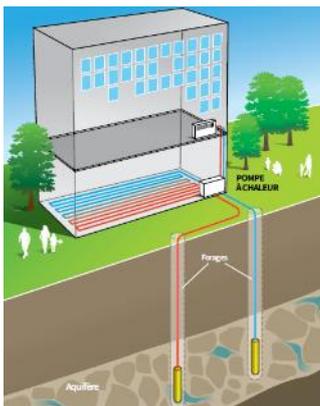


Figure 67 – Géothermie TBE sur aquifère

On parle de géothermie très basse énergie (TBE) ou de surface, dans le cadre d'une exploitation de la chaleur présente dans le proche sous-sol, ou dans des nappes phréatiques superficielles à de faibles profondeurs (généralement inférieures à 200 mètres). Cette ressource est disponible partout en France car elle correspond à l'énergie solaire stockée à la surface de la terre dans les premiers mètres mais aussi à la chaleur emmagasinée par la Terre lors de sa formation.

Il existe différentes technologies de captage de cette source de chaleur selon le système d'échange considéré :

- Système fermé : Des sondes géothermiques dans lesquelles circule un fluide caloporteur captant l'énergie présente dans le sol, jusqu'à environ 200 mètres de profondeur (un champ de plusieurs dizaines de sondes est nécessaire pour couvrir des besoins industriels)
- Système ouvert : Un doublet géothermique permettant de capter l'énergie contenue dans des aquifères peu profonds ou des nappes alluviales. Il est généralement constitué d'un puits de production (pompage de l'eau) et d'un puits de réinjection. Dans certains cas, plusieurs forages de production ou de réinjection peuvent être nécessaires.

Les systèmes géothermiques très basse énergie exploitent des températures très faibles ($< 30^{\circ}\text{C}$), ils sont donc souvent couplés à une Pompe A Chaleur (PAC). La pompe à chaleur va alors prélever l'énergie de la source froide pour élever la température d'un second fluide à travers un cycle thermodynamique puis restituer la chaleur à une source chaude (voir schéma de principe page 124). La température de la ressource étant très faible (généralement autour de $10\text{-}15^{\circ}\text{C}$), les pompes à chaleur géothermiques peuvent être utilisées de manière réversible et produire aussi du froid. Elles peuvent même être by-passées pour assurer du rafraîchissement passif (géocooling).

Usages



Les pompes à chaleur géothermiques peuvent être utilisées pour chauffer des fluides à basse et très basse température, ou pour produire du froid. En montage thermofrigopompe, elles peuvent même assurer la production simultanée de chaud et de froid. Les PAC basiques et haute température, disponibles aujourd'hui permettent d'atteindre entre 65°C et 90°C , alors que les nouvelles générations de PAC Très Haute Température, encore au stade de R&D, permettront de produire de la chaleur jusqu'à 120°C . Les performances des PAC sont d'autant meilleures que l'écart de température entre la source chaude et la source froide est faible.

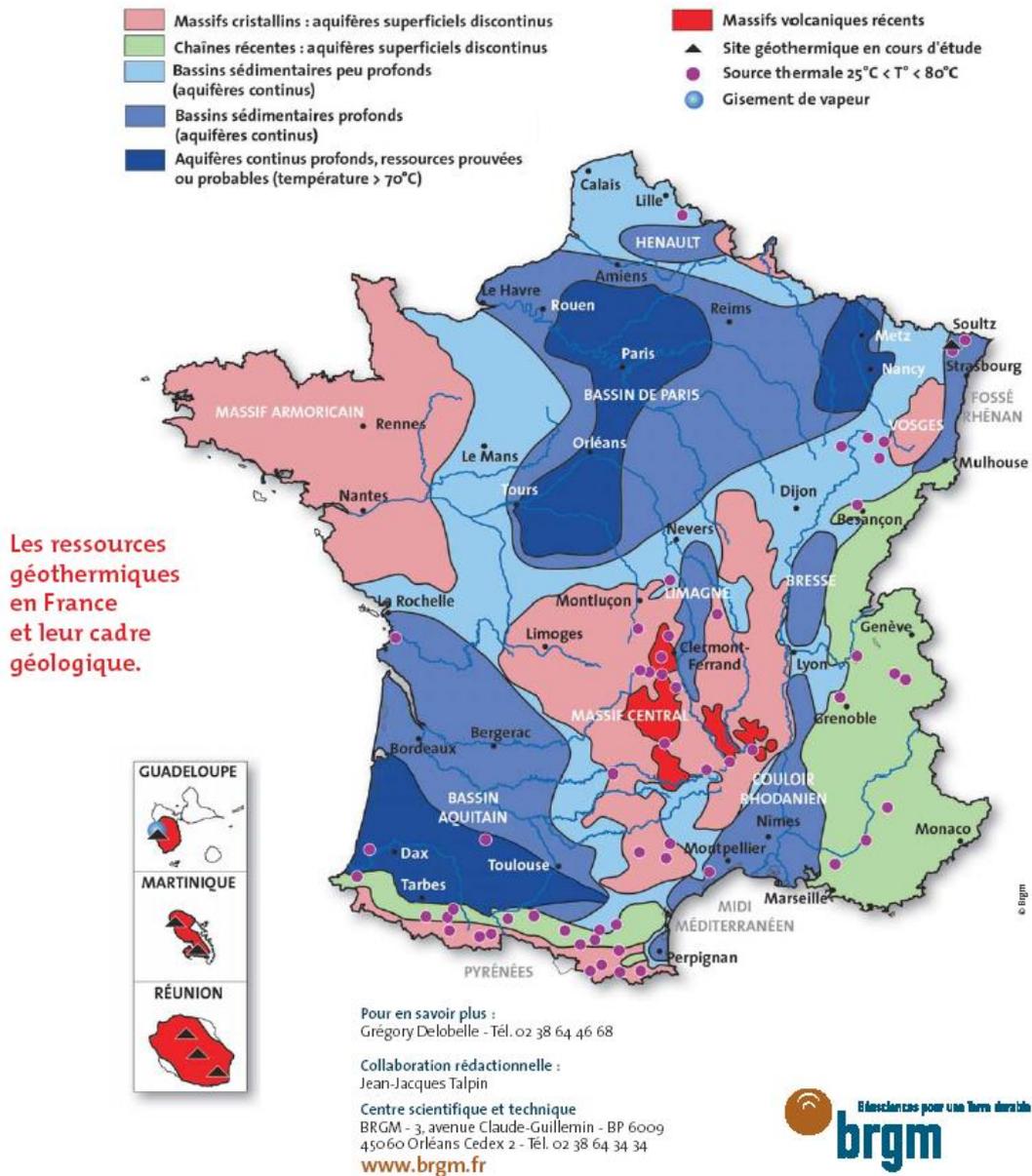


Figure 68 - Carte des ressources géothermiques en France (BRGM)

La Géothermie Basse Energie (BE)

La géothermie basse énergie ou géothermie basse température valorise la chaleur présente dans des aquifères à des températures comprises entre 30°C et 100°C et situées à des profondeurs entre 200 et 2 500 mètres. Les caractéristiques des aquifères dits « profonds », principalement le débit et la température de l'eau à capter, permettent généralement un échange direct de la chaleur sans utiliser de pompe à chaleur. La géothermie basse énergie utilise systématiquement un doublet géothermique sous forme d'un puits de production qui pompe de l'eau chaude et un puits d'injection qui rejette l'eau froide.

Le transfert de chaleur entre la boucle géothermale et le circuit géothermique du réseau de distribution est assuré par un échangeur de chaleur à plaques. Lorsque le puits n'est pas artésien, il est nécessaire d'incorporer un système de pompage en tête du puits de production pour assurer un débit d'eau régulier et suffisant. Si l'aquifère présente une température inférieure à 50°C, le couplage à une PAC est nécessaire. La géothermie basse énergie est utilisée principalement pour l'alimentation de réseaux de chaleur pour des chauffages collectifs ou industriels.

Une ressource très localisée et uniquement présente dans certaines régions

La géothermie BE valorise la chaleur présente dans des aquifères profonds. Ces formations aquifères sont très localisées et présentes uniquement dans certaines régions de France : Bassin parisien, Bassin aquitain, fossé rhénan, Hainaut, Limagne, Bresse, et couloir Rhodanien. [55]

Le Fonds Chaleur accompagne financièrement la mise en œuvre des installations de géothermie profonde. Il n'existe pas de mécanisme de financement dédié, mais des subventions peuvent être attribuées au cas par cas par l'ADEME, la Région, l'Union Européenne et d'autres fonds. De plus à l'instar des opérations de géothermie TBE, un dispositif de garantie a été mis en place (le Fonds de garantie géothermie qui inclut un volet Court terme et un volet Long terme).

Des projets de réseaux de chaleur en Île de France

La plupart des projets de géothermie BE en France ont été lancés dans les années 80, le plus souvent dans le bassin parisien sur le réservoir du Dogger et pour alimenter des réseaux de chaleur collectifs. Depuis quelques années, la dynamique des projets repart à la hausse, en partie grâce au soutien du Fonds Chaleur, ce qui a permis à 8 nouveaux réseaux de chaleur géothermiques de voir le jour entre 2015-2016 en Île-de-France. Pourtant, la géothermie basse énergie dans l'industrie reste très rare en France (coûts d'investissement élevés, risques projet élevés avant forages mais compensés par le Fonds de garantie, et ressource très localisée). [56]

Là où elle est disponible, une source d'énergie à très faible impact environnemental

La géothermie Basse Energie est une source d'énergie renouvelable constante, avec une empreinte carbone quasi nulle du fait de l'absence de combustible et généralement de pompe à chaleur.

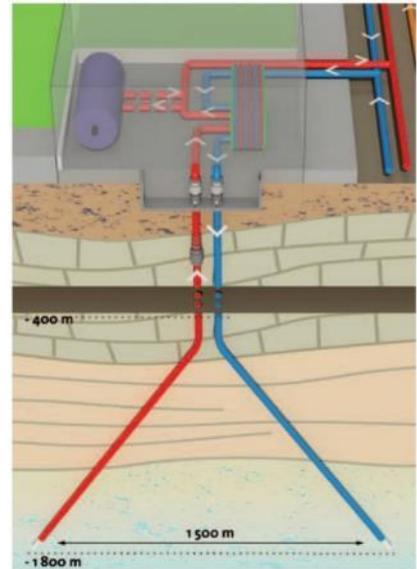


Figure 69 – Doublet de géothermie BE

Solaire thermique

Fonctionnement



Source : ADEME, *Les Exemples à suivre, Nettoyage de cuves de production chez Melvita à Lagorce* (07)

Les systèmes solaires thermiques convertissent l'énergie contenue dans les rayons du soleil en chaleur. Ils se présentent sous forme de panneaux exposés au soleil (le plus souvent installés sur des toitures), et dans lesquels des tubes remplis d'un liquide caloporteur captent la chaleur des rayonnements. Le liquide (eau simple ou mélangée à de l'antigel sous pression) est donc chauffé dans les tubes puis distribué aux équipements utilisant de la chaleur.

La technologie classique de capteurs plans permet de générer de l'eau chaude entre 20 et 40°C pour les capteurs sans vitrage isolant très peu utilisés dans l'industrie et entre 60 et 80°C si la présence d'une vitre ou d'un double vitrage réduit les déperditions thermiques.

Les technologies plus récentes de capteurs à tubes sous vide permettent d'atteindre des températures jusqu'à 120°C. Au-delà de cette température, il est nécessaire de concentrer le rayonnement grâce à des miroirs. Ces technologies à concentration, encore peu matures, ne sont pas considérées dans cette étude.

Les panneaux ou tubes solaires thermiques ont un usage domestique, tertiaire ou industriel et couvrent des besoins en eau chaude sanitaire, chauffage, voire eau chaude de procédés industriels.

Usages



Machine
frigorifique

Le solaire thermique peut être utilisé pour chauffer des fluides à basse et très basse température (20 à 120 °C), ou pour produire du froid.

Production de froid par absorption et adsorption

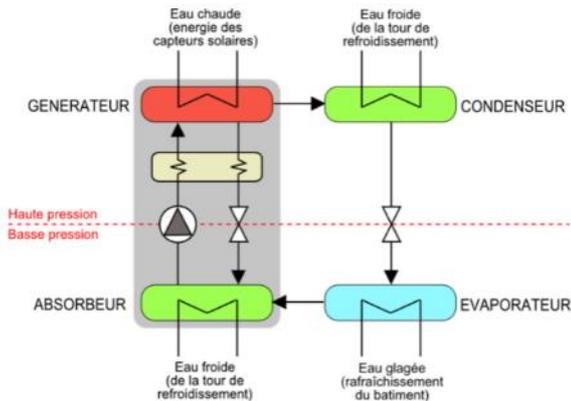


Figure 71 – Principe de fonctionnement d'une machine à absorption [19]

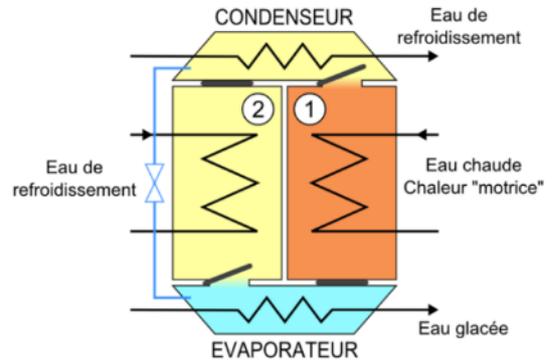


Figure 70 – Principe de fonctionnement d'une machine à adsorption [58]

Les machines frigorifiques servent à abaisser la température d'un fluide, la source froide, grâce à la chaleur d'un autre fluide servant de source chaude dans un cycle thermodynamique.

Les machines dites à **absorption** utilisent un sorbant sous phase liquide et nécessitent une source chaude dont la température est généralement comprise entre 70 et 90°C, et jusqu'à 150°C pour les machines à double effet fonctionnant avec de l'eau surchauffée. Ces machines ont une capacité limitée mais sont largement commercialisées. [51]

Les machines dites à **adsorption** utilisent un sorbant sous phase solide (gel de silicium, zéolite, chlorure de lithium, etc) et fonctionnent avec des températures entre 65 et 80 °C. Elles offrent une capacité frigorifique entre 7kW et 500kW mais sont encore peu présentes sur le marché (quelques centaines de machines dans le monde en 2012). [51]

Les machines à sorption sont encore peu matures et en cours de déploiement, en particulier les machines à adsorption. La recherche et développement se concentre sur les échangeurs de chaleur de ces machines, la maîtrise de l'encrassement (pour une meilleure efficacité et l'utilisation avec des effluents encrassant), le développement de cycles à triple effet (bonne performance et permettent de produire du froid à partir de chaleur à plus haute température, jusqu'à 180°C). [50] [51]

Ces machines offrent des capacités entre 5 kW et plus de 1 000 kW. Seules les machines à double ou triple effet offrent des COP thermiques supérieurs à 1 (puissance froid restituée > puissance chaleur consommée). Dans le cas de l'utilisation de chaleur fatale, la chaleur étant gratuite et disponible, un COP de 0,7 offert par des machines à absorption basiques peut être satisfaisant. Cependant, ces machines ne permettent pas de valoriser des sources de chaleur fatales à basse température (< 65°C). [50] [51] [57]

Afin de comparer les performances avec un groupe froid classique, un COP électrique peut être calculé (énergie thermique produite/énergie électrique consommée), ne prenant pas en compte l'énergie thermique apportée par la chaleur fatale ou le solaire thermique. Des valeurs de COP électrique de 15 à 20 sont ainsi souvent observées.

Les deux avantages de ces machines sont une maintenance à faible coût grâce à l'absence de pièces en mouvement et de compression mécanique, et l'utilisation de fluides de travail non nocifs pour l'environnement. [51] [57]

Les projets intégrant des machines à sorption sont soutenus par l'appel à projet Nouvelles Technologies Emergentes « NTE » de l'ADEME.

L'utilisation des machines à sorption pour le froid solaire

Le froid solaire consiste à utiliser l'énergie du soleil comme source chaude d'un système à sorption pour refroidir de l'air ou de l'eau. Le programme Emergence, soutenu par l'ADEME entre 2009 et 2015, avait pour but de soutenir le développement des installations de climatisation et chauffage solaire via la démonstration. Ce programme a permis l'installation de cinq prototypes de machines à absorption alimentées par des panneaux solaires thermiques. Bien que ces systèmes fonctionnent de manière fiable, leur efficacité plutôt moyenne (COP froid global de 0,6), et leurs coûts importants sont des freins à leur développement. [9] A moins qu'un système de stockage ne soit mis en place, la variabilité de la ressource ne permet de fournir qu'une partie de la production de froid nécessaire à beaucoup de procédés, ce qui peut aussi décourager certains industriels. [57] Néanmoins, sur des sites où les besoins de froids sont couplés à des besoins d'eau chaude par exemple, des rendements élevés de l'installation peuvent être obtenus.

Biogaz

Fonctionnement



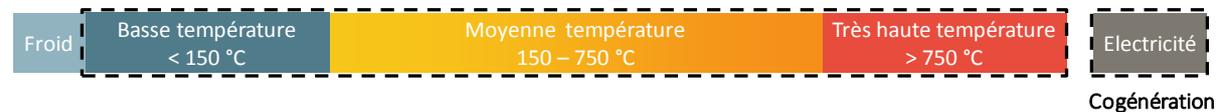
Crédits : Suez, méthaniseur sur site Heineken

Le biogaz est un gaz combustible principalement composé de méthane (CH_4) et de dioxyde de carbone (CO_2). Il est produit au cours d'un processus biologique naturel de dégradation de matière organique en l'absence d'oxygène, appelée digestion anaérobie ou méthanisation. Les éléments non digérés par ce processus sont nommés le digestat. Une large gamme de matières organiques est méthanisable : les déchets verts et déchets d'industries agro-alimentaires, les boues de stations d'épuration, les déjections animales, etc.

La méthanisation peut être provoquée et contrôlée dans un réacteur dédié, nommé digesteur ou méthaniseur. Le biogaz produit peut alors être valorisé sous forme d'électricité et de chaleur dans une turbine ou un moteur à gaz ou bien sous forme de chaleur dans une chaudière ou un four. Après une étape supplémentaire de purification, le biogaz peut aussi être injecté sous forme de méthane dans le réseau de gaz naturel national, on parle alors de biométhane. Cette dernière forme de valorisation n'est pas étudiée ici car ne concerne pas l'autoconsommation.

Cette étude se concentre essentiellement sur les segments industriels et centralisé territorial de la filière biogaz. Ces segments décrivent respectivement des projets biogaz sur site industriel et intégrant des déchets provenant du territoire, du type déchets industriels, effluents, déchets organiques des ménages après tri et collecte séparée, et matières issues d'exploitations agricoles.

Usages



Le biogaz a pour avantage de pouvoir être utilisé pour produire de la chaleur et de l'électricité par cogénération ou de la chaleur uniquement en combustion directe dans des fours ou des chaudières.

Biomasse

Fonctionnement



Credits : Everbal, Chaufferies biomasse sur le site d'Evergnicourt

Avec une première place européenne pour sa surface agricole et 30 % de son territoire en forêts, la France offre une ressource énergétique biomasse de proximité incomparable aux distances parcourues par le fioul ou le gaz.

On entend par biomasse le bois énergie (le bois issu de l'exploitation forestière et non valorisé sous la forme de bois d'œuvre ou bois d'industrie) ainsi que les sous-produits agricoles ou industriels. Les centrales de taille industrielle privilégient comme combustible les plaquettes forestières, les connexes des industries du bois, les sous-produits agricoles et industriels et les produits bois en fin de vie.

La biomasse peut être valorisée directement sous forme de chaleur dans une chaudière ou chaufferie. Généralement, une chaudière d'appoint fonctionnant à l'énergie fossile est prévue pour assurer un complément de puissance pendant les pics de consommation.

Elle peut aussi permettre de produire de l'électricité en cogénération. Les installations de cogénération mettent en œuvre une combustion directe de biomasse au sein d'une chaudière, afin de produire de la vapeur à haute température et à haute pression. Cette vapeur entraîne une turbine qui génère de l'électricité via un alternateur, l'énergie thermique contenue dans la vapeur en sortie de turbine est valorisée directement sous forme de chaleur.

Deux types de turbine à vapeur existent : les turbines à condensation avec extraction et les turbines à contre-pression. L'utilisation d'un fluide de travail organique à travers un cycle organique de Rankine ou ORC (voir encart page 126) est une alternative aux cycles vapeur pour la production d'électricité. Ce dernier peut être plus adapté dans certains cas d'applications très spécifiques (température de vaporisation plus basse, etc.) mais est encore peu utilisé.

La biomasse peut aussi être transformée en gaz combustible à travers un procédé de gazéification. Le syngaz produit est ensuite acheminé jusqu'au brûleur pour fournir de la chaleur de la même façon qu'avec du gaz naturel. Ce procédé est encore peu mature et non inclus dans le périmètre de cette étude.

Usages



La biomasse a pour avantage de pouvoir répondre aux multiples besoins des industriels : elle peut être utilisée pour produire de la vapeur, chauffer de l'eau ou de l'huile thermique (en chaudière), produire de l'électricité (par cogénération) ou en combustion directe pour produire de l'air chaud (dans des fours par exemple).

Les combustibles solides de récupération

Les combustibles solides de récupération (CSR) peuvent être valorisés de la même façon et fournir des industries ou des réseaux de chaleur urbains. Ils sont définis par la norme NF-EN-15359 et regroupent des combustibles solides préparés (soit traités, homogénéisés et améliorés pour atteindre une qualité pouvant faire l'objet d'échanges commerciaux entre les producteurs et les utilisateurs) à partir de déchets non dangereux, utilisés pour la valorisation énergétique dans des usines d'incinération ou de co-incinération, et conformes aux exigences de classification et de spécification de l'EN-15359. Ils sont fabriqués à partir de déchets ménagers, de refus de tri de déchets d'activités économiques, d'emballages et de papiers, d'encombrants de déchetteries, etc. Un appel à projet ENERGIE CSR a été lancé début 2017 pour soutenir la création d'unités de production d'énergie à partir de CSR.

Solaire photovoltaïque

Fonctionnement



Crédits : Centre Marks & Spencer, l'Echo du Solaire

Les systèmes solaires photovoltaïques (PV) convertissent l'énergie du rayonnement solaire en électricité grâce à un matériau semi-conducteur qui, sous l'excitation des photons de la lumière, crée un déplacement d'électrons. Les matériaux semi-conducteurs peuvent être du silicium cristallins (silicium monocristallin et multicristallin), sous forme de couche mince (silicium amorphe, tellure de cadmium), ou encore faits de matière organique. Les matériaux cristallins sont les plus répandus en raison de leur meilleure compétitivité actuelle. Les couches minces ont toutefois des propriétés intéressantes, notamment pour une intégration aux bâtiments (meilleur captage du rayonnement diffus, meilleur comportement à l'échauffement, etc.).

Les systèmes se présentent sous forme de panneaux disposés au sol, sur ombrières ou sur toitures, et sont composés d'un à plusieurs centaines de panneaux. Le courant délivré étant continu, l'installation d'un onduleur est nécessaire pour délivrer un courant alternatif, notamment dans le cas d'une injection de l'électricité sur le réseau.

Les panneaux PV captent les rayonnements solaires direct et diffus. Certains systèmes comme les « trackers », qui font suivre aux panneaux la course du soleil, ou les systèmes à concentration permettent de maximiser les rendements énergétiques.

Usages

Froid	Basse température < 150 °C	Moyenne température 150 – 750 °C	Très haute température > 750 °C	Electricité
-------	-------------------------------	-------------------------------------	------------------------------------	-------------

Les systèmes solaires photovoltaïques sont uniquement utilisés pour produire de l'électricité.

Éolien terrestre

Fonctionnement



Crédits : Parc Le Haut-Corlay (22), ADEME/J. Le Goff

Une éolienne transforme l'énergie cinétique du vent en électricité, grâce à la rotation d'un rotor entraîné par les pales. La productivité de l'éolienne dépend du diamètre du rotor et des conditions de vent (liées à la hauteur du mât, le vent étant plus fort en altitude qu'au niveau du sol, et à la présence éventuelle d'obstacles environnants).

Les modèles les plus répandus sont les éoliennes à axe horizontal à 3 pales, avec rotors à vitesse variable. On distingue trois grandes catégories d'éoliennes :

- Les grandes éoliennes : ce sont celles installées dans les parcs éoliens, elles développent une puissance d'environ 2 MW, ce qui correspond en moyenne en France à la consommation d'environ 2 000 foyers (hors chauffage). Le mât est en général deux fois plus haut que la longueur des pales : de l'ordre de 100 m pour des pales de 50 m pour les éoliennes installées actuellement.
- Les petites éoliennes : elles sont destinées aux sites non reliés au réseau électrique ou cherchant l'autoconsommation. Leur puissance est inférieure à 36 kW. Le mât mesure entre 10 et 35 m.
- Les éoliennes de puissance intermédiaire, ou moyen éolien. Elles sont reliées au réseau électrique, leur puissance est comprise entre 36 kW et 250 kW. La hauteur du mât est inférieure à 50 m.

Les éoliennes standards commencent à produire pour une vitesse de vent de l'ordre de 11 km/h. Pour des vents entre 11 km/h et 40 km/h, la puissance délivrée augmente avec la vitesse de vent, jusqu'à la puissance nominale de la machine. Au-delà de 40 km/h et jusqu'à 90 km/h, les éoliennes continuent à délivrer la puissance nominale. Au-delà de 90 km/h, elles sont arrêtées par souci de sécurité et de protection du matériel. Cependant, quel que soit le niveau de production, les éoliennes connectées au réseau électrique doivent maintenir une qualité constante du courant (en termes de fréquence, de tension, etc.).

Usages

Froid	Basse température < 150 °C	Moyenne température 150 – 750 °C	Très haute température > 750 °C	Electricité
-------	-------------------------------	-------------------------------------	------------------------------------	-------------

Les éoliennes sont uniquement utilisées pour produire de l'électricité.

Références bibliographiques

- [1] ADEME, «Climat, Air et Energie - Chiffres clés - Edition 2016,» 2017.
- [2] IEA-RETD, «Fostering renewable energy integration in the industry,» IEA RE Technology Deployment Collaboration Programme (IEA RETD TCP), Utrecht, 2017.
- [3] IRENA, «Renewable Energy in Manufacturing : a Technology Roadmap for REmap 2030,» 2014.
- [4] ADEME, «La chaleur fatale, édition 2017».
- [5] «Document de référence sur les meilleures techniques - Fabrication des céramiques,» 2007.
- [6] Forging Industry Association, «About forging - Types of forging processes,» [En ligne]. Available: www.forging.org. [Accès le Juin 2017].
- [7] P. Barthe, M. Chaugny, S. Roudier et L. Delgado Sancho, «Best Available Techniques (BAT) Reference Document for the Refining of Mineral Oil and Gas,» 2015.
- [8] K. Raunkjær Stubdrup, P. Karlis, S. Roudier et L. Delgado Sancho, «Best Available Techniques (BAT) Reference Document for the Production of Wood-based Panels,» 2016.
- [9] *Retours d'expériences de l'ADEME.*
- [10] Source ADEME.
- [11] AFPG, «Géothermie assistée par pompe à chaleur - Etude technico-économique,» 2014.
- [12] ADEME, «Coûts des énergies renouvelables en France - Edition 2016,» 2016.
- [13] Y. COURTOIS, «Analyse économique et financière d'unités de méthanisation en France et perspectives de développement de la filière biogaz,» ADEME, 2016.
- [14] ADEME, «Etude sur la filière éolienne française : bilan, prospective et stratégie,» 2017.
- [15] ADEME, «Fiche de référence n°36, Comment économiser l'énergie thermique à partir de l'analyse des besoins et des excédents d'énergie».
- [16] CETIAT, «Les procédés de séchage dans l'industrie,» 2017.
- [17] ADEME, «Centre de ressources sur les bilans de gaz à effet de serre,» [En ligne]. Available: <http://www.bilans-ges.ademe.fr/>. [Accès le 2017].

- [18] *Amortissement dégressif ou exceptionnel des matériels destinés à économiser l'énergie et des équipements de production d'énergies renouvelables, Code Général des Impôts, Livre premier, Première partie, Titre premier, Chapitre premier, Section I, Article 2.*
- [19] BPI France, «Prêt vert,» 2017. [En ligne]. Available: www.bpifrance.fr/Toutes-nos-solutions/Prets/Prets-thematiques/Pret-Vert.
- [20] Carbon Trust, «Heat Recovery – A guide to key systems and applications,» 2011.
- [21] Carbon Trust, «How to implement heat recovery in refrigeration».
- [22] Ministère de la Transition écologique et solidaire, «Catalogue complet opérations standardisées (Arr 25)».
- [23] CETIAT, «Récupération de chaleur fatale industrielle des économies d'énergie à la clé,» [En ligne]. Available: www.recuperation-chaleur.fr. [Accès le Juin 2017].
- [24] AFPG, «Nos références en région,» 2017. [En ligne]. Available: www.afpg.asso.fr/nos-actions/nos-references-en-region/.
- [25] ADEME, «Chauffer et rafraîchir avec une énergie renouvelable, Géothermie Très Basse Energie,» 2017.
- [26] Ministère de la Transition écologique et solidaire, «Cadre législatif et réglementaire pour les gîtes géothermiques,» 2017. [En ligne].
- [27] ADEME & BRGM, «Géothermie Perspectives - Garantie AQUAPAC,» 2017. [En ligne].
- [28] IRENA, «Solar Heat for Industrial Processes, Technology Brief,» 2015.
- [29] SolarPayback, «Solar Heat for Industry,» 2017.
- [30] ENEA Consulting pour l'ADEME Bretagne, «Les moyens de production d'énergie électriques et thermiques,» 2014.
- [31] ADEME, «Entreprises et monde agricole, chauffage et eau chaude sanitaire, Les aides spécifiques,» 2017.
- [32] GRDF, GRTgaz, SPEGNN, SER, TIGF, «Panorama du gaz renouvelable en 2016,» 2016.
- [33] SINOE déchets, «Carte des unités de méthanisation et de biogaz,» 2017. [En ligne].

- [34] Y. Courtois, «Analyse économique et financière d'unités de méthanisation en France et perspectives de développement de la filière biogaz,» ADEME, 2016.
- [35] ENEA Consulting, «Le Biométhane, Enjeux et solutions techniques,» 2012.
- [36] Club ATEE Biogaz, «Etat des lieux de la filière biogaz en France - Les freins à lever pour consolider une filière prometteuse,» 2015.
- [37] Ministère de la Transition écologique et solidaire, «Biogaz, cadre réglementaire et dispositifs d'accompagnement,» 2017. [En ligne].
- [38] SOLAGRO, ADEME, «Etude des gisements potentiels de substrats utilisables en méthanisation,» 2013.
- [39] ADEME & GrDF, «Analyse du Cycle de Vie des modes de valorisation énergétique du biogaz issu de méthanisation de la Fraction Fermentes cible des Ordures Ménagères collectée sélectivement en France,» 2007.
- [40] CIBE, «Recensement des installations au bois - Données 2017,» 2017.
- [41] ADEME, «Le Bois Energie,» 2016.
- [42] Observ'ER, «Le Baromètre 2016 des énergies renouvelables en France».
- [43] Ministère de la Transition écologique et solidaire, «Outils de soutien aux énergies renouvelables thermiques dans les secteurs résidentiel collectif, tertiaire, agriculture et industrie,» 2017. [En ligne].
- [44] Photovoltaïque.info, «Du point de vue de la réglementation,» 2017. [En ligne]. Available: <http://www.photovoltaïque.info/Du-point-de-vue-de-la.html>.
- [45] ADEME, «Produire de l'électricité grâce à l'énergie solaire,» 2016.
- [46] RTE, SER, Enedis, ADEeF, «Panorama de l'électricité renouvelable au 31 Mars 2017,» 2017.
- [47] Ministère de la Transition écologique et solidaire, «Solaire, cadre réglementaire,» 2017. [En ligne].
- [48] Ministère de la Transition écologique et solidaire, «L'éolien terrestre, cadre réglementaire,» 2017. [En ligne].
- [49] CETIAT – EDF – UNGDA, «Technologies de récupération de chaleur,» 2015.

- [50] Energie 2020, «Etat de l'art : valorisation des énergies fatales industrielles, chaleur basse température,» 2016.
- [51] RECORD, «Procédés de récupération et valorisation des énergies à bas niveau de température,» 2012.
- [52] Trianon Echangeur, «Brochure, Trianon Echangeur,» 2017. [En ligne].
- [53] Enertime, «Module ORCHID installé dans la fonderie FMGC,» 2017. [En ligne]. Available: www.enertime.com/fr/references/module-orc1-mw-fmgc-france.
- [54] ADEME, «Etude sur l'analyse économique des installations de cogénération biomasse en Europe,» 2011.
- [55] ADEME, «Guide du Maître d'Ouvrage, La géothermie et les réseaux de chaleur, Guide technique,» 2010.
- [56] AFPG, «La géothermie en France, Etude du marché en 2015,» 2015.
- [57] Prioriterre, «Economiser sur les groupes de froid,» 2009.
- [58] ANR, TECSOL, MéGoPICS , «Machines frigorifiques à sorption».

Index des tableaux et figures

Tableaux (i)

Tableau 1	Hypothèses et coûts de production de projets types de récupération sur buées de séchage.....	27
Tableau 2	Détails des postes de coûts d'un projet de récupération sur condenseurs et désurchauffeurs de groupes froids [8]	28
Tableau 3	Hypothèses et coût de production de chaleur à partir de l'installation d'économiseurs sur chaudières à vapeur	29
Tableau 4	Hypothèses et coûts de production totaux d'ORC sur de la récupération de fumées de four en France [8].....	29
Tableau 5	Coûts d'investissement et de maintenance des pompes à chaleur géothermiques par gamme de puissance [9]	30
Tableau 6	Hypothèses et coûts de production de la géothermie TBE en industrie en France [10] [11] [9] ...	31
Tableau 7	Hypothèses et coûts de production du solaire thermique en industrie en France [10] [11]	32
Tableau 8	Hypothèses et coûts de production de la filière biogaz en industrie en France [8]	33
Tableau 9	Hypothèses et coûts de production de la filière biomasse en industrie en France [10] [8]	34
Tableau 10	Hypothèses et coûts de production du solaire photovoltaïque en industrie en France [8]	35
Tableau 11	Hypothèses et coûts de production du grand éolien terrestre en France [10]	37

Figures(i)

Figure 1	Consommation d'énergie finale dans l'industrie en France par secteur industriel [1].....	7
Figure 2	Gisement de chaleur fatale dans l'industrie [1].....	8
Figure 3	Bilan thermique, en régime permanent, d'un four à combustible [3].....	9
Figure 4	Répartition de la consommation énergétique dans l'industrie française selon le type de ressource énergétique, 2014, [1]	9
Figure 5	Part des EnR dans la consommation énergétique de l'industrie en France [1]	10
Figure 6	Gisement potentiel de chaleur fatale dans l'industrie [3]	11
Figure 7	Périmètre de l'étude.....	12
Figure 8	Vue résumée de la cartographie des EnR&R par secteur industriel (le solaire thermique à concentration*, la géothermie avec PAC Très Haute Température* (partie hachurée), ainsi que la géothermie Basse et Moyenne Energie** sont présentées dans la cartographie mais ne sont pas approfondies dans cette étude.)	15
Figure 9	Zoom sur les usages couverts par les EnR&R aux basses températures.....	15
Figure 10	Energies renouvelables et de récupération à priori adaptées pour la production d'eau chaude sanitaire, le chauffage des locaux, la climatisation et le fonctionnement des équipements électriques	16
Figure 11	Energies renouvelables et de récupération à priori adaptées aux principaux procédés du secteur des équipementiers et assembleurs.....	17
Figure 12	Energies renouvelables et de récupération à priori adaptées aux principaux procédés du secteur de la fabrication de ciment, de chaux et de plâtre	17
Figure 13	Energies renouvelables et de récupération à priori adaptées aux principaux procédés du secteur de la fabrication de produits en caoutchouc et en plastique	18
Figure 14	Energies renouvelables et de récupération à priori adaptées aux principaux procédés du secteur de la fabrication de produits en céramique et en terre cuite	18
Figure 15	Energies renouvelables et de récupération à priori adaptées aux principaux procédés du secteur de la fabrication de textiles	19
Figure 16	Energies renouvelables et de récupération à priori adaptées aux principaux procédés du secteur de la fabrication de verre et d'articles en verre	20
Figure 17	Energies renouvelables et de récupération à priori adaptées aux principaux procédés de l'industrie alimentaire	21

Figure 18	Energies renouvelables et de récupération à priori adaptées aux principaux procédés de l'industrie du papier et du carton.....	22
Figure 19	Energies renouvelables et de récupération à priori adaptées aux principaux procédés du secteur de la forge et fonderie.....	23
Figure 20	Energies renouvelables et de récupération à priori adaptées aux principaux procédés du secteur du raffinage.....	23
Figure 21	Energies renouvelables et de récupération à priori adaptées aux principaux procédés du secteur du travail du bois.....	24
Figure 22	Comparaison des coûts complets de production des énergies renouvelables et de récupération dans l'industrie en France.....	26
Figure 23	Coûts de production moyens d'un projet de récupération de chaleur sur buées de séchage selon le taux d'actualisation.....	27
Figure 24	Evolution des coûts d'investissement des projets d'installation d'économiseurs sur chaudières à vapeur (Retours d'expérience) [8].....	28
Figure 25	Coûts de production totaux d'ORC sur de la récupération de fumées de four selon le taux d'actualisation.....	30
Figure 26	Coûts de production de la géothermie TBE en industrie selon le taux d'actualisation.....	31
Figure 27	Coûts de production du solaire thermique en industrie selon le taux d'actualisation.....	32
Figure 28	Coûts de production de la filière biogaz en industrie selon le taux d'actualisation.....	33
Figure 29	Coûts de production de la filière biomasse en industrie selon le taux d'actualisation.....	34
Figure 30	Coûts de production du solaire photovoltaïque en industrie selon le taux d'actualisation.....	35
Figure 31	Vitesse de vent moyenne au moyeu en France.....	36
Figure 32	Coûts de production du grand éolien terrestre en France selon le taux d'actualisation.....	37
Figure 33	Productivité moyenne photovoltaïque en France.....	57
Figure 34	Quatre facteurs clefs ressortent de l'étude des forces et faiblesses des EnR&R (Remarque : l'indicateur « disponibilité et accessibilité de la ressource » doit être pris de manière relative par rapport aux énergies conventionnelles de référence (gaz et électricité du réseau)).....	61
Figure 35	Technologies concernées par les 10 études de cas.....	63
Figure 36	Solutions EnR&R apportées aux besoins énergétiques du site.....	65
Figure 37	Schéma de principe général d'une pompe à chaleur sur nappe.....	66
Figure 38	Schéma de principe des installations géothermie et thermofrigopompe chez CAP.....	67
Figure 39	Schéma de principe des installations de récupération de chaleur sur le site de L'Oréal - CAP.....	67
Figure 40	Solutions EnR&R apportées aux besoins énergétiques du site.....	71
Figure 41	Schéma de principe de l'installation de production d'eau chaude de la SARL Cavet - Picodons....	72
Figure 42	Représentation des potentiels de récupération de chaleur dans un cycle frigorifique.....	73
Figure 43	Solutions EnR&R apportées aux besoins énergétiques du site.....	78
Figure 44	Principe de fonctionnement d'une machine frigorifique à absorption.....	78
Figure 45	Procédé de production, Source : Toray Carbon Fibers Europe.....	79
Figure 46	Solutions EnR&R apportées aux besoins énergétiques du site.....	82
Figure 47	Schéma de l'installation de méthanisation avec cogénération assortie d'un système ORC chez Ker Noé.....	83
Figure 48	Solutions EnR&R apportées aux besoins énergétiques du site.....	87
Figure 49	Sécherie machine à papier PM8.....	88
Figure 50	Récupération de chaleur sur la machine à papier PM9 et amélioration de la production de biogaz.....	89
Figure 51	Schéma de production vapeur sur la plateforme de Roussillon. © G.I.E OSIRIS.....	93
Figure 52	Solutions EnR&R apportées aux besoins énergétiques du site.....	94
Figure 53	Schéma de principe général chaudière biomasse ROBIN.....	95
Figure 54	Schéma installation incinérateur Trédi.....	96
Figure 55	Solutions EnR&R apportées aux besoins énergétiques du site.....	99
Figure 56	Schéma de principe général installation PV.....	100
Figure 57	Solutions EnR&R apportées aux besoins énergétiques du site.....	104
Figure 58	Schéma de principe général installation PV.....	105
Figure 59	Solutions EnR&R apportées aux besoins énergétiques du site.....	109
Figure 60	Schéma de l'installation biomasse et séchage des sciures.....	110
Figure 61	Schéma de l'installation biomasse et séchage des sciures.....	110
Figure 62	Solutions EnR&R apportées aux besoins énergétiques du site.....	114

Figure 63	Schéma de principe de l'unité de méthanisation sur la distillerie du site d'Artenay	116
Figure 64	Principe de fonctionnement d'une PAC.....	124
Figure 65	Schéma simplifié d'une machine ORC	126
Figure 66	Géothermie TBE sur champ de sondes.....	128
Figure 67	Géothermie TBE sur aquifère	128
Figure 68	Carte des ressources géothermiques en France (BRGM)	129
Figure 69	Doublet de géothermie BE	130
Figure 70	Principe de fonctionnement d'une machine à adsorption [19].....	132
Figure 71	Principe de fonctionnement d'une machine à absorption [19].....	132

Sigles et acronymes

ADEME	Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie
AFPG	Association Française des Professionnels de la Géothermie
BE	Basse Energie
BREF	Document de référence sur les meilleures technologies disponibles (Best available techniques REference document)
BRGM	Bureau de Recherches Géologiques et Minières
CAPEX	Capital Expenditure (coûts d'investissement)
CEE	Certificats d'Économie d'Énergie
CETIAT	Centre Technique des Industries Aérauliques et Thermiques
CO₂	Dioxyde de carbone
COP	Coefficient de Performance
CRE	Commission Régulation de l'Énergie
CSR	Combustion Solide de Récupération
ECS	Eau Chaude Sanitaire
EnR	Énergie renouvelable
EnR&R	Énergies renouvelables et de récupération
GF	Groupe Froid/Frigorifique
ICPE	Installation Classée pour la Protection de l'Environnement
IRENA	International Renewable Energy Agency
Mtep	Megatonned'équivalent pétrole
kW	kilo Watt
kWh	kilo Watt.heure

LCOE	Levelized Cost of Electricity (coût actualisé de l'électricité)
LCOH	Levelized Cost of Heat (coût actualisé de la chaleur)
MWh	Mega Watt.heure
NAF	Nomenclature d'Activités Françaises
OPEX	Operational Expenditure (coûts d'exploitation)
ORC	Organic Rankine Cycle
PAC	Pompe à Chaleur
PCI	Pouvoir Calorifique Inférieur
PPE	Programmation Pluriannuelle de l'Énergie
PV	Photovoltaïque
SER	Syndicats des Énergies Renouvelables
TBE	Très Basse Énergie
TWh	Tera Watt.heure

Définitions

Chaleur fatale : Selon la PPE : « Par chaleur fatale, on entend une production de chaleur dérivée d'un site de production, qui n'en constitue pas l'objet premier, et qui, de ce fait, n'est pas nécessairement récupérée. ». La chaleur fatale n'est pas considérée comme une énergie renouvelable, elle est appelée énergie de récupération. La chaleur issue de la cogénération n'est pas considérée comme une chaleur de récupération selon le bulletin officiel BOI 3-C-107 n°32 du 8 mars 2007.

Énergie renouvelable : comprennent d'une part les énergies renouvelables dites électriques (électricité hydraulique, éolienne, marémotrice, photovoltaïque et géothermie à haute température), et d'autre part, les énergies renouvelables dites thermiques (bois-énergie, géothermie valorisée sous forme de chaleur, solaire thermique, valorisation énergétique des résidus agricoles et agroalimentaires, biogaz, biocarburants et pompes à chaleur).

Énergie de récupération : chaleur fatale valorisée en interne ou en externe

Intensité énergétique : ratio entre une consommation énergétique et une variable économique (le plus souvent PIB) permettant de mesurer l'efficacité énergétique d'un point de vue économique.

L'ADEME EN BREF

L'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie (ADEME) participe à la mise en œuvre des politiques publiques dans les domaines de l'environnement, de l'énergie et du développement durable. Elle met ses capacités d'expertise et de conseil à disposition des entreprises, des collectivités locales, des pouvoirs publics et du grand public, afin de leur permettre de progresser dans leur démarche environnementale. L'Agence aide en outre au financement de projets, de la recherche à la mise en œuvre et ce, dans les domaines suivants : la gestion des déchets, la préservation des sols, l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables, les économies de matières premières, la qualité de l'air, la lutte contre le bruit, la transition vers l'économie circulaire et la lutte contre le gaspillage alimentaire.

L'ADEME est un établissement public sous la tutelle conjointe du ministère de la Transition Écologique et Solidaire et du ministère de l'Enseignement Supérieur, de la Recherche et de l'Innovation.

LES COLLECTIONS DE L'ADEME



ILS L'ONT FAIT

L'ADEME catalyseur : Les acteurs témoignent de leurs expériences et partagent leur savoir-faire.



EXPERTISES

L'ADEME expert : Elle rend compte des résultats de recherches, études et réalisations collectives menées sous son regard.



FAITS ET CHIFFRES

L'ADEME référent : Elle fournit des analyses objectives à partir d'indicateurs chiffrés régulièrement mis à jour.



CLÉS POUR AGIR

L'ADEME facilitateur : Elle élabore des guides pratiques pour aider les acteurs à mettre en œuvre leurs projets de façon méthodique et/ou en conformité avec la réglementation.



HORIZONS

L'ADEME tournée vers l'avenir : Elle propose une vision prospective et réaliste des enjeux de la transition énergétique et écologique, pour un futur désirable à construire ensemble.



INTEGRATION DES ENERGIES RENOUVELABLES ET DE RECUPERATION DANS L'INDUSTRIE

A chaque secteur ses solutions

De nombreuses technologies d'Energies Renouvelables et de Récupération (EnR&R), relativement matures existent, permettant de produire et d'auto-consommer de l'énergie sur un site industriel, que ce soit de la chaleur ou de l'électricité. Avec l'aide des mécanismes de soutien (CEE, Fonds Chaleur, Appels d'Offre CRE ou autres dispositifs fiscaux), investir sur des EnR&R peut s'avérer rentable sur le long terme dans de très nombreux cas, ces projets permettant par ailleurs de réduire les émissions de CO₂ et de développer une image d'entreprise responsable.

Même si les technologies EnR&R ne sont pas forcément faciles à intégrer, ou à exploiter, l'ensemble de ces difficultés (techniques, contractuelles, économiques) peuvent être surmontées. C'est ce que les études de cas ont pu clairement révéler, surtout quand on associe les technologies EnR&R avec les solutions conventionnelles. En effet, alors qu'elles apparaissent implicitement dans une situation de concurrence les unes par rapport aux autres, ces technologies doivent surtout être considérées comme complémentaires les unes des autres, les forces des unes contrebalançant les faiblesses des autres.

Cette étude présente l'ensemble des possibilités offertes aux industriels par les technologies d'énergies renouvelables et de récupération (EnR&R).

En fonction des besoins unitaires détaillés par secteur industriel, et notamment identifiés en termes de niveau de température et de flexibilité, plusieurs solutions sont parfois possibles.

