

# Potentiel d'amélioration de la valorisation énergétique des déchets par utilisation de cycles vapeur en chaudières supercritiques

*Etude bibliographique et entretiens d'experts*



**POTENTIEL D'AMELIORATION DE LA VALORISATION  
ENERGETIQUE DES DECHETS PAR UTILISATION DE CYCLES  
VAPEUR EN CHAUDIERES SUPERCRITIQUES**

**ETUDE BIBLIOGRAPHIQUE ET ENTRETIENS D'EXPERTS**

**RAPPORT FINAL**

**décembre 2019**

**B. LEGROS** – Innovation Fluides Supercritiques  
**C. CHUBILLEAU** – Inovertis  
**F. PONCELET** – Panabee



**INOVERTIS**  
*Technologies progress*



Créée en 1989 à l'initiative du Ministère en charge de l'Environnement, l'association RECORD – REseau COopératif de Recherche sur les Déchets et l'Environnement – est le fruit d'une triple coopération entre industriels, pouvoirs publics et chercheurs. L'objectif principal de RECORD est le financement et la réalisation d'études et de recherches dans le domaine des déchets et des pollutions industrielles.

Les membres de ce réseau (groupes industriels et organismes publics) définissent collégalement des programmes d'études et de recherche adaptés à leurs besoins. Ces programmes sont ensuite confiés à des laboratoires publics ou privés.

**Avertissement :**

Les rapports ont été établis au vu des données scientifiques et techniques et d'un cadre réglementaire et normatif en vigueur à la date de l'édition des documents.

Ces documents comprennent des propositions ou des recommandations qui n'engagent que leurs auteurs. Sauf mention contraire, ils n'ont pas vocation à représenter l'avis des membres de RECORD.

- ✓ Pour toute reprise d'informations contenues dans ce document, l'utilisateur aura l'obligation de citer le rapport sous la référence :  
**RECORD**, Potentiel d'amélioration de la valorisation énergétique des déchets par utilisation de cycles vapeur en chaudières supercritiques. Etude bibliographique et entretiens d'experts, 2019, 65 p, n°18-0253/1A
- ✓ Ces travaux ont reçu le soutien de l'ADEME (Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie)  
[www.ademe.fr](http://www.ademe.fr)

**Comité de suivi de l'étude :**

Gérard ANTONINI – RECORD, Bénédicte COUFFIGNAL – RECORD, Laurent FEBVAY-CHOFFEL – Séche Environnement, Sébastien GROS – EDF, Sandra LE BASTARD et Marie APRIL – ADEME

© RECORD, 2019

## RESUME

Les technologies supercritiques actuellement mises en œuvre dans les chaudières des centrales à charbon de grande capacité permettent d'augmenter les rendements des cycles vapeur et donc l'efficacité énergétique. La présente étude s'intéresse au potentiel de transfert de cette technologie vers des installations de traitement thermique des déchets.

Les principaux verrous bloquant ce transfert sont :

- l'augmentation des contraintes mécaniques (conditions de pression et température plus élevées) => augmentation des coûts d'investissement
- l'augmentation de la sévérité et de la diversité des phénomènes de corrosion (milieu eau supercritique / incinérateur) => augmentation des coûts de fonctionnement
- l'adaptation des équipements de conversion énergétique en particulier le dimensionnement des turbines à des installations de plus faibles capacités. => limitation technique

Le panorama mondial des centrales montre que les installations supercritiques sont toutes des installations de forte puissance constituées d'une ou plusieurs chaudières de 500 à 1 000 MW d'électricité en moyenne. L'alimentation de ces systèmes requiert donc des matières possédant un contenu énergétique élevé et un coût relativement bas pour assurer une balance économique positive. Le surcoût engendré par le recours au cycle eau supercritique n'est pas justifié par le gain d'efficacité attendu pour la gamme de puissance des installations de valorisation énergétique des déchets.

L'étude a permis d'identifier une technologie plus flexible qui pourrait être appliquée aux centrales énergétiques de faible ou moyenne capacité : Les cycles CO<sub>2</sub> supercritique. Combinant les avantages des cycles de Rankine (liquide/vapeur) et de Brayton (gaz), ils devraient permettre de réaliser des installations plus compactes et compatibles avec le captage du CO<sub>2</sub>. Cette technologie est en cours de développement.

MOTS CLES : Cycles vapeur supercritique, valorisation énergétique, déchets, CO<sub>2</sub> supercritique;

---

## SUMMARY

Supercritical technologies currently used in boilers in large coal-fired power plants can increase steam cycle efficiencies and thus energy yields. This study focuses on the potential for the transfer of this technology to waste incinerator-type facilities.

The main technological keys limiting this transfer are:

- increase of mechanical stress (higher pressure and temperature conditions) => increase investment costs
- increase of the severity and diversity of corrosion phenomena (supercritical water environment / incinerator) => increase in operating costs
- the adaptation of energy conversion equipment, in particular the sizing of turbines for smaller capacity installations. => technical limitation

The global overview of power plants shows that supercritical installations are all high-power installations consisting of one or more boilers of 500 to 1,000 MW of electricity on average. The supply of these systems therefore requires materials with a high energy content and a relatively low cost to ensure a positive economic balance.

The additional cost generated by the implementation of supercritical cycles is not justified by the expected efficiency gain for the power range of waste-to-energy installations.

The study identified a more flexible technology that could be applied to low and medium capacity power plants: Supercritical CO<sub>2</sub> cycles. Combining the advantages of the Rankine (liquid/steam) and Brayton (gas) cycles, they should make it possible to build more compact installations that are compatible with CO<sub>2</sub> capture. This technology is under development.

KEY WORDS : Supercritical steam cycles, waste energy recovery, waste, supercritical CO<sub>2</sub>

## **SOMMAIRE**

Introduction.....	9
1. Etude bibliographique .....	11
1.1 L'eau supercritique (ou hypercritique) .....	11
1.1.1 Définitions et propriétés .....	11
1.1.2 Applications .....	12
1.2 Principe général des chaudières vapeur .....	13
1.2.1 Les cycles vapeur .....	13
1.2.2 Description du fonctionnement des chaudières vapeur (conventionnelles et supercritiques)	16
1.3 Corrosion des matériaux.....	19
1.3.1 Stratégie de management de la corrosion .....	19
1.3.2 Mécanismes de corrosion .....	20
1.3.3 Corrosion en milieu eau supercritique .....	23
1.3.4 Corrosion en milieu incinérateur .....	24
1.4 Quels matériaux pour des applications cycle supercritique / incinérateurs .....	26
1.4.1 Eléments d'alliage pour choix de matériaux.....	27
1.4.2 Traitement de surface pour applications haute température .....	27
1.4.3 Exemples de matériaux constituant une chaudière supercritique .....	27
1.4.4 Exemple d'impact des contraintes de corrosion sur le surcoût des installations .....	29
1.4.5 Impact des contraintes mécaniques sur les épaisseurs de matériaux .....	29
2. Panorama mondial des installations supercritiques industrielles .....	35
2.1 Méthodologie .....	35
2.1.1 Identification des fournisseurs .....	35
2.1.2 Identification des procédés et description simplifiée .....	36
2.2 Référencement des installations supercritiques .....	37
2.2.1 Présentation du tableau .....	37
2.2.2 Synthèse des principaux éléments du benchmark .....	37
3. Identification des verrous technologiques et discussions .....	47
3.1 Dimensionnement des turbines.....	47
3.2 Cycles de Brayton – CO <sub>2</sub> supercritique .....	48
3.2.1 Introduction .....	48
3.2.2 Description de la technologie.....	48
3.2.3 Projets de démonstrateurs.....	50
3.2.4 Domaines d'application .....	51
3.3 Amélioration d'un rendement déjà élevé ? (Cas Lahti) .....	51
3.4 Quel coût environnemental pour quelle technologie .....	52
3.5 Captage, utilisation ou séquestration du carbone .....	54
4. Vision des acteurs de terrain .....	57
4.1 La corrosion .....	57
4.1.1 Présentation des experts .....	57
4.1.2 Les questions posées .....	58
4.1.3 Les matériaux en milieu supercritique .....	58
4.1.4 Retours d'expériences industriels.....	59
4.1.5 Concernant les incinérateurs.....	60
4.2 Fournisseur d'énergie .....	60
4.2.1 Eau supercritique.....	60
4.2.2 Technologie CO <sub>2</sub> supercritique et technologies alternatives.....	61
4.3 Recherche et développement .....	63
4.3.1 Questions posées .....	63
4.3.2 Avis général sur les chaudières supercritiques .....	64
4.3.3 Avis sur le marché Européen .....	64
4.3.4 Applications à la valorisation des déchets.....	64
4.3.5 Principaux sujets de R&D .....	64
4.4 Synthèse des avis d'experts .....	64
Conclusion.....	65

## GLOSSAIRE

°C	Degré Celcius
µm	Micromètre
ADEME	Agence de l'Environnement et de la Maitrise de l'Energie
AIE	Agence Internationale de l'Energie
atm	Atmosphère (pression)
BEE	Belgian Eco Energy NV/SA
CAPEX	capital expenditure
CEA	Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives
CLC	Chemical Loop Combustion
CHEERS	Chinese-European Emission-Reducing Solutions
DMX™	Procédé DMX captage du CO <sub>2</sub>
EDF	Electricité de France
Groupe MDEE	groupe Mécanique des Fluides, Energie et Environnement (EDF)
GWe	Gigawatt électrique
IFPEN	Institut Français du Pétrole Energies Nouvelles
INSTN	Institut national des sciences et technologies nucléaires
MECM	Materials Engineering and Corrosion Management
MPa	Mégapascal
Mtep	Million de tonne équivalent pétrole
MW	MégaWatt
MWe	MégaWatt électrique
MWth	MégaWatt thermique
NETL	<i>National Energy Technology Laboratory</i> à Pittsburgh
OPEX	operational expenditure
OTSG	Once-Through Steam Generator (chaudières)
OVH	Oxydation Voie Humide
P	Pression
ppmv	partie par million en volume
RESC	Réacteurs à Eau Supercritique
SC	Supercritique
U-SC	Ultra-supercritique
SCWR	SuperCritical Water Reactor
T	Température
TWh	Térawatt-heure
UIOM	Unité d'Incinération des Ordures Ménagères
WCO	World Corrosion Organisation
3D	DMX™ Demonstration in Dunkirk

## TABLE DES FIGURES :

Figure 1 : Diagramme de phase de l'eau <sup>1</sup> .....	11
Figure 2 : Propriétés de l'eau supercritique (Masse volumique / Capacité calorifique). a) Masse volumique de l'eau en fonction de la température et de la pression. b) Capacité calorifique à pression constante de l'eau en fonction de la température et de la pression. ....	12
Figure 3 : Propriétés de l'eau supercritique (permittivité / pH). a) permittivité relative de l'eau en fonction de la température et de la pression. b) pH de l'eau en fonction de la température et de la pression. ...	12
Figure 4 : Schéma simplifié production énergie .....	13
Figure 5 : Cycle de Rankine .....	14
Figure 6 : Cycle de Hirn avec surchauffe <sup>4</sup> .....	15
Figure 7 : Cycle de Hirn avec resurchauffe <sup>4</sup> .....	15
Figure 8 : Cycle supercritique <sup>4</sup> .....	16
Figure 9 : Vue 3D de la centrale RDK8 - Image credit: GE Power.....	17
Figure 10 : Vue extérieure de la centrale charbon supercritique RDK8 .....	18
Figure 11 : Représentation schématique des différentes étapes de la piqûration, depuis la rupture initiale du film passif jusqu'au dommage macroscopique. Le PGR (Pit Generation Rate) désigne la fréquence d'apparition des piqûres stables. ....	21
Figure 12 : Schéma de développement d'une piqûre amorcée (représentation pour un métal divalent (a) production des cations et enrichissement local en chlorures (b) creusement de la piqûre et acidification (c) formation d'un film salin <sup>44</sup> .....	21
Figure 13 : Les principaux problèmes de corrosion rencontrés dans les incinérateurs (conventionnels) .....	26
Figure 14 : Procédé Benson.....	36
Figure 15 : Procédé Sulzer.....	37
Figure 16 : Classement des installations par fournisseur .....	38
Figure 17 : Classement des installations référencées par intrant .....	38
Figure 18 : Classement des installations référencées par puissance de chaudière .....	39
Figure 19 : Répartition des installations par pays et par intrant .....	40
Figure 20 : Implantation du projet de centrale biomasse de Gand (215 MWe).....	43
Figure 21 : Classement des installations par date de mise en route.....	43
Figure 22 : Puissance installées cumulées par région géographique .....	44
Figure 23 : Evolution de l'investissement selon la capacité de production électrique .....	45
Figure 24 : Schéma de turbine haute pression Alstom à rotor 10 % Cr-Acier pour les parties les plus chaudes (a) simple flux (b) double flux .....	47
Figure 25 : Turbine haute pression (a) simple flux (b) double flux .....	47
Figure 26 : Les turbomachines à CO <sub>2</sub> supercritique peuvent représenter un dixième de la taille des équipements conventionnels (image Gampe, spura 2016 TU Dresden).....	49
Figure 27 : Schéma de principe.....	49
Figure 28 : Vue schématique de l'installation Lahti Energia - Valmet Power.....	51
Figure 29 : Répartition des chaudières charbon en Inde <sup>97</sup> .....	53
Figure 30 : Impact environnemental global (Score Unique) de la production conventionnelle ou supercritique d'1 kWh en Afrique du Sud .....	54
Figure 31 : Objectif de réduction d'émissions de CO <sub>2</sub> , scénario SDS de l'IEA .....	55
Figure 32 : De 1970 à nos jours, projets CSS à grande échelle développés et leur capacité cumulée d'injection de CO <sub>2</sub> .....	55

## TABLE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Différence entre les systèmes conventionnel, SC et Ultra-SC en termes de pression, température et rendement (Charbon) .....	17
Tableau 2 : Matériaux utilisés pour les tubes des installations supercritique (300 bar/600°C-620°C) ..	28
Tableau 3 : Comparaison des matériaux des installations sous-critique et supercritique .....	28
Tableau 4 : Comparaison des propriétés mécaniques pour les matériaux de surchauffeur et resurchauffeur.....	29
Tableau 5 : Valeur du coefficient Y selon le type de métal et la température .....	30
Tableau 6 : Valeur du coefficient de soudure E selon le type de métal et la température.....	30
Tableau 7 : Valeur du coefficient W selon le type de métal et la température .....	31
Tableau 8 : Valeurs de contrainte admissible S en fonction de la température pour l'alliage SA213 ...	32
Tableau 9 : Exemple d'épaisseur de tuyauterie en fonction de la température et de la pression (SA213) .....	32
Tableau 10 : Liste des fournisseurs sous licence Benson ou Sulzer .....	35
Tableau 11 : Nombre d'unités SC et U-SC installées en 2016 en Chine, Europe, Etats-Unis et Japon .....	40
Tableau 12 : Statut des projets de centrale au charbon en Inde (Juillet 2018).....	41
Tableau 13 : Consommation en énergie primaire et part dans le mix énergétique Indien en 2016 et 2040 .....	42
Tableau 14 : CAPEX d'installation (+/- 30%) pour différents types d'installation et de puissance (\$2008/kWe).....	45
Tableau 15 : Comparaison des technologies en quelques chiffres .....	50
Tableau 16 : Emissions de CO2 par type d'installation, intrant charbon .....	52



## Introduction

En France, environ 15 millions de tonnes des déchets ont été incinérés dans des installations de traitement thermique pour l'année 2016.

L'importance de la prise en compte des enjeux environnementaux dans le développement des filières de gestion des déchets incitent à une réflexion sur l'amélioration de l'efficacité de l'incinération. Le plan de réduction et de valorisation des déchets 2014-2020 fixe d'ailleurs, pour les usines d'incinération d'ordures ménagères (UIOM), un objectif d'amélioration de leur efficacité énergétique en prévoyant d'une part l'arrêt d'ici 2025 des unités d'incinération sans valorisation énergétique et, d'autre part, demande à ce que 50 % des unités de valorisation énergétique à trop faible rendement améliorent leur efficacité.

L'optimisation du cycle vapeur est une des solutions pointées par l'ADEME dans son étude de novembre 2016 pour améliorer l'efficacité des systèmes. En effet, alors qu'une unité conventionnelle présente un rendement thermodynamique théorique limité à environ 40%, l'utilisation de cycles dits « supercritiques » tels que mis en œuvre dans les centrales à charbon permettrait de dépasser ce seuil pour atteindre des rendements proches de 50 %.

A l'heure actuelle aucune installation d'incinération de déchets ne met en œuvre de chaudières supercritiques.

L'étude a pour objectif d'évaluer le potentiel d'émergence de la technologie cycles vapeur en chaudière supercritique dans le domaine du traitement des déchets. Elle a été conduite sur la base de recherche bibliographique (articles scientifiques, livres, rapports et sites web). Des entretiens téléphoniques ont été réalisés avec des experts de différents domaines afin d'enrichir le rapport d'éléments pratiques.

La première partie de l'étude concerne les notions théoriques liées au sujet traité et apporte les éléments permettant de répondre aux questions suivantes :

- Qu'est-ce que l'eau supercritique ?
- Quels sont les grands principes des cycles vapeurs et pourquoi les cycles supercritiques permettent-ils d'obtenir des rendements supérieurs ?
- Les matériaux actuels permettent-ils de résister à des phénomènes de corrosion associant les contraintes d'un incinérateur à celle d'une chaudière supercritique ?
- Quelles seraient les différences entre un incinérateur muni d'une chaudière à cycle supercritique par rapport à une chaudière conventionnelle ? (avantages/inconvénients)

Dans une deuxième partie un panorama technologique a été réalisé sur les installations supercritiques existantes dans le monde. L'objectif : Evaluer le développement du marché mais aussi référencer les conditions de mise en œuvre et le type d'intrant adressé. Nous le verrons, l'enjeu pour ces technologies est de répondre en premier lieu à une demande énergétique en forte croissance en particulier en Asie. L'énergie ne peut être dissociée des problématiques environnementales puisque sa production est fortement émettrice de polluants impactant entre autres le changement climatique et la santé. Nous verrons donc dans quelle mesure les installations supercritiques permettent de concilier ces deux enjeux.

La troisième partie de ce rapport apporte des éléments de discussion sur les principaux verrous technologiques identifiés ainsi que des pistes d'alternatives.

Enfin pour mettre en perspective les éléments de la littérature par rapport à la réalité du terrain, des experts ont été interviewés (experts du domaine de la corrosion, de l'énergie et responsables de services de recherches et développement). Les comptes-rendus de ces interviews ont été synthétisés par thématique et viennent enrichir et corroborer les éléments des parties précédentes.

**L'étude a pour objectif d'évaluer le potentiel d'émergence de la technologie cycles vapeur en chaudière supercritique dans ce domaine.**



# 1. Etude bibliographique

## 1.1 L'eau supercritique (ou hypercritique)

### 1.1.1 Définitions et propriétés

Tout corps pur possède un point critique correspondant à une pression et une température donnée. Lorsque le corps pur est soumis à une pression et une température supérieures à celles de son point critique, ce corps pur est en phase dite "supercritique". Il présente alors un comportement intermédiaire entre l'état liquide et l'état gazeux, avec des propriétés particulières : une masse volumique élevée comme celle des liquides, un coefficient de diffusivité intermédiaire entre celui des liquides et des gaz, et une faible viscosité (comme celles des gaz).<sup>1</sup> Comme le montre la figure ci-dessous, la courbe d'équilibre liquide-gaz est interrompue au niveau du point critique, assurant un continuum des propriétés physico-chimiques (densité, viscosité, polarité, capacité calorifique, etc.).

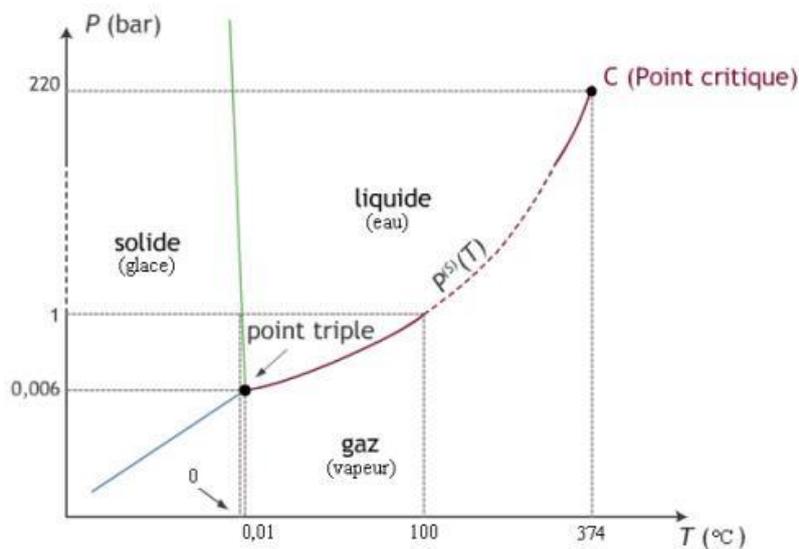


Figure 1 : Diagramme de phase de l'eau<sup>1</sup>

Ce comportement de la matière a été observé pour la première fois en 1822 par un ingénieur et physicien français, Charles Cagniard de La Tour. Il a ensuite été utilisé sous le terme de fluide supercritique par le chimiste irlandais Thomas Andrews.

**La dénomination « hypercritique » a progressivement été remplacée par le terme « supercritique » plus proche du terme anglais « supercritical ».**

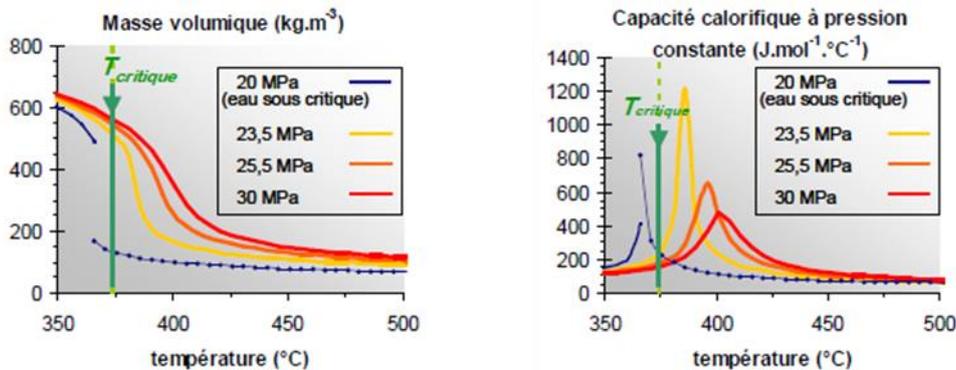
Comme on peut le voir sur les *Figure 2 a et b* ci-dessous, (Thèse M. Payet)<sup>2</sup> les propriétés physiques de l'eau varient fortement autour du point dit pseudo-critique qui correspond au maximum de la chaleur spécifique à pression constante. En effet, la chaleur spécifique présente un maximum très marqué, ceci d'autant plus qu'on est proche du point critique. Dès que l'on s'éloigne suffisamment de cette zone de maximum, on retrouve des propriétés caractéristiques d'un liquide en-dessous de la température pseudo-critique et d'un gaz au-dessus. Les propriétés caractéristiques d'un fluide supercritique, se manifestent autour de la température pseudo-critique. Il est important de remarquer que dans les certaines conditions (exemple 25 MPa et une température de 290 °C en entrée pour une température

<sup>1</sup> <http://www.portail-fluides-supercritiques.com>

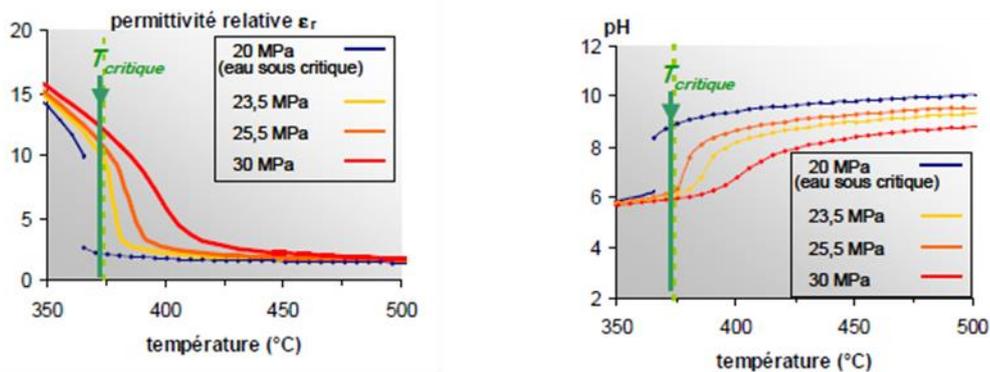
<sup>2</sup> M. Payet, Corrosion en eau supercritique Apport à la compréhension des mécanismes pour des alliages Fe-Ni-Cr de structure c.f.c, Conservatoire national des arts et métiers - CNAM, 2011.

de 510 °C en sortie – cas typique application RESC) la capacité calorifique de l'eau passe par un maximum ce qui est avantageux sur le plan du transfert de l'énergie.

Sur la *Figure 2 - a*, on s'aperçoit que la masse volumique de l'eau varie brutalement pour une pression sous-critique de 20 MPa lors du changement de phase liquide/vapeur. Par contre, pour les pressions sur-critiques, la masse volumique évolue sans discontinuité, car il n'y a pas de changement de phase. Cette forte variation peut être responsable de l'instabilité du débit du fluide.



**Figure 2 : Propriétés de l'eau supercritique (Masse volumique / Capacité calorifique). a) Masse volumique de l'eau en fonction de la température et de la pression. b) Capacité calorifique à pression constante de l'eau en fonction de la température et de la pression.<sup>2</sup>**



**Figure 3 : Propriétés de l'eau supercritique (permittivité / pH). a) permittivité relative de l'eau en fonction de la température et de la pression. b) pH de l'eau en fonction de la température et de la pression.<sup>2</sup>**

La baisse de la constante diélectrique (ou permittivité relative sur la *Figure 3 - a*) traduit une diminution de la solubilité des espèces ioniques. La constante diélectrique  $\epsilon$  influence directement la polarité d'un solvant : plus  $\epsilon$  est élevée, plus le solvant est polaire. En conditions ambiante, l'eau est réputée être le solvant le plus polaire. L'élévation de pression et de température la rend moyennement voire faiblement polaire (ce qui ouvre des portes aux applications d'extraction en eau subcritique par exemple). Par conséquent, en fonction des conditions de pression et de température, la solubilité des espèces sera différente, si bien que des phénomènes de précipitation pourraient se manifester de manière préférentielle dans certaines zones.<sup>2</sup>

De même, le pH de l'eau, augmente avec la température d'une valeur de 6 vers 250 °C ( $\text{pH} \leq 6$ ) jusqu'à une valeur de 11 à 550 °C (*Figure 3 - b*). Or, la stabilité d'une espèce dépend du pH et son évolution doit donc être prise en compte dans la stratégie de lutte contre la corrosion.

### 1.1.2 Applications

Le point critique de l'eau est beaucoup plus élevé que celui du CO<sub>2</sub>, mais ses applications sont prometteuses, dont certaines sont en cours d'industrialisation.

- L'eau dans sa phase subcritique (Pression : 15 à 100 bar ; Température : 150 à 250°C) peut solubiliser certains composés hydrophobes et peut donc être utilisée pour extraire des produits végétaux (**extraction en eau subcritique**).

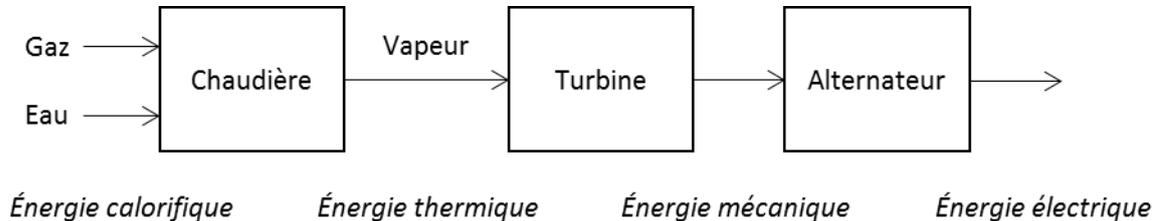
- Concernant le traitement de déchets, le procédé utilisant l'eau subcritique est aussi appelé **oxydation en voie humide (OVH)**.
- L'eau dans sa phase supercritique (Pression > 221 bar; Température > 374°C) précipite les composés inorganiques et devient un solvant de la matière organique. Les procédés utilisant l'eau supercritique sont également appelés procédés hydrothermaux.
- Dans le domaine de l'énergie l'eau supercritique est utilisée comme fluide caloporteur pour les chaudières à cycles supercritiques (centrales charbon).
- Dans le domaine du nucléaire, les actuels réacteurs à eau pressurisée (REP) utilise de l'eau subcritique, tandis que les réacteurs de génération IV en cours de développement utiliseront de l'eau supercritique (Réacteurs à Eau Supercritique – RESC / SuperCritical Water Reactor - SCWR).

**En bref :** A l'état supercritique l'eau remplit l'espace comme un gaz mais possède une densité proche de celle d'un liquide. Les températures et pression nécessaires à sa production permettent l'amélioration des rendements de chaudière dites « supercritiques ». Son utilisation n'est pas généralisée à cause des contraintes mécaniques (P,T) et chimiques (corrosion) que les installations doivent supporter.

## 1.2 Principe général des chaudières vapeur

### 1.2.1 Les cycles vapeur

Le processus de production de l'énergie électrique se base sur les conversions successives de différentes formes de l'énergie. Il peut se schématiser de la façon suivante<sup>3</sup> (Figure 5) :



**Figure 4 : Schéma simplifié production énergie<sup>3</sup>**

La production d'énergie électrique se fait à partir d'une source d'énergie calorifique (ex : combustion) qui est convertie en énergie thermique, puis mécanique et enfin électrique. Le rendement de cette conversion doit être le plus élevé possible pour optimiser et rentabiliser l'installation de production énergétique.

Bien que l'optimisation de chaque élément de conversion puisse être discutée, nous nous bornerons ici à la conversion en énergie thermique par un cycle vapeur. Par nature, ce type de cycle a un rendement théorique limite qui ne peut être dépassé.

Nous verrons à partir du cycle le plus simple jusqu'au plus aboutit comment il est possible d'augmenter de manière significative le rendement de la conversion énergétique par cycle vapeur.

Le rendement d'un cycle se calcule en comparant la quantité de chaleur transformée en travail dans la détente à la quantité de chaleur totale fournie au fluide.

Sur les figures suivantes les cycles ont été représentés dans des diagrammes entropiques (Température en fonction de l'Entropie).

<sup>3</sup> A. Taieb, Y. Ben Salam, Cours machines thermiques Chapitre 6 – Institut supérieur des Etudes Technologiques de Kelibia (2014-2015)

Cette représentation permet de visualiser les augmentations de rendement théorique que permettent les différents cycles.

- La zone colorée en rouge correspond au travail récupérable dans la turbine. Plus cette zone est grande plus l'énergie récupérée est importante.
- La zone colorée en bleu correspond à la chaleur non récupérable. Cette zone doit être la plus limitée possible.
- La somme des deux zones correspond à la quantité de chaleur fournie au système.

L'optimisation thermodynamique du cycle consiste donc à maximiser la surface de la zone en rouge tout en gardant la zone bleue la plus petite possible.

- Cycle de Rankine

Le **cycle de Rankine** (Figure 5) peut être considéré comme le cycle de base des turbines à vapeur. Il est constitué par deux transformations isobares (pression constante) et deux transformations isentropiques (entropie constante). Concrètement, un générateur de vapeur produit de la vapeur saturée qui traverse une turbine où elle se détend avant de se condenser, puis l'eau condensée retourne à la chaudière à travers la pompe.

Les différentes étapes du cycle sont les suivantes :

- 1 → 2 → 3 : échauffement isobare puis vaporisation dans la chaudière
- 3 → 4 : détente adiabatique réversible (isentropique) de P1 à P2
- 4 → 5 : fin de condensation dans le condenseur à P2.
- 5 → 1 : compression adiabatique réversible de l'eau de P2 à P1

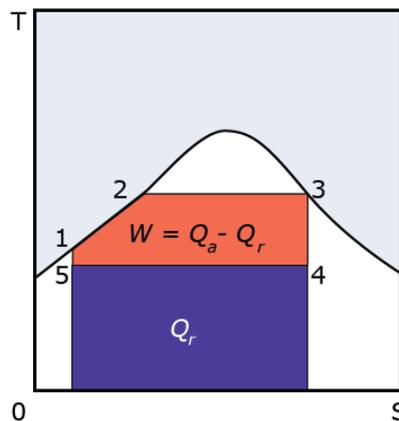


Figure 5 : Cycle de Rankine<sup>4</sup>

- Cycle de Hirn (avec resurchauffe)

Dans le cycle de Rankine, une partie de la détente s'effectue dans la zone humide, ce qui peut entraîner la corrosion de la turbine. Pour y remédier et augmenter le rendement du moteur thermique, on réalise une surchauffe. Dans les installations industrielles, c'est le cycle de Rankine avec surchauffe à pression constante (**cycle de Hirn**) qui est réalisé. Ainsi, **le cycle de Hirn** est caractérisé par l'ajout d'un surchauffeur permettant de réaliser un cycle sec, c'est à dire qui, en fin de détente se trouve en dehors du domaine de la vapeur humide.

<sup>4</sup> Supercritical Rankine Cycle, Shane Hough 04/07/09 (ME 517)

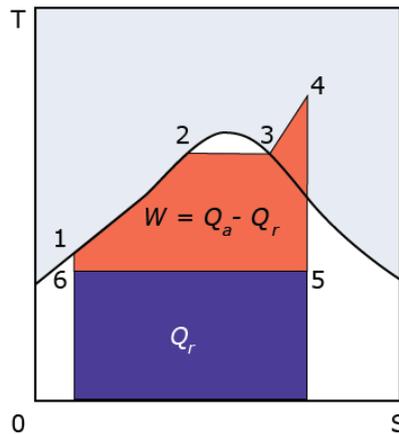


Figure 6 : Cycle de Hirn avec surchauffe<sup>4</sup>

Pour obtenir la vapeur surchauffée, on envoie la vapeur à l'aval de la chaudière dans le surchauffeur où les produits de combustion permettent de porter la vapeur à pression constante à une température plus élevée.

La surchauffe présente plusieurs intérêts :

- Elle augmente le travail récupérable par masse de fluide et diminue donc les débits à mettre en jeu pour une puissance donnée ;
- Elle retarde l'apparition d'eau liquide au cours de la détente. La vapeur étant plus sèche, le rendement de la turbine est augmenté puisque les pertes par humidité diminuent par la surchauffe<sup>4</sup> ;
- Elle améliore le rendement cyclique.

Il est également possible de prévoir une resurchauffe (**cycle de Hirn avec resurchauffe**) afin d'augmenter encore le rendement de l'opération (Figure 7). Celle-ci améliore assez modérément le rendement du cycle thermodynamique mais augmente celui des aubages (ailettes de la turbine) suite à la réduction du degré d'humidité dans les derniers étages de la turbine.

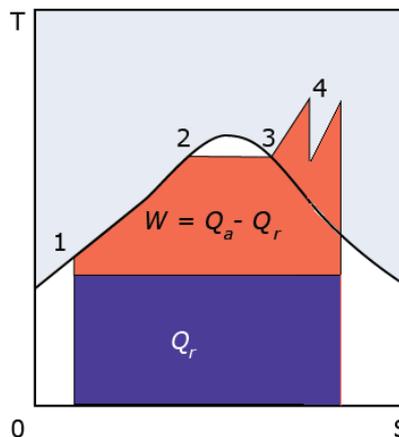


Figure 7 : Cycle de Hirn avec resurchauffe<sup>4</sup>

A titre d'exemple, la génération IV des réacteurs nucléaires utilise ce type de cycles avec 2 différences : La chaudière est remplacée par un réacteur nucléaire et les pressions et températures sont plus élevées.<sup>4</sup> Ces Réacteurs à Eau SuperCritique (RESC<sup>5</sup>) ont relancé un grand nombre de travaux sur les matériaux adaptés aux contraintes supercritiques.

<sup>5</sup> En anglais : SuperCritical Water-cooled Reactor (SCWR)

- Cycle avec soutirage

Le principe de ce cycle consiste à extraire, à un étage de la turbine une partie du débit total de vapeur et à diriger ce débit soutiré dans la chaudière. Une partie de la chaleur contenue dans cette vapeur va, au lieu d'être rejetée en pure perte au condenseur, être transmise à l'eau d'alimentation. Le fait de soutirer de la vapeur en cours de détente permet d'augmenter de façon significative le rendement. La plupart des cycles de centrales thermiques présentent jusqu'à 6 à 8 soutirages. Comme on peut le voir sur la figure ci-dessous, plus le nombre de soutirage est élevé, plus le rendement est amélioré. Cependant, chaque cycle supplémentaire apporte une amélioration moins importante que le précédent (évolution asymptotique).

- Cycle supercritiques

Enfin, pour augmenter significativement le rendement, il est possible d'utiliser des cycles dits supercritiques en ce sens que la pression de l'eau dépasse la pression critique de 221,2 bars. La modélisation prévoit de pouvoir atteindre un rendement de 47,7 % (contre environ 40 % pour un cycle sous-critique classique analogue). La *Figure 8* ci-dessus montre son tracé dans un diagramme entropique (T, S).<sup>4</sup>

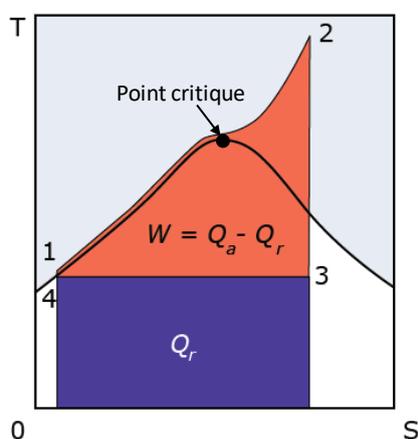


Figure 8 : Cycle supercritique<sup>4</sup>

Il en résulte bien évidemment des contraintes beaucoup plus fortes qui seront développées dans la suite de ce rapport. Ces cycles peuvent bien entendu être utilisés avec les mêmes variantes (surchauffe, soutirage, etc.).

**En Bref : Les cycles vapeur peuvent être optimisés de différentes manières. Les lois de la thermodynamique limitent de fait le rendement maximum atteignable. La mise en œuvre de ces cycles théoriques doit être confrontée à la pratique (contraintes physiques) afin de trouver des solutions technologiques optimales.**

### **1.2.2 Description du fonctionnement des chaudières vapeur (conventionnelles et supercritiques)**

En se basant sur les éléments présentés dans le paragraphe précédent, il est possible de décrire le fonctionnement d'une installation industrielle de production de vapeur pour la conversion en électricité.

Dans une centrale thermique dite « à vapeur », l'eau est chauffée dans un *boiler*, se transforme en vapeur et fait tourner une turbine à vapeur qui entraîne un générateur électrique. Après avoir traversé la turbine (un à trois étages), la vapeur est condensée dans un condenseur et recyclée à l'endroit où elle a été chauffée. C'est ce qu'on appelle un cycle de Rankine.

L'efficacité du cycle de Rankine peut être augmentée en introduisant un réchauffement de la vapeur après le passage de la turbine à haute pression. Le réchauffage améliore non seulement l'efficacité de l'installation, mais réduit également le problème d'humidité excessive dans les turbines à basse pression.

Le réchauffage est couramment utilisé dans les centrales à vapeur modernes et, dans le cas des centrales USC ou A-USC, le double réchauffage, où un réchauffage supplémentaire après la deuxième turbine, contribue à améliorer l'efficacité de la centrale<sup>6</sup>.

	Conventionnel	Supercritique	Ultra-Supercritique
Pression (bar)	180	221	275
T <sub>vapeur</sub> (°C)	560	565-585	600-620
Rdt (%)	38 %	42 %	47 %

**Tableau 1 : Différence entre les systèmes conventionnel, SC et Ultra-SC en termes de pression, température et rendement (Charbon)**

Les installations industrielles peuvent être classées en fonction des conditions de pression et température de la vapeur en entrée de turbine (Cf Tableau 1):

- Conditions subcritiques : 540 °C 170-220 bar. Ces installations classiques ont un rendement inférieur 38%.
- Conditions supercritiques : 600-615°C 250 bar. Ces installations peuvent avoir des rendements allant jusqu'à 42%
- Conditions ultra supercritiques 620°C 300 bar. Ces installations ont des rendements compris entre 42 et 46%.
- Conditions ultra supercritiques avancées : 700-760 °C 350 bar. Ces conditions seront atteignables pour la prochaine génération de centrales. Elles peuvent dépasser les 50% de rendement.

Note : Le lecteur souhaitant plus de détails sur le fonctionnement, les matériaux utilisés peut se référer au livre extrêmement complet intitulé « *Materials for Ultra-Supercritical and advanced ultra-Supercritical Power Plants* »<sup>6</sup>.



**Figure 9 : Vue 3D de la centrale RDK8 - Image credit: GE Power<sup>7</sup>**

<sup>6</sup> Materials for Ultra-Supercritical and Advanced Ultra-Supercritical Power Plants, Gianfrancesco Di Augusto, Woodhead Publishing, 902 pages (2016)

Sur la Figure 9 ci-dessus, on peut voir les différents éléments constituant la centrale, en particulier :

- En marron : la chambre de combustion dans laquelle est pulvérisée le charbon pour y être brûlé,
- En bleu, rouge et vert pale les différents circuits de fluide en provenance des surchauffeurs et alimentant les différents étages de la turbine
- En violet la turbine et ses différents étages,
- En jaune, le générateur de 912 MW

La photo Figure 10 est une photo de l'installation réelle. On y voit de gauche à droite, la cheminée après traitement des fumées provenant de l'incinérateur, le bâtiment principal où se trouvent les éléments décrits dans la Figure 9 et la tour aéroréfrigérante pour condenser le fluide sortant de la turbine avant sa réutilisation dans le cycle supercritique.



**Figure 10 : Vue extérieure de la centrale charbon supercritique RDK8<sup>7</sup>**

En bref : Les cycles vapeurs sont la représentation thermodynamique des différents états dans lesquels se trouve le fluide caloporteur (ici l'eau). Ils permettent de calculer les rendements théoriques atteignables par des installations. Les cycles supercritiques (ou ultrasupercritiques) avec resurchauffe présentent les rendements théoriques les plus élevés (47%). Ces cycles sont aujourd'hui largement répandus dans les centrales à charbon supercritiques.

<sup>7</sup> <https://www.ge.com/reports/supercritical-thinking-this-coal-power-plant-applies-bullet-like-pressures-to-steam-to-achieve-worlds-best-performance/>

## **1.3 Corrosion des matériaux**

Le coût économique lié à la dégradation des matériaux par la corrosion est considérable. L'estimation couramment faite est 3 à 4% du Produit National Brut<sup>8 9</sup>. Les phénomènes de corrosion (corrosion humide ou sèche) se retrouvent en effet dans la plupart des procédés et domaines d'application tels que la marine, le secteur du bâtiment (corrosion dans le béton) l'aéronautique, le biomédical, l'incinération d'ordures ménagères, etc.)<sup>10</sup>.

### **1.3.1 Stratégie de management de la corrosion**

Les mécanismes de corrosion mis en jeu sont bien étudiés et référencés dans les revues dédiées aux fluides supercritiques<sup>11</sup>, aux mécanismes de corrosion<sup>12</sup> ou encore aux matériaux<sup>13</sup>.

On peut citer notamment la corrosion généralisée (ou uniforme), la piqûration, la corrosion sous contrainte, (intergranulaire ou transgranulaire), corrosion sous dépôt, etc. En milieu supercritique et ou en présence de polluants, un grand nombre de variantes de mécanismes, peuvent entrer en jeu et seront décrit plus tard.

Les stratégies permettant de limiter l'impact de la corrosion prennent en compte plusieurs approches dont :

- Limitation de la cinétique de corrosion en jouant sur le procédé (éviter les fluctuations de température, limiter la présence de certaines espèces, travailler à des températures moins élevées, etc.). Les installations industrielles sont en général équipées de systèmes de traitement de l'eau (pureté, désaération, pH, etc.) plus ou moins performant selon les applications.
- Prédiction / contrôle de l'évolution de la corrosion, lors de la conception de l'équipement, son épaisseur est calculée pour pouvoir résister aux conditions opératoires et une surépaisseur de corrosion est ajoutée. Cette surépaisseur est égale à la vitesse de corrosion multipliée par la durée de vie de l'équipement. Des mesures d'épaisseurs résiduelles sont effectuées au cours de la vie de l'équipement afin de vérifier que la vitesse de corrosion est conforme aux prévisions.
- Le choix du matériau (et de son éventuel traitement de surface) qui permet de résister à l'ensemble des mécanismes de corrosion identifiés. Ce choix doit se faire en fonction de l'agressivité du milieu, mais reste largement tributaire des conditions budgétaires. Dans certains cas, le surcoût peut être tellement important qu'il est envisageable d'utiliser des matériaux moins résistants qui sont alors considérés comme du « consommable ». C'est le cas par exemple sur une installation en Corée du sud dans laquelle de l'eau supercritique est utilisée avec des matériaux conventionnels qui sont remplacés régulièrement. Il est à noter qu'en pratique, le matériau est choisi avant tout pour ses propriétés mécaniques. Dans le cas des équipements sous pression la composition des alliages utilisés leur confère naturellement une résistance à la corrosion souvent suffisante (Présence de Cr et Mo). Un traitement de surface peut être envisagé en fonction des applications pour renforcer leur résistance à un milieu spécifique.

La compréhension des mécanismes régissant ces différentes formes de corrosion est fondamentale pour protéger les matériaux métalliques et tenter d'allonger leur durée de vie en service. Il est important de préciser ici que les phénomènes de corrosion ne peuvent être totalement évités. Il est cependant possible de ralentir les vitesses de corrosion à des niveaux permettant l'utilisation des matériaux y compris dans des conditions extrêmement sévères.

De manière générale la capacité qu'a un matériau à résister à la corrosion et justement de pouvoir s'oxyder facilement et de créer à sa surface une couche d'oxyde suffisamment protectrice pour ralentir la progression de la corrosion..

<sup>8</sup> G. Beranger, H. Mazille, Corrosion des Métaux et Alliages, Lavoisier, Hermès Science Publication, Paris (2002)

<sup>9</sup> G. Beranger, H. Mazille, Corrosion et Anticorrosion, Lavoisier, Hermès Science Publication, Paris (2002)

<sup>10</sup> B. Normand, N. Pébère, C. Richard, M. Wery, Prévention et lutte contre la corrosion : une approche scientifique et technique, Presses Polytechniques Universitaire Romande, Lausanne (2004)

<sup>11</sup> Corrosion in high-temperature and supercritical water and aqueous solutions : a review, P. Kritzer, J. of Supercritical Fluids, 29 (2004) 1-29

<sup>12</sup> Progress in corrosion resistant materials for supercritical water reactors, C. Sun, R. Hui, W. Qu, S. Yick, Corrosion Science, 51 (2009) 2508-2523

<sup>13</sup> Corrosion and stress corrosion cracking in supercritical water, G.S. WasP. Ampornrat, G. Gupta, S. Teyseyre, E.A. West, T.R. Allen, K. Sridharan, L. Tan, Y. Chen, X. Ren, C. Pister, Journal of Nuclear Materials, 371 (2007) 176-201

Afin d'être efficace, la couche d'oxyde doit être : dense, couvrante, adhérente, métallurgiquement proche du métal de base, peu consommatrice de métal, stables chimiquement et mécaniquement. On comprend ainsi rapidement que prédiction des propriétés de la couches d'oxyde en surface d'un nouveau matériau puisse être complexe.<sup>14</sup>

### 1.3.2 Mécanismes de corrosion

Les mécanismes de corrosion sont très variés et dépendent de nombreux paramètres. On peut distinguer les types de corrosion suivant l'aspect, le mode d'action du milieu ou les phénomènes physiques concernés.

Il s'agit d'une réaction électrochimique d'oxydation d'un métal dont le sens est déterminé par la thermodynamique.

L'objet de ce paragraphe n'est pas de faire une description exhaustive des mécanismes de corrosion rencontrés dans l'industrie. En revanche il nous a paru pertinent de décrire de façon assez précises les plus courants afin d'illustrer la variété des modes de propagation de la corrosion. La plupart des autres mécanismes pouvant être assimilée à des variantes plus ou moins proches de ceux présentés ici.

En effet, la composition d'un matériau et l'environnement auquel il est soumis l'exposera à certains phénomènes mais pas à d'autres.

#### a) Corrosion généralisée ou uniforme

La corrosion généralisée se traduit par une perte d'épaisseur régulière sur de grandes surfaces (voire toute la surface du matériau exposée au milieu oxydant. Le phénomène se caractérise par la vitesse d'attaque qui se mesure en mm/an<sup>15</sup>.

Cette vitesse n'est pas forcément proportionnelle au temps : elle peut obéir à des lois variées. Les vitesses de corrosion sont en général bien connues pour les matériaux courants dans des milieux courants. Une extrapolation des valeurs peut être nécessaire en fonction des conditions réelles d'exploitation.

Les vitesses de corrosion courantes sont de l'ordre de 50µm par an. Dans le calcul d'épaisseur de la tuyauterie, la surepaisseur de corrosion de l'ordre du mm pour une durée de vie du matériau de 20 ans.

#### b) Corrosion localisée : piqûration<sup>16</sup>

Il s'agit sans doute de la forme la plus connue de corrosion localisée. Un grand nombre d'études y ont été consacrées. Le caractère « perforant » de ce type de corrosion impose de s'en prémunir efficacement car une telle attaque peut conduire rapidement à la ruine d'une installation.

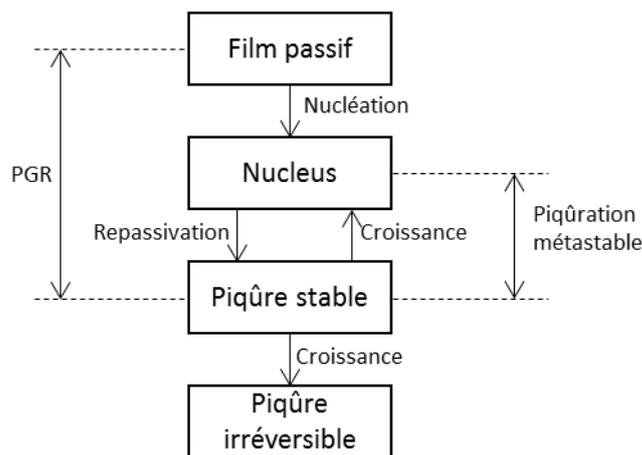
La corrosion par piqûre se manifeste principalement dans les solutions **aqueuses chlorurées**. Le mécanisme qui est explicité ici permet d'expliquer la dégradation engendrée. Comme pour la plupart des mécanismes de corrosion localisée le mécanisme de piqûration présente plusieurs étapes (Figure 11) :

- **L'amorçage**, il correspond à la rupture du film passif, sans corrosion significative du métal sous-jacent ;
- **La croissance métastable**, il s'agit d'une dissolution anodique de métal sous-jacent suivie d'une repassivation locale. Tant que cette dissolution n'atteint pas un stade critique la piqûration peut s'arrêter et ne pas présenter de problème de perforation (bien qu'elle puisse être visible. Souvent la piqûre ne dépasse pas ce stade ;
- **La stabilisation de la piqûre (irréversible)**. Au-delà d'un point critique de dissolution du métal, il n'y a plus de possibilité de repassivation et le phénomène de piqûration peut progresser jusqu'à perforation de la structure métallique. Le terme de *stabilisation* n'indique pas l'arrêt de la propagation mais bien le fait qu'elle soit à un stade auto-entretenu.

<sup>14</sup> S. Chevalier, Traitements de surface et nouveaux matériaux : Quelles solutions pour lutter contre la dégradation des matériaux à haute température, Sciences EUD, 2007.

<sup>15</sup> J. Leconte, Protection des tuyauteries contre la corrosion, techniques de l'ingénieur, (2003)

<sup>16</sup> B. Baroux, La corrosion des métaux, Chapitre 14, DUNOD, (2014)

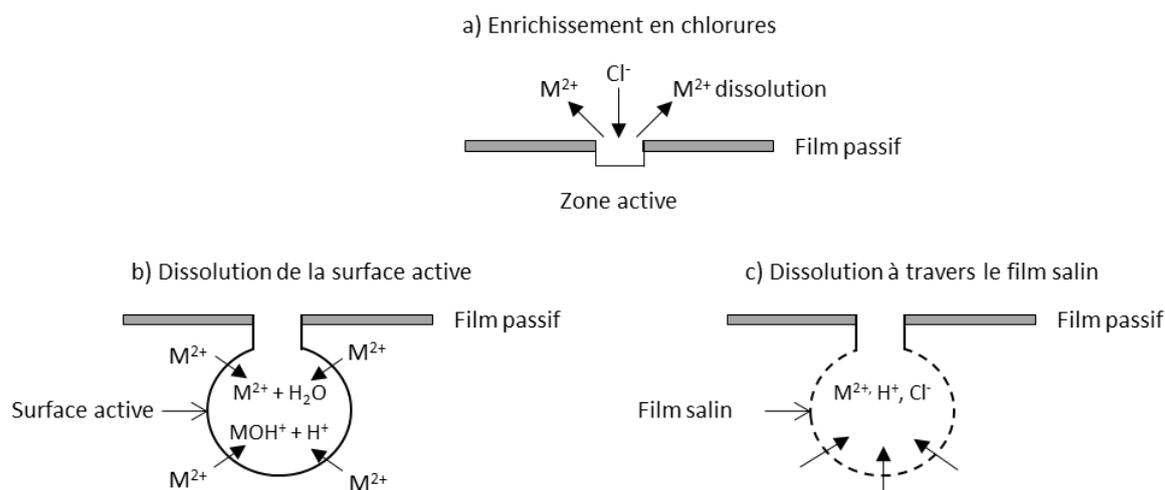


**Figure 11 : Représentation schématique des différentes étapes de la piqûration, depuis la rupture initiale du film passif jusqu'au dommage macroscopique. Le PGR (Pit Generation Rate) désigne la fréquence d'apparition des piqûres stables.<sup>16</sup>**

Une fois la piqûre amorcée, la dissolution anodique de la zone du métal mise à nu par la rupture locale du film passif entre en compétition avec sa repassivation. La dissolution du produit des cations métalliques en partie évacués dans la solution environnante, ce qui crée en retour un flux de chlorures vers la piqûre pour compenser l'excès de charge électrique. Tant que la repassivation n'est pas intervenue, la dissolution anodique « creuse » ensuite le métal en profondeur accentuant l'enrichissement local en cations et en chlorures, augmentant également l'acidité, engendrée par l'hydrolyse des cations en présence d'eau. Plus la piqûre est confinée, plus l'enrichissement en chlorures et l'acidification sont importants ; les conséquences extrêmes de cette situation sont :

- L'abaissement local du pH en fond de piqûre en dessous du pH de dépassivation, ce qui fait que le métal y reste actif, alors que près de l'embouchure le pH plus élevé permet la repassivation ;
- La précipitation d'un film salin, empêchant ensuite toute repassivation.

Comme le montre la Figure 12 tant qu'au moins une de ces deux conditions (acidification en dessous de pH de dépassivation et formation d'un film salin) est remplie, la repassivation totale est impossible et la piqûre continue à se propager (on parle alors de piqûration stable). Dans le cas contraire elle se repasse (on dit qu'elle était métastable)<sup>16</sup>.



**Figure 12 : Schéma de développement d'une piqûre amorcée (représentation pour un métal divalent (a) production des cations et enrichissement local en chlorures (b) creusement de la piqûre et acidification (c) formation d'un film salin<sup>44</sup>**

### c) Corrosion localisée : « active oxydation »

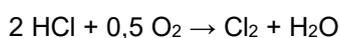
La concentration en produits chlorés dans les gaz de combustion dépend de la composition de l'intrant et est principalement dû à la combustion de certains produits naturels et de déchets plastiques chlorés (PVC). Lors de la combustion, le chlore est volatilisé en acide chlorhydrique (HCl) gazeux. Dans des incinérateurs américains, sa concentration a été estimée à 580 ppmv<sup>17-18</sup>, ce qui est suffisant pour amorcer des corrosions localisées.

A haute température, y compris en l'absence d'électrolyte, les métaux se corrodent selon des mécanismes pouvant être déterminés a posteriori en étudiant les dépôts à la surface des matériaux : oxydation, sulfuration, carburation, etc.<sup>17</sup>

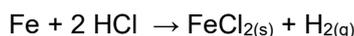
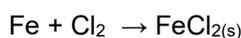
#### Mécanisme « Active Oxydation »

Ce mécanisme apparaît pour des températures supérieures à 450°C. Il comprend plusieurs étapes :

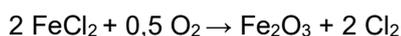
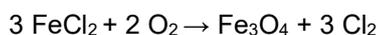
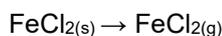
(1) Formation de dichlore à partir de l'oxydation d'acide chlorhydrique gazeux ou d'une réaction entre un sel et un oxyde de Fer.



(2) Pénétration du di-chlore (gazeux) à travers la couche d'oxyde métallique et réaction avec le métal de base donnant lieu à des chlorures métalliques.

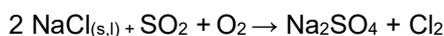


(3) Diffusion des chlorures métalliques à travers la couche d'oxyde et réaction entre le chlorure métallique et l'oxygène pour former l'oxyde métallique et le dichlore. Lors de cette étape le chlore formé peut diffuser à nouveau à travers la couche de diffusion et provoquer un déplacement continu du métal sous forme de chlorure métallique, de l'intérieur vers l'extérieur de la couche d'oxyde.



### d) Corrosion localisée : Corrosion sous dépôt (sulfation molten salts)

Lorsque les chlorures de sels volatilisés avec les gaz de combustions, entrent en contact avec une surface plus froide ils condensent et forment alors des dépôts liquides ou solides contenant des chlorures de soude ou de potassium. La réaction avec le SO<sub>2</sub> donne lieu à la formation de sulfates de sels.



Ce dépôt contribue alors à la corrosion de deux manières :

- (1) les espèces chlorées participent à un mécanisme d'oxydation active comme décrit ci-dessus.
- (2) La présence de dépôts chlorés peut conduire à la formation d'eutectiques à bas points de fusion qui peut alors dissoudre des éléments de la couche d'oxyde.

<sup>17</sup> S-H. Lee, N.J.Themelis, M. J. Castaldi, High-Temperature Corrosion in Waste-to-Energy Boilers, *Journal of Thermal Spray Technology*, 16 (2006) 104-110.

<sup>18</sup> N.J. Themelis, Chlorine Balance in a Waste-to-energy Facility, earth Engineering Center, Columbia University (2005).

### e) Corrosion localisée : corrosion sous contrainte (CSC)

Un 3<sup>ème</sup> phénomène de corrosion localisé à décrire est celui de la corrosion sous contrainte. Comme son nom l'indique, la corrosion sous contrainte intervient lorsque le matériau est soumis à une sollicitation mécanique conjuguée à un milieu corrosif.

La CSC se produit en règle générale au contact de milieux peu ou pas agressifs à l'égard de l'alliage en l'absence de toute contrainte (cas de la CSC des aciers inoxydables en présence de vapeur à haute température).

Les pertes en poids (perte de matière) sont généralement très faibles. La corrosion sous contrainte se caractérise par l'apparition de fissures dont la propagation est perpendiculaire à la contrainte.

Les fissures sont initiées, la plus part du temps, par des défauts de surfaces (souvent des piqûres de corrosion) Le temps nécessaire à la rupture d'une pièce par corrosion sous contrainte peut varier de quelques minutes à quelques années<sup>19</sup>

La fissuration par CSC peut être majoritairement intergranulaire ou intragranulaire selon que la fissure suit ou non les joints de grains<sup>20</sup>.

Un grand nombre de modèles ont été proposés pour décrire les mécanismes mis en jeu lors de la fissuration par CSC : des modèles reposant principalement sur la rupture du film d'oxyde, des modèles basés sur la fragilisation par l'hydrogène et des modèles basés sur un couplage entre l'environnement et la plasticité. Il semble vraisemblable que seuls les modèles basés sur le couplage corrosion / mécanique puissent rendre compte de la CSC des aciers inoxydables en milieu primaire.

La corrosion sous contrainte est un mécanisme particulièrement difficile à déceler en service car elle peut être localisée n'importe où sur l'équipement et peut évoluer très rapidement si bien qu'un début de fissuration non encore détectable peut dégénérer fissure ouverte quelques semaines après un contrôle.

**En bref : Qu'elle soit généralisée ou localisée, la corrosion des métaux si elle est mal maîtrisée peut conduire à la ruine plus ou moins rapide d'une installation. Les modes d'actions sont très variés et peuvent donner lieu à des dégradations plus ou moins insidieuses et critiques.**

**Pour qu'elles aient lieu, les réactions de corrosion nécessitent des conditions chimiques et thermodynamiques bien spécifiques qui ne sont atteintes parfois que très localement. Le sens de la réaction est dicté par les lois de l'électrochimie ou de la thermodynamique et peut être prédit.**

**En général une première phase d'amorçage liée à la présence d'une espèce chimique, d'une irrégularité, d'un défaut de la couche d'oxyde ou d'une contrainte intervient. Cet amorçage peut alors donner lieu à des conditions localisées favorables à l'auto-entretien de la réaction de corrosion entraînant une propagation rapide de celle-ci.**

### **1.3.3 Corrosion en milieu eau supercritique**

En milieu eau à haute pression et haute température (milieu eau pure) les principaux phénomènes de corrosion sont la corrosion généralisée et la corrosion sous contrainte (aciers inox et alliages à base nickel)<sup>21</sup>.

Tant que l'on reste en conditions subcritiques, c'est la corrosion sous contraintes qui prédomine. Pour un acier inoxydable l'élévation de température entraîne l'augmentation de la propagation des fissures de corrosion sous contrainte. Cependant dès lors que l'on se trouve en milieu supercritique on observe une réduction de l'activité de corrosion sous-contrainte attribuée à la diminution de la densité du fluide

<sup>19</sup>[http://n6a.free.fr/Support\\_cours/I2\\_M%C3%A9canique/Cours\\_du\\_CETIM\\_\(Mr\\_HOLTERBACH\)/Cours\\_Corrosio n-Partie\\_3.pdf](http://n6a.free.fr/Support_cours/I2_M%C3%A9canique/Cours_du_CETIM_(Mr_HOLTERBACH)/Cours_Corrosio n-Partie_3.pdf)

<sup>20</sup> P. Huguenin, Amorçage des fissures de corrosion sous contrainte dans les aciers inoxydables austénitiques pré-déformés et exposés au milieu primaire des réacteurs à eau sous pression, Thèse, Ecole nationale supérieure des mines de paris (2012)

<sup>21</sup> S. Sarrade, D. Feron, F. Rouillard, S. Perrin, R. Robin, J-C. Ruiz, H-A Turc, Overview on corrosion in supercritical fluids, the journal of supercritical fluid (2016)

avec la température. A l'inverse, l'augmentation de pression augmente la densité du fluide et induit une augmentation des propagations de fissures<sup>22</sup>.

L'évolution des mécanismes de corrosion en fonction de la température se comprend ainsi :

- Lorsque la densité de l'eau est élevée, le procédé électrochimique de corrosion se fait comme en milieu liquide avec la génération de cations métalliques solubles qui peuvent éventuellement précipiter.
- Pour des densités d'eau plus faible (en dessous de 200 kg.m<sup>-3</sup> ou 100 kg.m<sup>-3</sup> selon les auteurs) l'oxydation se fait comme en milieu gazeux conduisant directement à la formation d'oxydes.

Ainsi alors que l'augmentation de température augmente la vitesse de corrosion lorsque l'on est dans le domaine subcritique (paramètre cinétique), la chute brutale de densité et de conductivité au-delà du point critique limite la vitesse de réaction.

Le travail en conditions supercritiques accentue les phénomènes de corrosion et il apparaît que le levier principal réside dans le choix des matériaux lors de la conception des unités. De nombreuses études de corrosion en milieu supercritique ont été démarrées dans les années 2000 dans le cadre du développement des matériaux pour les applications nucléaires (Réacteur Nucléaire à Eau Supercritique – RESC)<sup>23</sup>. Ainsi, un grand nombre de matériaux ont été étudiés en conditions eau supercritique.

Note : L'application visée dans le programme d'étude, sur la corrosion en milieu eau supercritique présente comme contrainte supplémentaire la résistance au rayonnement (que nous n'avons pas besoin d'évaluer ici). Par ailleurs, les budgets des matériaux pour le nucléaire ne sont pas les mêmes que pour le domaine conventionnel. Il est donc possible que certains matériaux soient très onéreux<sup>24</sup>.

On peut citer également des travaux sur les alliages de type T91 (chrominoformeur)<sup>25</sup> et la revue de P. Kritzer<sup>11</sup> qui présente en détail les mécanismes prépondérants en milieu supercritique. En milieu eau supercritique, un compromis doit être trouvé entre les aciers ferro-martensitiques qui présentent généralement une meilleure résistance à la corrosion sous contrainte mais une moins bonne résistance à l'oxydation et les aciers inoxydables austénitiques ou les alliages à base de Nickel qui présentent une meilleure résistance à l'oxydation et une moins bonne résistance à la corrosion sous contrainte<sup>26</sup>.

Note : les travaux réalisés dans le cadre de la destruction de déchets en eau supercritique ont montré que l'impact de la pollution pouvait avoir des impacts très importants sur les phénomènes de corrosion et la durabilité des matériaux (quelques milliers d'heures seulement<sup>21</sup>).

### **1.3.4 Corrosion en milieu incinérateur**

Parmi les paramètres influant le plus sur la corrosion en incinérateur on retrouve :

- La température de surface du métal – En général les températures de surface sont inférieures à 300 et 450°C, respectivement pour les « waterwall » et les tubes. Ces températures sont plus basses que celles mises en jeu dans les centrales à cycles supercritiques. Dès lors que le transfert thermique est mal maîtrisé ces températures peuvent fluctuer et atteindre des conditions où les dépôts de sels fondus sont accélérés.
- La température des gaz – Le gradient de température entre la surface du métal et le gaz aura une influence significative sur la vitesse de condensation des espèces chlorées volatilisées (HCl)
- Les fluctuations de température
- La composition des dépôts de sels fondus – Certaines espèces sont plus agressives que d'autres.

<sup>22</sup> Y. Watababe, H. Abe, Y. Daigo, R. Fujisawa, M. Sakaiharu, Effect of physical property and chemistry of water on cracking of stainless steels in sub-critical and supercritical water, Key Eng. Mater. 261-263, (2004) 1031-1036

<sup>23</sup> [https://fr.wikipedia.org/wiki/R%C3%A9acteur\\_nucl%C3%A9aire\\_%C3%A0\\_eau\\_supercritique](https://fr.wikipedia.org/wiki/R%C3%A9acteur_nucl%C3%A9aire_%C3%A0_eau_supercritique)

<sup>24</sup> D. Guzonas, R. Novotny, Supercritical water-cooled reactor materials e Summary of research and open issues, Progress in Nuclear Energy (2014) 1-12

<sup>25</sup> Y. Chen, K. Sridharan, T. Allen, Corrosion behavior of ferritic-martensitic steel T91 in supercritical water, Corrosion Science, 48 (2006) 2843-2853

<sup>26</sup> G.S. Was, P. Ampornrat, G. Gupta, S. Teysse, E.A. West, T.R. Allen, K. Sridharan, L. Tan, Y. Chen, X. Ren, C. Pister, Corrosion and Stress Corrosion Cracking in Supercritical Water, Journal of Nuclear Materials 371 (2007) 176-201

Des études comparatives ont été faites pour évaluer les différences de mécanisme lorsqu'un matériau est soumis aux milieux représentatifs des centrales à charbon par rapport aux incinérateurs. Les principaux agents corrosifs (parmi quelques 500 000 molécules différentes générées par l'incinération des déchets ménagers) sont les sulfures et les chlorures présents sous différentes formes.

L'étude de deux alliages commerciaux (T91 et AC66) a montré que le milieu « incinérateur » était beaucoup plus agressif et propose des explications sur les mécanismes mis en jeu.<sup>27</sup> En effet, on estime que la couche d'oxydation créée, bien que relativement épaisse est peu adhérente et entraîne des possibilités importantes de dégradation. Ici, les mécanismes de corrosion sont fortement liés aux interactions avec les sels de chlorures fondus.

Dans l'étude en question l'alliage AC66 s'est avéré nettement plus résistant à la corrosion grâce en particulier à un taux de chrome élevé (qui participe à la formation d'une couche de protection) et à un taux de nickel élevé qui est connu pour être efficace dans les milieux « incinérateurs » depuis une vingtaine d'années<sup>28,29</sup>.

La chloration (agent agressif Cl<sub>2</sub>) peut provoquer rapidement des dégâts considérables. La vitesse de corrosion est fortement dépendante de la température car elle est gouvernée par la volatilité des chlorures de métaux. A T<500°C la corrosion suit un régime parabolique en fonction du temps car il se forme une couche protectrice de chlorures métalliques solides. A plus haute température, le régime parabolique est rapidement suivi d'un régime linéaire dû à la volatilisation des chlorures métalliques. Au-delà de 800°C la volatilisation est telle que la croissance des couches de chlorures n'est pas assez rapide pour suppléer la quantité volatilisée ; la cinétique est alors de type linéaire avec perte de masse en fonction du temps.

Il est établi que la volatilisation des chlorures métalliques contribue au mécanisme de corrosion quand la pression de vapeur de chlorures métalliques excède 10<sup>-6</sup> atm<sup>30</sup> ou 10<sup>-4</sup> atm<sup>14,31,32</sup>.

Enfin, en fonction de la température et de la pression partielle de chlore, le métal peut former soit des oxydes (Cr<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, Fe<sub>3</sub>O<sub>4</sub>, Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, etc.) soit des chlorures métalliques (FeCl<sub>2</sub>, CrCl<sub>3</sub>, etc.) ou encore des espèces volatiles (FeOCl et Fe<sub>2</sub>Cl<sub>6</sub>) par oxy-chloration.

Selon la littérature peu de solutions sont proposées afin de limiter la corrosion par le chlore gazeux. Les matériaux contenant du nickel sont souvent plébiscités car la température de fusion des chlorures de nickel est plus élevée que la température de fusion de la plupart des chlorures de métaux<sup>33</sup>. Dans ce cas, l'application de revêtements (chromisation ou aluminisation) peut être une solution intéressante dans la mesure où elle permet d'augmenter les propriétés anti-corrosives à la surface des matériaux, sans en modifier les propriétés mécaniques.

Une solution intéressante consiste également à pré-oxyder le substrat métallique afin de former à sa surface une couche barrière de Cr<sub>2</sub>O<sub>3</sub> ou de Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>. Ces oxydes semblent en effet stables, selon les données thermodynamiques, même en présence de Cl<sub>2</sub> gazeux ; leur transformation en chlorure apparaît par conséquent peu vraisemblable.

L'effet bénéfique d'une pré-oxydation sur le comportement de matériaux métalliques à haute température a été vérifié dans d'autres domaines que la chloration. Cependant, il semblerait que, même lorsque les échantillons sont pré-oxydés, la corrosion par le chlore est très sévère<sup>14,34</sup>.

---

<sup>27</sup> K. Weulersse-Mouturat, G. Moulin, P. Billard, G. Pierotti, High temperature Corrosion of Superheater Tubes in Waste Incinerators and Coal-Fired Plants, Materials Science Forum Vols 461-464 (2004) 973-980

<sup>28</sup> G. Sorell : Matter. High Temp. 14 2/3 (1997) 207

<sup>29</sup> N. Otsuka, T. Kudo, High Temperature Corrosion of Advanced Materials and Protective Coatings, Elsevier Science Publisher (1992) 205

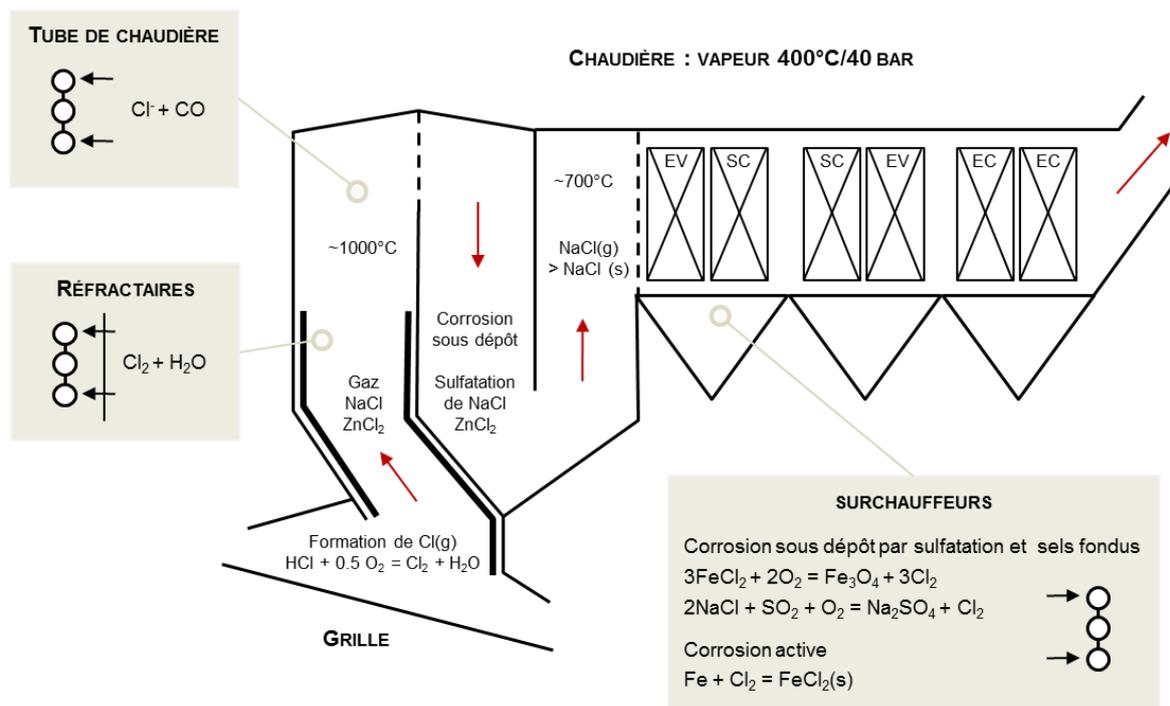
<sup>30</sup> M. McNallan, Modern Power (1994) p54

<sup>31</sup> R. Bender, M. Schütze, Mater. Corros.,54 (2003) 567

<sup>32</sup> H.P. Nielsen, F.J. Frandsen, K. Dam-Johansen, L.L.Baxter, Prog.En.Comb.Sci., 26 (2000) 283.

<sup>33</sup> H. Chu, P.K. Datta, J.S. Gray , K.N. Strafford, Corros.Sci., 35 (1993) 1091.

<sup>34</sup> M. Schütze, B. Glaser, Heat Resistant Materials II, Ed. K. Natesan et al.ASM International, Materials Park, Ohio (1995).



Source : Weulersse-Mouturat et al.<sup>27</sup>

Figure 13 : Les principaux problèmes de corrosion rencontrés dans les incinérateurs (conventionnels)

La figure ci-dessus présente la localisation des principaux phénomènes de corrosion dans un incinérateur.

**En bref : Les phénomènes de corrosion sont multiples et plutôt bien répertoriés grâce aux essais en laboratoire et au retour d'expérience terrain. La connaissance des mécanismes donnant lieu à la détérioration des matériaux utilisés dans les centrales supercritiques et/ou les incinérateurs permet de choisir les matériaux qui résisteront aux contraintes les plus sévères. Selon les conditions auxquelles le matériau est soumis l'un ou l'autre des phénomènes de corrosion peut prédominer.**

#### 1.4 Quels matériaux pour des applications cycle supercritique / incinérateurs

Les matériaux qui pourraient servir aux applications chaudière supercritiques pour les incinérateurs devront pouvoir résister à la fois aux contraintes liées à la température (notamment aspect cinétique) et au milieu supercritique (oxydant majeur), mais également à la pollution liée à l'incinération (corrosion localisée type piqûration, corrosion sous dépôt).

On rappelle que la priorité n°1 pour le choix du matériau est l'aspect mécanique. C'est en effet la température de service ainsi que la contrainte de pression à laquelle le matériau est soumis qui va déterminer la gamme d'alliage qui sera compatible.

Le choix du matériau devra également tenir compte de sa mise en œuvre (soudabilité, disponibilité, etc.) ainsi que son référencement dans les normes de construction de l'équipement.

Si il est assez fiable de connaître la durée de vie d'un matériau soumis à de la corrosion généralisée il est beaucoup plus complexe de prédire les phénomènes de corrosion localisées et ceux liés à la présence de polluants.

### **1.4.1 Éléments d'alliage pour choix de matériaux**

Comme vu précédemment, c'est la couche d'oxyde protectrice formée lors d'une oxydation superficielle de la surface du matériau qui va protéger le matériau d'une corrosion catastrophique. On trouve ainsi deux grandes familles de couches d'oxyde selon les éléments d'alliage utilisés.

- Les couches de chromine ( $\text{Cr}_2\text{O}_3$ ).

On considère qu'à partir de 12% de chrome dans l'alliage, une couche suffisamment protectrice de chromine se forme à la surface du matériau soumis à une atmosphère oxydante à haute température. Cette couche de chromine est stable pour des températures inférieures à 1000°C.

- Les couches d'alumine ( $\text{Al}_2\text{O}_3$ )

Elles se forment sur des alliages de type Fe-Cr-Al ou Ni-Cr-Al quand au moins 5% en masse d'aluminium est présent. Cependant à partir de 5% les propriétés mécaniques du matériau sont moins bonnes (ductilité en particulier). Ces matériaux sont destinés à des températures supérieures à 1000°C. La formation d'une telle couche d'alumine est beaucoup plus complexe qu'une couche de chromine.

- Les éléments traces (métaux d'addition)

De nombreux alliages industriels présentent des métaux d'addition en faible proportion (Mn, Ti, Si, etc.) permettant d'améliorer les propriétés mécaniques et/ou anticorrosion.

- Les matériaux intermétalliques

Développés à l'origine pour des applications aéronautiques, les matériaux intermétalliques peuvent être des candidats potentiels pour le domaine de la corrosion haute température. Ils présentent en général des densités plus faibles et des températures de fusion plus élevées que les alliages chromino- et alumino-formeurs.

### **1.4.2 Traitement de surface pour applications haute température**

Une fois un matériau choisi on peut s'intéresser à l'addition d'un traitement de surface (thermique ou chimique) pour améliorer ses propriétés de résistance à la corrosion.

Les traitements de surface permettent de conférer à des matériaux des propriétés spécifiques, notamment vis-à-vis de leur résistance à la corrosion à haute température. Les techniques utilisables sont très variées et sont ici encore particulièrement mises en œuvre pour les applications aéronautiques. On trouve par exemple des procédés d'aluminisation, de dépôts de films minces par CVD<sup>35</sup>, PVD<sup>36</sup>, par procédé sol-gel, électrodéposition, etc.

Dans tous les cas, l'enjeu est d'améliorer la résistance à la corrosion soit en changeant les propriétés des couches d'oxydes, se formant naturellement à haute température, soit en appliquant à la surface d'un matériau métallique un revêtement qui s'oxydera à la place du métal sous-jacent.

Des dépôts fin d'oxyde<sup>14</sup> tels que  $\text{Cr}_2\text{O}_3$ ,  $\text{Al}_2\text{O}_3$ ,  $\text{Y}_2\text{O}_3$  ou  $\text{Zr}_2\text{O}_3$ , peuvent être appliqués sur les matériaux en utilisant la technique d'épitaxie en phase vapeur aux organo-métalliques (EPVOM ou MOCVD en anglais). Appliqué à des aciers chromino-formeurs, une couche de quelques centaines de nanomètres améliore l'adhérence de couches de chromine et diminue les vitesses d'oxydation.

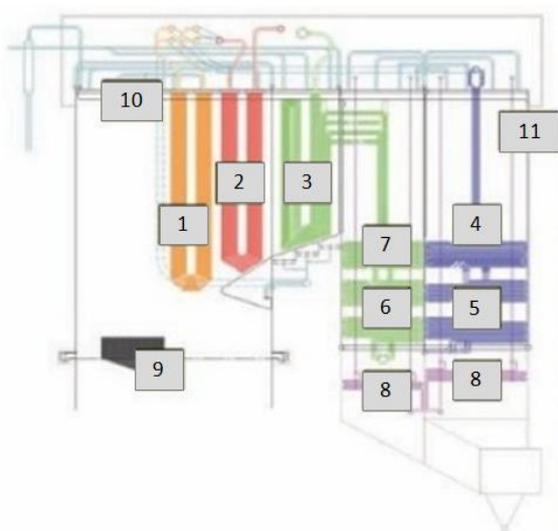
### **1.4.3 Exemples de matériaux constituant une chaudière supercritique**

La suivante indique quels matériaux peuvent être utilisés en fonction du type d'élément chauffant et de son positionnement dans l'installation. Les températures mises en œuvre dans les différentes parties de la chaudière sont également mentionnées.

---

<sup>35</sup> CVD = *Chemical Vapor Deposition*

<sup>36</sup> PVD = *Physical Vapor Deposition*



No	Élément chauffant	Matériau	T (°C)
1	Surchauffeur à plaque	SA213 TP347H/TP310HCbN/T92	640
2	Surchauffeur final	SA213 TP347H/TP310HCbN/T92	650
3	Réchauffeur final	SA213 TP347H/TP310HCbN/T92	680
4	Surchauffeur primaire	SA213T23	550
5	Surchauffeur primaire	SA210Gr C	530
6	Réchauffeur (entrée)	SA210Gr C	470
7	Réchauffeur	SA213 T12	540
8	Economiseur	SA210Gr C	375
9	Ecran d'eau	SA213 T12/T23	515
10	Toit du four	SA213 T23	510
11	Structure	SA213 T23	510

**Tableau 2 : Matériaux utilisés pour les tubes des installations supercritique (300 bar/600°C-620°C)**<sup>37</sup>

Le Tableau 3 ci-dessous quant à lui présente les différences de matériaux que l'on peut trouver entre les chaudières sous-critique (500 MW) et supercritiques (650 MW)

On constate que les matériaux utilisés pour les installations supercritiques sont pour presque toutes les parties de l'installation des aciers alliés ou faiblement alliés Cr Mo classiques. Seul le matériau utilisé dans le *Re-surchauffeur final* (304H) présente des caractéristiques bien spécifiques afin de résister aux températures les plus élevées :

En effet, le type 304H a une teneur en carbone plus élevée, ce qui rend l'acier plus approprié pour une utilisation dans des applications où des températures élevées sont présentes. Il s'agit d'un alliage d'acier austénitique au chrome-nickel et sa teneur plus élevée en carbone offre une résistance à la traction et une limite d'élasticité accrues.<sup>38</sup>

Description	Sous-critique 500 MW	Supercritique 660 MW
Economiseur	SA210Gr A1	SA210Gr C
Ecran d'eau	SA210Gr C	SA213T22
Tambour / Séparateur	SA299	SA302C
Surchauffeur BT	SA213T11	SA213T11, 23, 91
<i>Divisional</i> SH	SA213T11, 22, 91	
<i>Final</i> SH	SA213T22, 91 et TP347H	SA213T11, 23, 91, 92
Resurchauffeur BT	SA213T11, 22	SA210Gr C, SA213T12, 23
Resurchauffeur Final	SA213T22, 91 et TP347H	SA213T23, 91, Super304H
Surchauffeur (sortie)	SA335P22	SA335P91
Resurchauffeur (sortie)	SA335P22	SA335P23, P91

**Tableau 3 : Comparaison des matériaux des installations sous-critique et supercritique**<sup>39</sup>

Les matériaux utilisés dans les installations supercritiques sont en général d'un grade supérieur à ceux utilisés en sous-critique. Par exemple, si l'on compare les matériaux de surchauffeur (sortie) et

<sup>37</sup> <https://www.slideshare.net/SHIVAJICHOUDHURY/super-critical-boiler>

<sup>38</sup> <https://www.azom.com/article.aspx?ArticleID=5050>

<sup>39</sup> <https://www.slideshare.net/SHIVAJICHOUDHURY/super-critical-boiler>

resurchauffeur (sortie) (Tableau 4) on peut voir que les caractéristiques mécaniques sont bien supérieures pour les installations 650MW (résistance à la traction et limite d'élasticité plus élevée).

Matériau	Résistance Traction (MPa)	Limite d'élasticité (MPa)	Elongation (%)
SA335 P22 (500MW)	415 min	205 min	30 min
SA335 P91 (650 MW)	510 min	400 min	20 min
SA335 P23 (650MW)	585 min	415 min	20 min

**Tableau 4 : Comparaison des propriétés mécaniques pour les matériaux de surchauffeur et resurchauffeur<sup>40</sup>**

#### **1.4.4 Exemple d'impact des contraintes de corrosion sur le surcoût des installations**

##### Cas d'un Clade en Inconel 625 pour une application incinérateur conventionnel

En général les traitements sont efficaces et leur utilisation est bien maîtrisée. Ils ne sont, cependant, pas utilisés de façon systématique pour plusieurs raisons.

Prenons l'exemple de l'utilisation du clade inconel 625 dans le cadre d'incinérateurs aux USA. L'opération consiste à ajouter une couche d'inconel 625 (21Cr-9Mo-3.5Nb-Ni base) sur les tubes des surchauffeurs pour les protéger de l'attaque HCl/Cl<sub>2</sub>. Cela s'avère performant mais est mis en concurrence par une solution moins onéreuse : l'utilisation d'une couche en matériau réfractaire qui limite la température à laquelle est exposée le métal (dans la partie la plus chaude du four). Bien que le prix de l'alliage soit plus important que celui du réfractaire, l'inconel ne nécessite pas de coûteuse maintenance et présente des propriétés thermiques plus avantageuses.

Malheureusement la durée de vie du clade à l'inconel 625 reste faible (quelques mois à quelques années) et son effet est largement diminué pour des températures supérieures à 420°C.

Lors du remplacement des tubes sur une unité, il a été estimé que l'utilisation de tubes avec inconel 625 coûtait 350 000 \$ contre 250 000 \$ sans inconel. Le coût de l'opération (main d'œuvre, shut down, etc) étant estimé à 75 000 \$ il faut que l'augmentation de la durée de vie apportée par un tel traitement de surface soit justifié.

Ainsi, pour les nouveaux incinérateurs fonctionnant à des températures supérieures à 420°C, l'usage de l'inconel 625 n'est pas recommandé.

Dans le cadre d'une installation neuve, le choix du matériau se fait très souvent sans réelle contrainte financières. D'après le fournisseur BWE<sup>41</sup>, les surcoûts engendrés par l'utilisation de matériaux de haute qualité est finalement relativement limité au regard du coût global des équipements sous pression (6 à 8% de coûts additionnels) et ceux-ci deviennent même négligeables lorsque la totalité des coûts de la chaudière sont pris en compte. Par ailleurs, le retour sur investissement est également rapidement assuré grâce à l'efficacité supérieure de production d'électricité.

#### **1.4.5 Impact des contraintes mécaniques sur les épaisseurs de matériaux**

L'augmentation des conditions de pression et de température dans les circuits de chaudière a un impact direct sur les contraintes mécaniques associées.

- L'augmentation de pression augmente la contrainte à laquelle est soumis le matériau
- L'augmentation de température, quant à elle, diminue la résistance du matériau

Les conditions supercritiques imposent des contraintes beaucoup plus fortes au niveau des tubes de la chaudière et de tout autre équipement sous pression en comparaison aux conditions sub-critiques :

<sup>40</sup> <https://www.piyushsteel.com/>

<sup>41</sup> BWE, Modern boiler design – Janvier 2012

- L'augmentation de pression augmente la contrainte à laquelle est soumis le matériau,
- L'augmentation de température, quant à elle, diminue la résistance du matériau,

Ces deux effets ont pour conséquence directe l'augmentation de l'épaisseur des tubes et des équipements concernés.

Les propriétés mécaniques et en particulier la résistance au fluage des matériaux ont ainsi dû être développées afin que les systèmes restent opérationnels sans pour autant nécessiter la mise en œuvre de tuyauterie d'épaisseur démesurée.

À titre d'exemple, l'épaisseur de tuyau nécessaire pour résister à une pression de 225 bars et une température de 600 °C passe de 250 mm avec de l'acier P22 à 2,25 % de Cr, à 93 mm avec de l'acier P91 à 9 % de Cr, et à 68 mm avec de l'acier HCM12A à 12 % de Cr.<sup>42</sup>

Le dimensionnement des équipements sous pression est une opération complexe qui prend en compte la valeur de contrainte admissible, la température de calcul ou encore divers coefficients de sécurité à la fois pour les matériaux et pour les soudures. De manière simplifiée, l'épaisseur est calculée en considérant un fonctionnement à pression maximale évalué par rapport à la pression d'éclatement ou à la limite d'élasticité et bien évidemment par rapport au matériau utilisé. Il existe plusieurs formules empiriques pour calculer les épaisseurs.

> Formule 1 :

La plus simplifiée, utilisable pour des estimations grossières, la formule de Barlow :  $e_t = \frac{P \cdot d_e}{2 \cdot S}$

Avec  $e_t$ , l'épaisseur de la paroi ;  $P$ , la pression de calcul (MPa) équivalente à la  $P_{service} + 10\%$  ;  $d_e$ , le diamètre extérieur (mm) et  $S$ , la contrainte admissible (MPa ou N.mm<sup>2</sup>) en fonction de la nature du métal.

Dans le cas de dimensionnement d'installations, les formules de calcul des épaisseurs sont précisées par les réglementations et les codes de construction, documents dans lesquels sont également indiqués les coefficients de sécurité à intégrer. A noter que selon les codes, ces coefficients peuvent être différents.

> Formule 2 :

L'ANSI B31-1 : si  $e < \frac{d_e}{6}$  et  $P < 0,385 S \cdot E$  alors  $e_t = \left( \frac{P \cdot d_e}{2 \cdot S \cdot E + 2 \cdot Y \cdot P} + C \right) k$

Avec  $e$ , l'épaisseur minimale hors tolérance et surépaisseur de corrosion ;  $e_t$ , l'épaisseur de la paroi ;  $P$ , la pression de calcul (MPa) équivalente à la  $P_{service} + 10\%$  ;  $d_e$ , le diamètre extérieur (mm) ;  $S$ , la contrainte admissible (MPa ou N.mm<sup>2</sup>) en fonction de la nature du métal calculée à partir de la limite d'élasticité et de la contrainte à la rupture ;  $C$ , la surépaisseur de corrosion (mm) supposée égale à 1,5 pour les cas normaux, à 3 mm en cas de grande corrosion ;  $Y$ , coefficient dépendant de la nature du métal (ferritique ou austénitique) et de la température ;  $E$ , le coefficient de soudage ;  $k$ , coefficient d'ovalisation et de tolérance de fabrication fixé à 1,125 (12,5 %) pour les tubes sans soudure et 1 lorsqu'ils sont soudés longitudinalement.

Température de calcul (°C)	≤482	510	538	566	593	≥ 621
Acier ferritique	0,4	0,5	0,7			
Acier austénitique	0,4				0,5	0,7

Tableau 5 : Valeur du coefficient Y selon le type de métal et la température

Type de soudure	E
Etiré sans soudure	1
Soudé bout à bout sans reprise à l'envers	0,8
Soudé par résistance	0,85
Soudé spiralé	0,75

Tableau 6 : Valeur du coefficient de soudure E selon le type de métal et la température

<sup>42</sup> S. JAYET-GENDROT, F. ARNOLDI, P. BILLARD, C. DORIER, Y. DUTHEILLET, L. LELAÏT, D. RENAUD, Des matériaux innovants pour un sujet brûlant, Revue Epures, DRD EDF 1999, Paris.

> Formule 3 :

$$\text{L'ANSI B31-3 } e_t = \left( \frac{P \cdot d_e}{2 \cdot S \cdot E \cdot W + 2 \cdot Y \cdot P} + C \right) k$$

Avec les paramètres cités ci-dessus et W, facteur de réduction sur la contrainte en fonction de la température et du type d'acier.

Température de calcul (°C)	<427	<454	<510	<566	<621	<649	<760	<816
Acier Cr-Mo	1	0,91	0,86	0,77	0,68	0,64	-	-
Acier austénitique	1	1	1	0,91	0,82	0,77	0,59	0,5

Tableau 7 : Valeur du coefficient W selon le type de métal et la température

Si  $e > \frac{d_e}{6}$  et  $P > 0,385 S \cdot E$  alors il est important de tenir compte de la fatigue, des contraintes thermiques et des aspects mécaniques de rupture (modification du coefficient Y).

> Formule 4 :

$$\text{L'EN1380-3 (directive Européenne DESP 97/23CE) : } e_t = \left( \frac{P \cdot d_e}{2 \cdot f \cdot z + P} + C \right) k$$

Pour l'application de cette formule, il doit être vérifié que  $\frac{d_e}{d_i} \leq 1,7$

Avec  $e_t$ , l'épaisseur de la paroi ; P, la pression de calcul (MPa) équivalente à la  $P_{service} + 10\%$  ;  $d_e$ , le diamètre extérieur (mm) ;  $d_i$ , le diamètre intérieur (mm) ; f, la contrainte admissible (MPa ou N.mm<sup>2</sup>) en fonction de la nature du métal calculée à partir de la limite d'élasticité et de la contrainte à la rupture ; C, la surépaisseur de corrosion (mm) supposée égale à 1,5 pour les cas normaux, à 3 mm en cas de grande corrosion ; z, le coefficient de joint (z=1 contrôle non destructif/destructif, z=0,85 contrôle par sondage, z=0,7 contrôle visuel) ; C, la surépaisseur de corrosion (mm) ; k, coefficient de tolérance de fabrication (k=1.125 pour les tubes sans soudure).

L'épaisseur à retenir pour le dimensionnement sera la valeur normalisée immédiatement supérieure à l'épaisseur calculée selon les relations citées ci-dessus ANSI B31-1 ou 3 et l'EN 13480 obligatoire pour les nouvelles installations européennes.

Plus de détails peuvent être trouvés dans les codes ainsi qu'aux références en ligne suivantes :

<http://processs.free.fr/>

<https://www.rocdacier.com/epaisseur-des-tuyauteries/>

Les propriétés mécaniques peuvent être trouvées dans les normes, les fiches matériaux mises en ligne par certains fabricants ou par consultation des fournisseurs, un exemple de tableau de S en fonction de la température est présenté ci-dessous :

Temperature		Maximum allowable stresses		Maximum allowable stresses <sup>2)</sup>	
°F	°C <sup>1)</sup>	ksi	MPa <sup>1)</sup>	ksi <sup>2)</sup>	MPa <sup>1)</sup>
-20 to 100	-29 to 38	20	137.9	-	-
200	93	18.1	124.8	20	137.9
300	149	16.9	116.5	20	137.9
400	204	15.9	109.6	19.9	137.2
500	260	15.2	104.8	19.3	133.1
600	316	14.6	100.7	19.1	131.7
650	343	14.4	99.3	19.0	131.0
700	371	14.1	97.2	18.9	130.3
750	399	13.9	95.8	18.8	129.6
800	427	13.8	95.1	18.6	128.2
850	454	13.6	93.8	18.3	126.2
900	482	13.4	92.4	18.1	124.8
950	510	13.3	91.7	17.9	123.4
1000	538	13.1	90.3	17.7	122
1050	566	13.0	89.6	17.5	120.7
1100	593	12.8	88.3	16.6	114.5
1150	621	12.6	86.9	12.8	88.3
1200	649	9.7	66.9	9.7	66.9
1250	677	7.3	50.3	7.3	50.3
1300	704	5.4	37.2	5.4	37.2
1350	732	4.0	27.6	4.0	27.6

<sup>1)</sup> calculated values  
<sup>2)</sup> slightly greater deformation acceptable

Source : site web mannesmann-stainlesstubes<sup>43</sup>

**Tableau 8 : Valeurs de contrainte admissible S en fonction de la température pour l'alliage SA213**

En pratique, il est possible de calculer l'évolution de l'épaisseur d'un matériau en fonction de la pression à laquelle il doit résister.

Ainsi pour le matériau SA213 T22, qui est utilisé en cycles supercritiques, et en utilisant la formule de Barlow (Formule 1), on peut déterminer l'épaisseur qui serait nécessaire pour résister à des conditions sous-critiques (180 bar 540°C) et supercritiques (300 bar, 600°C).

$$e_t = \frac{P \cdot d_e}{2 \cdot S}$$

	Pression (bar)	Température (°C)	Contrainte admissible (MPa)	Diamètre (mm)	Epaisseur (mm)
Conventionnel	40	450	93,8	76*	1,8
Subcritique	180	540	90,3	76	8,3
Supercritique	300	600	88,3	76	14,2

\* Valeur courante de diamètre de tube en chaudière d'incinérateur

**Tableau 9 : Exemple d'épaisseur de tuyauterie en fonction de la température et de la pression (SA213)**

Comme on peut le constater dans le Tableau 9 ci-dessus, la variation d'épaisseur est proportionnelle à la pression. Dans cette gamme de température la valeur de contrainte admissible varie peu. Les augmentations d'épaisseur calculées sont significatives et génèreraient des quantités de matière beaucoup plus importantes.

Cependant comme on a pu le voir, un changement de condition opératoire s'accompagne d'un changement de matériau.

Ces calculs mettent en évidence l'importance du choix des matériaux en accord avec les conditions d'utilisation afin de trouver le comportement le meilleur compromis : Un matériau résistant, une épaisseur raisonnable

<sup>43</sup> [https://www.mannesmann-stainless-tubes.com/files/smst\\_booklet\\_347hfg\\_2008.pdf](https://www.mannesmann-stainless-tubes.com/files/smst_booklet_347hfg_2008.pdf)

**En bref : A ce jour, la sélection de matériaux adaptés ne semble pas être un facteur limitant au développement des centrales supercritiques en milieu incinérateur pour les raisons suivantes.**

**(i) Les matériaux résistant aux contraintes des chaudières supercritiques à charbon sont disponibles avec un retour d'expérience de plusieurs décennies.**

**(ii) Le panel de solutions technologiques permettant de limiter les dommages de la corrosion sont nombreux (choix de l'alliage, traitement de surface, traitement thermique, etc.)**

**(iii) Les surcoûts liés à des matériaux plus qualitatifs sont souvent négligeables devant les coûts globaux des installations. De plus le coût d'un remplacement préventif de certaines pièces peut s'avérer moins couteux que le passage à un grade plus élevé.**

**(iv) Les problèmes de corrosion habituellement rencontrés dans les chaudières d'incinérateurs pourront voir leur sévérité augmenter dans le cadre de chaudières supercritiques mais sans changer fondamentalement l'approche de lutte contre la corrosion.**



## **2. Panorama mondial des installations supercritiques industrielles**

### **2.1 Méthodologie**

Les installations supercritiques pour la production d'électricité et de chaleur sont historiquement dimensionnées pour un intrant de type charbon. L'objectif de l'étude étant d'évaluer la faisabilité d'une telle technologie pour un intrant déchet ou biomasse, le benchmark a été réalisé en deux temps. En premier lieu le travail a consisté en l'identification des différents fournisseurs de technologie de chaudières et le référencement des installations dans le monde par fournisseur, sans discrimination par rapport au type d'intrant ou aux conditions de mise en œuvre supercritiques. Ce travail a été réalisé par une recherche de publications industrielles ainsi qu'une consultation des sites internet des fournisseurs de chaudière. Ce référencement avait pour but d'établir un panorama représentatif des usines existantes développées par ces fournisseurs (sans rechercher l'exhaustivité) et ainsi dégager dans un second temps des critères de classifications pour répondre aux questionnements suivants :

- Quelle est la part d'installations supercritiques par rapport aux chaudières hautes puissances ?
- Quelle est la répartition des usines dans le monde ?
- Quel type d'intrant est utilisé ?
- Le développement de la technologie est-il croissant ?

Les éléments du benchmark ont également été confrontés aux données de la littérature en particulier celles publiées par le IEA Clean Coal Center.<sup>44,45</sup>

#### **2.1.1 Identification des fournisseurs**

Il existe de nombreux fournisseurs différents pour seulement deux technologies sous licences, détenues par Siemens (procédé BENSON) et Alstom (procédé SULZER). Les fournisseurs sont généralement mis en place par partenariat entre une des deux entreprises détentrices des licences et une entreprise nationale. La liste des fournisseurs identifiés est détaillée dans le tableau ci-après :

**Tableau 10 : Liste des fournisseurs sous licence Benson ou Sulzer**

<b>Fournisseurs BENSON</b>	<b>Fournisseurs SULZER</b>
AC Boilers (ex Ansaldo) – ITA	Bharat heavy electricals – IND
Babcock Hitachi – JPN	GE (Alstom)
Babcock Wilcox (B&W) – USA	Harbin electric company – CHN
BGR Energy Systems Limited – IND	L&T-MHI Boilers Private Limited – IND
Burmeister & Wain Energy (BWE) – DK	Mitsubishi Heavy Industries – JPN
Dongfang Boiler – CHN	Mitsubishi Hitachi Power Systems – JPN
Doosan heavy industries – KOR	Shanghai Boiler – CHN
Hitachi power systems – JPN	
IHI Corporation – JPN	
Power Machines - Taganrog – RU	
Sumitomo Foster Wheeler – JPN	
TechnoProm Exports (TPE) – RUS	
Toshiba Energy Systems & Solutions Corp. - JPN	

<sup>44</sup> IEA Clean Coal Centre – An overview of HELE technology deployment in the coal power plant fleets of China, EU, Japan and USA (2016)

<sup>45</sup> IEA Clean Coal Centre – The prospects for HELE power plant uptake in India (2016)

## 2.1.2 Identification des procédés et description simplifiée <sup>46-47-48-49</sup>

Les chaudières supercritiques sont toutes développées sur le modèle des chaudières OTSG (Once-Through Steam Generator) c'est-à-dire sans recirculation. De manière simplifiée, elles peuvent être représentées comme une colonne multitubulaire (nappes de tubes disposées en parallèle) chauffée par l'extérieur. L'eau injectée en bas de la colonne est transformée en vapeur surchauffée en traversant le système. L'eau étant vaporisée directement au niveau des parois du four, il n'est pas nécessaire d'utiliser un tambour et la vapeur peut être envoyée directement vers les surchauffeurs. Ces chaudières sont les seules à pouvoir être opérées sur de larges gammes de pression et de température. Il existe principalement deux technologies : la technologie Benson et la technologie Sulzer.

- *Licence Siemens (procédé Benson)*

Siemens acquiert les droits pour le brevet Benson en 1925, en finalise la construction de la première chaudière Benson en 1926-27, à Berlin-Gartenfeld. Siemens s'attache ensuite à améliorer la technologie jusqu'en 1933, date à laquelle la production de générateurs de vapeurs est arrêtée et l'activité orientée vers la vente de licences.

La chaudière Benson (1922) est une chaudière à tube à eau, sans tambour, fonctionnant à haute pression et haute température (régime supercritique) sous circulation forcée. La chaudière est donc une chaudière supercritique dans laquelle l'eau entrante est amenée à pression supercritique, ce qui empêche la formation de bulles à la surface des tubes (chaleur latente nulle). Le principe est le suivant (Figure 14) :

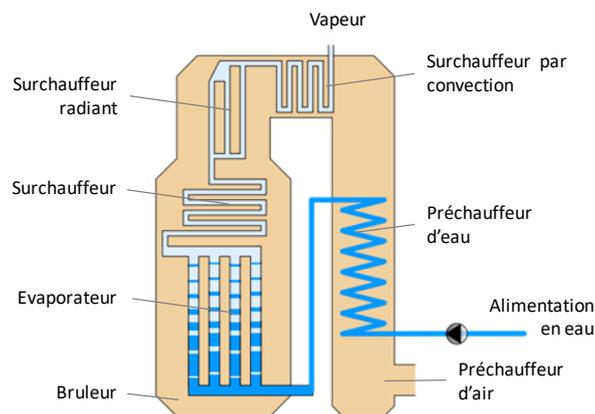


Figure 14 : Procédé Benson<sup>49</sup>

L'eau est pressurisée par la pompe d'alimentation à la pression supercritique de 225 bar. Elle est ensuite préchauffée puis traverse l'évaporateur et le surchauffeur pour être convertie partiellement en vapeur. La température est augmentée à la température supercritique. Un mélange d'eau et de vapeur entre ensuite dans l'évaporateur radiant et est entièrement vaporisée (chaleur provenant du flux gazeux). La température cible (environ 650°C) est ensuite atteinte après le passage de la vapeur dans le surchauffeur par convection. La vapeur est enfin détendue dans une turbine pour la production d'électricité. Dans une chaudière Benson, le lieu d'évaporation complète varie en fonction de la charge. En moyenne, les chaudières Benson sont opérées à 650 °C et 250 bars pour des capacités de 135 t/h.

- *Licence Alstom (Procédé Sulzer)*

Historiquement, le procédé Sulzer suit le même parcours que le procédé Benson. Techniquement, la chaudière Sulzer est peu différente de la chaudière Benson. Son originalité réside dans un réservoir sous pression aussi appelé bouteille Sulzer disposée entre l'évaporateur et le surchauffeur. L'eau est ainsi entièrement vaporisée à cet endroit quelle que soit la charge. Initialement, cette bouteille était utilisée pour séparer les impuretés de la vapeur (sels concentrés par exemple). Une autre

<sup>46</sup> Bernd Bilitewski, Waste Management, Springer Science and Business Media (2013) 3662033828, p.148

<sup>47</sup> <https://engramritkumar.com/benson-boiler/>

<sup>48</sup> S. Teir and A. Kulla, *Steam/Water Circulation Design* (2002)

<sup>49</sup> [BENSON-Boiler-Technology.pdf](#)

caractéristique typique des chaudières Sulzer est le contrôle du débit d'eau de chaque tubes sortant du collecteur grâce à des orifices distincts. (Figure 15).

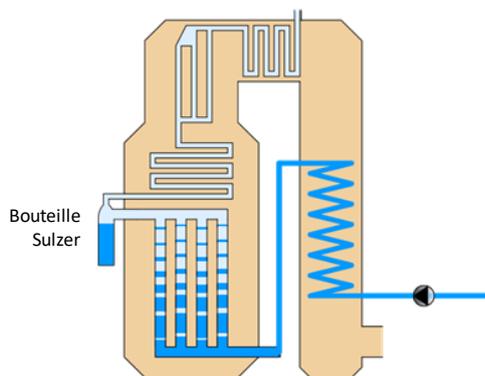


Figure 15 : Procédé Sulzer<sup>49</sup>

### Intérêt des chaudières OTSG à circulation forcée

- Du fait de l'absence de tambour, le poids total de la chaudière est réduit de 20 % en comparaison à d'autres types de chaudière ;
- L'empreinte au sol est également réduite par rapport aux chaudières avec tambour ;
- Démarrage très rapide (15 min) ;
- Les conditions supercritiques empêchent la formation de bulles dans les tubes ;
- Efficacité thermique de près de 90 % ;
- La géométrie du four peut être adaptée au combustible sans restriction pour la partie eau/vapeur.

### Inconvénients des chaudières à transport forcé

- Du fait des conditions supercritiques, un niveau de monitoring plus élevé est nécessaire pour limiter les risques d'explosion ;
- Régulation des flux complexes (pas de tampon pour la régulation de la charge) ;
- Nécessite un débit élevé dans les tubes à la surface du four ;
- N'est pas très flexible en termes de variabilité de charge d'intrant.

## **2.2 Référencement des installations supercritiques**

### **2.2.1 Présentation du tableau**

Le référencement des installations supercritiques dans le monde est fourni dans le document excel joint à ce rapport (Liste des installations.xlsx) ci-après mentionné en tant que « Tableau de synthèse ». La liste est détaillée selon les catégories suivantes :

- Fournisseur de technologie ;
- Exploitant ;
- Nature de l'intrant ;
- Taille d'installation (puissance thermique et/ou électrique) ;
- Conditions opératoires (pression et température) ;
- Supercritique ou Non-supercritique
- Débit de vapeur ;
- Date de mise en route ;
- Lieu et pays d'installation ;
- Investissement si disponible.

Au total, 180 installations supercritiques (SC et U-SC) et non supercritiques ont été recensées, dont 117 supercritiques. Un état des lieux par catégorie est dressé dans les paragraphes suivants.

### **2.2.2 Synthèse des principaux éléments du benchmark**

- Licences et fournisseur

Le nombre d'installations référencées par fournisseurs apparait assez homogène (Figure 16). Quelques fournisseurs se placent néanmoins en tête de marché : Bharat Heavy Electricals (18), Alstom (11), Mitsubishi Hitachi (10), Hitachi (11), IHI Corporation (11), et B&W (11).

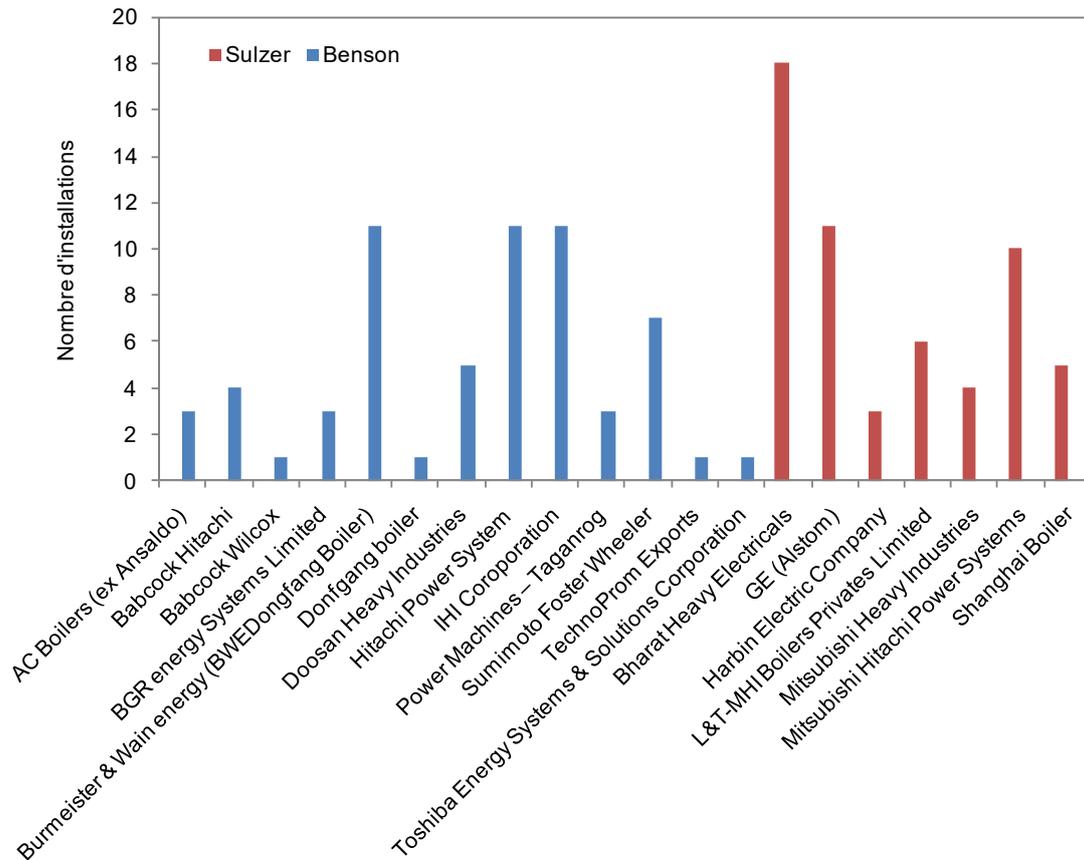


Figure 16 : Classement des installations par fournisseur (RECORD 2019)

- Nature de l'intrant

La majorité des installations inventoriées fonctionnent avec du charbon, ou ses dérivés (anthracite, lignite, gangue, etc.). Seulement trois installations fonctionnant avec de la biomasse ligno-cellulosique (bois, pellets, paille, résidus agroforestiers) ont été recensées (Figure 17).

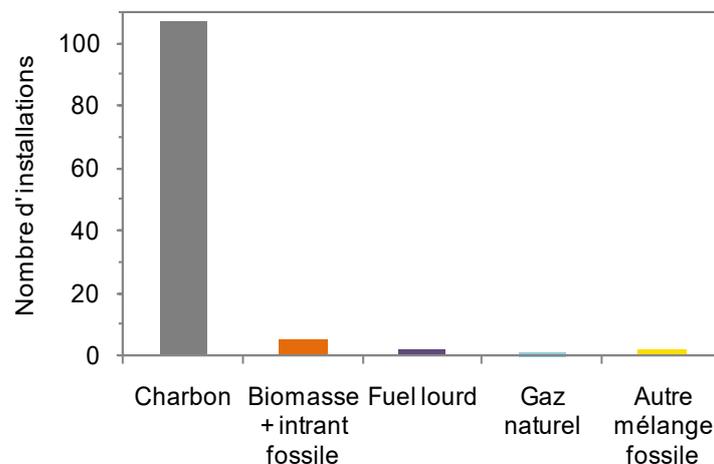


Figure 17 : Classement des installations référencées par intrant (RECORD 2019)

D'après le tableau de synthèse, pour une unité supercritique de rendement 47,7 %, on estime la quantité de charbon nécessaire (PCI ~26 MJ/kg) à 290 g/kWh électrique produit contre 360 kg/kWh pour la filière conventionnelle de rendement 38 %. Ces valeurs sont en accord avec

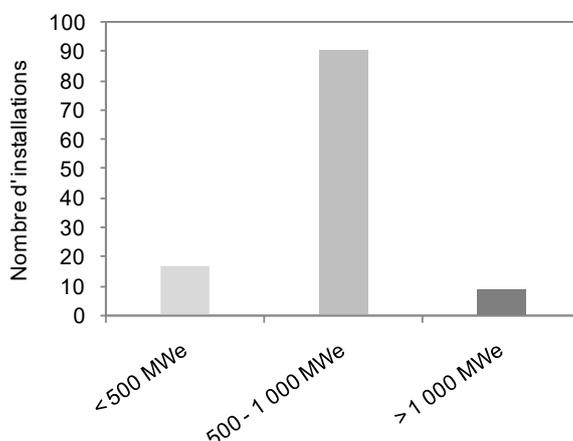
les données de l'étude de Wood Mackenzie<sup>50</sup> publié en janvier 2019 (290-340 g/kWhe) et celles de la littérature 293 g/kWhe pour la Chine<sup>51</sup> en 2009. A noter que des écarts importants entre les pays peuvent être observés. Les raisons sont multiples : qualité du charbon, conditions climatiques, pratiques d'opération et maintenance, conditions des cycles vapeur, etc.

- Taille d'installation (puissance)

Les installations couvrent une gamme de très haute puissances allant jusqu'à 4 000 MWe. La puissance installée est très souvent répartie sur plusieurs chaudières. Nous les avons distinguées en trois catégories (Figure 18) :

- $P < 500$  MWe
- $500 \text{ MWe} < P < 1\,000$  MWe
- $P > 1\,000$  MWe

La majorité (65%) des chaudières référencées se trouve dans la gamme 500 MW – 1 000 MW.



**Figure 18 : Classement des installations référencées par puissance de chaudière (RECORD 2019)**

A titre d'exemple, l'installation Sasan Ultra Mega Power Plant de Shanghai Boiler en Inde regroupe 6 chaudières de 660 MWe, et l'installation de la CFE (Comision Federal de Electricidad) de Mitsubishi Hitachi Power System au Mexique regroupe 3 unités de 700 MWe.

- Conditions opératoires

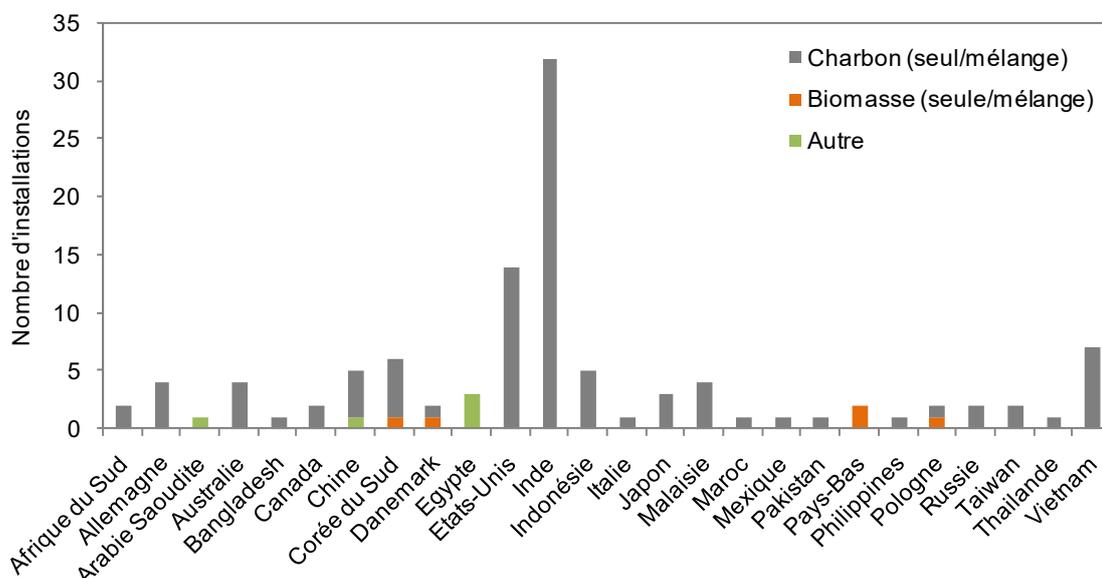
Les conditions opératoires appliquées sur l'ensemble des chaudières inventoriées correspondent à des conditions classiques de l'utilisation de ce type de chaudière : pression de vapeur de 230 à 320 bar et température comprise entre 530 et 600°C.

- Répartition géographique et ratio des contributions supercritique/conventionnel à la production électrique

<sup>50</sup> [Wood Mackenzie, Outlook and Benefits of An Efficient U.S. Coal Fleet \(2019\)](#)

<sup>51</sup> H. Fan et al. Thermal Science and Engineering Progress 5 (2018) 364–371

La figure suivante reporte le nombre d'installations référencées dans le panorama par pays. On observe un nombre d'installation plus important en Inde (38) et aux Etats-Unis (15) avec une nette majorité fonctionnant au charbon, une ressource qui est disponible en abondance dans ces pays et intéressante en terme de rendement énergétique.



Charbon : charbon, charbon bitumeux, lignite, anthracite:  
 Biomasse : l'intrant peut être composé de biomasse ou d'un mélange biomasse/plastique ou biomasse.gaz ou biomasse/charbon  
 Autre: fuel lourds, gaz naturel, bois et plastique en mélange, coke de pétrole

**Figure 19 : Répartition des installations par pays et par intrant (RECORD 2019)**

La Chine apparait peu dans ce référencement, les projets chinois étant peu mentionnés sur les sites fournisseurs consultés pour le panorama. Pour plus de représentativité des données, l'étude a été complétée par une analyse bibliographique succincte focalisée sur le charbon. Rappelons en effet que l'objet de l'étude est d'évaluer le potentiel d'application aux déchets des cycles vapeurs supercritiques et non d'étudier le marché de la production électrique à partir de charbon par ces technologies. Le tableau suivant indique le nombre d'installations supercritiques et ultra-supercritiques présentes en Chine, en Europe, aux Etats-Unis et au Japon en 2016.<sup>44</sup>

Nombre d'unités installées et alimentées en charbon en 2016									
44									
Etat-Unis		Europe		Chine		Japon		TOTAL	
SC	U-SC	SC	U-SC	SC	U-SC	SC	U-SC	SC	U-SC
117	0	30	22	393	222	20	24	560	268

**Tableau 11 : Nombre d'unités SC et U-SC installées en 2016 en Chine, Europe, Etats-Unis et Japon**

La Chine est le premier exploitant mondial des chaudières supercritique pour la production d'énergie à partir de charbon loin devant les Etats-Unis et l'Europe ou le Japon. Sur les 867 GW de capacité de production d'électricité à partir de charbon en 2016, 25 % proviennent d'installations supercritiques et 17 % d'installations ultra-supercritiques.

Tout comme la Chine, le Japon est peu représenté dans le benchmark. Il est pourtant l'un des pays leader dans le domaine des technologies de haute performance et faible émission (HELE – High Efficiency Low Emission) avec notamment la première centrale ultra-supercritique construite en 1993. Sur les 44 GW de capacité de production électrique à partir de charbon, la part des installations SC et U-SC représente respectivement 30 % et 45 % soit les taux les plus élevés au monde. Le contrôle de la pollution de l'air est en effet traité comme un enjeu prioritaire.

Aux Etats Unis, d'après l'US Energy Information Administration<sup>52</sup>, la production électrique à partir de charbon s'élevait à 1,2 TWh en 2017. La capacité de production électrique s'élève à environ 307 GW pour les installations au charbon dont près de 30 % sont générés par des centrales supercritiques. En 2016 le pays ne comptait aucune unité U-SC. Le tableau de synthèse répertorie environ une installation sur six. Loin des enjeux environnementaux liés à l'usage du charbon, les projets développés ces dernières années étaient principalement tournés vers les installations à haut rendement afin de réduire les émissions polluantes. Les mesures Obama définies dans le « Clean Power Plan » avaient aussi pour ambition de faire fermer les sites les plus anciens et polluants. Cette position a été revue par le plan Trump « Affordable Clean Energy Rule », permettant la relance des centrales à charbon tout en encourageant l'amélioration de leur efficacité<sup>53</sup>. Toutefois, le marché du charbon subit un déclin depuis 2015, du fait de la baisse de demande de la part de la Chine, l'Agence Internationale de l'Energie (AIE) prévoit une décroissance de la consommation de 2,1 % par an de 2013 à 2020.

En Inde<sup>54-55-56-57</sup>, la production électrique à partir de charbon pour 2017 se situe entre 1 200 et 1 800 TWh. Elle dispose d'une capacité installée de l'ordre de 220 GWe dont près de 22 % sont des unités SC et 4 % U-SC.<sup>58</sup> Du fait de ressources internes importantes, le mix énergétique indien repose aujourd'hui à environ 57 % sur le charbon. Le tableau de synthèse répertorie pourtant une capacité de production plus importante. Il est très probable que certaines des données concernant les unités référencées soient obsolètes. En effet obtenir des données à jour est complexe, d'autant plus si le nombre de projet avorté est mis en perspective de ce travail, Tableau 12.<sup>58</sup>

Statut (Juillet 2018)	GWe
Annoncé	16
Pré-autorisation	24
Autorisé	23
Construction	39
En fonctionnement	219
Au stade projet	97
Annulé (2010-2018)	476
Fermé (2010-2018)	8

**Tableau 12 : Statut des projets de centrale au charbon en Inde (Juillet 2018)**

Son engagement dans la réduction des émissions de gaz à effet de serre explique l'intérêt fort pour les technologies supercritiques à court terme, mais pousse d'ores et déjà le pays à mettre en place des alternatives renouvelables (part du mix énergétique de 2 à 13 % d'ici à 2040) et à freiner la construction de projets de centrales à charbon<sup>59</sup>. Le pays enregistre d'ailleurs pour l'année fiscale 2018-2019 un ralentissement record dans la croissance des capacités de production à partir de cette ressource fossile, Sur les 20 GW de nouvelles centrales au charbon mises en service chaque année entre les exercices 2012-2013 et 2015/16, les nouvelles capacités nettes de charbon ont été de 7 GW, 5 GW et 1,2 GW respectivement.<sup>60</sup> Néanmoins, l'augmentation de la demande énergétique attendue d'ici à 2040 est telle (1 921 Mtep contre 724 Mtep en 2016), que les prévisions assurent la première place du mix énergétique au charbon. Sa contribution atteint par contre une valeur plus faible, 50 %, contre 57 % en 2016, Tableau 13. A noter que la moitié de l'augmentation nette de capacité de production des centrales au charbon prévue dans le monde devrait avoir lieu en Inde.<sup>45</sup>

<sup>53</sup> [Article Le Figaro : Trump ressuscite le charbon aux États-Unis \(2018\)](#)

<sup>54</sup> [Electricity sector in India](#) (Wikipedia consulté en Juin 2019)

<sup>55</sup> <https://www.iea.org/weo>

<sup>56</sup> [Energy policy of India](#) (Wikipedia consulté en juin 2019)

<sup>57</sup> Seal T K, Bose D, Indian Scenario of Supercritical Power Plants – Issues and Past Challenge.

<sup>58</sup> [Article IEEFA update: India coal plant cancellations are coming faster than expected \(2018\)](#)

<sup>59</sup> [Article : L'Inde et le charbon : la difficile transition énergétique des pays en croissance \(2017\)](#)

<sup>60</sup> <http://ieefa.org/>

Energie primaire	2016		2040		Croissance globale
	Consommation (Mtep)	Part du mix	Consommation (Mtep)	Part du mix	
Pétrole	212	29 %	485	25 %	129 %
Gaz	45	6 %	128	7 %	184 %
Charbon	412	57 %	955	50 %	132 %
Nucléaire	9	1 %	44	2 %	389 %
Hydro	29	4 %	52	3 %	79 %
Renouvelable	17	2 %	256	13 %	1 406 %
<b>TOTAL</b>	<b>724</b>		<b>1 920</b>		<b>165%</b>

Source : BP Energy outlook 2018<sup>61</sup>

**Tableau 13 : Consommation en énergie primaire et part dans le mix énergétique Indien en 2016 et 2040**

En Europe, la capacité de production est de l'ordre de 169 GWe avec une contribution respective de 10 % et 11 % des installations SC et U-SC, le tableau de synthèse en répertorie environ un tiers.

En Europe, les centrales électriques faisant intervenir de la biomasse sont toutes d'anciennes centrales à charbon, **converties pour fonctionner avec du bois dans un souci de réduction des émissions de gaz à effet de serre**<sup>62-63-64-65-66</sup>. Un projet de construction dans le terminal portuaire de Gand d'une nouvelle centrale électrique porté par Belgian Eco Energy devait voir le jour en 2019 avec l'ambition de devenir la plus grande centrale biomasse au Monde (215 MWe-110 MWth), Le dossier était évalué comme exemplaire sous de multiples aspects. Les certificats verts n'ont cependant pas été accordés, mettant un coût d'arrêt au développement. Les raisons avancées étaient : un plan d'approvisionnement en biomasse jugé trop risqué (basé sur du bois d'Afrique du sud amené par bateau) et un dossier finalement incomplet. D'autres y voient des raisons plus politiques et avant tout l'impopularité de la nouvelle taxe pour l'énergie proposée par le gouvernement pour diminuer la dette accumulée par l'essor du photovoltaïque en Flandre. Les subventions jugées trop élevées à supporter (100 millions d'euros par an à supporter pendant 15 ans) seraient, via la taxe, venues se répercuter sur la facture énergétique des ménages<sup>67-68</sup>.

<sup>61</sup> Article : [India will overtake China as largest market for energy by late 2020s: BP Energy Outlook \(2018\)](#)

<sup>62</sup> Article : [World's largest commercial biomass-fired power plant moves step closer \(2016\)](#)

<sup>63</sup> Article : [Skaerbaek Combined Heat and Power Plant, Fredericia](#) (Page consultée mars 2019)

<sup>64</sup> [Avedore Power Station](#) (Wikipedia consulté en mars 2019)

<sup>65</sup> [Eemshaven Power Station, Groningen](#) (Page consultée avril 2019)

<sup>66</sup> [GE Chosen to Build World's Largest Commercial Biomass-Fired Power Plant](#) (Page consultée mars 2019)

<sup>67</sup> Article : [L'écho - Coup de frein pour la biomasse à Gand \(2016\)](#) (Page consultée avril 2019)

<sup>68</sup> Article : [Bioénergie - Le point sur les projets biomasse en Belgique \(2016\)](#) (Page consultée avril 2019)

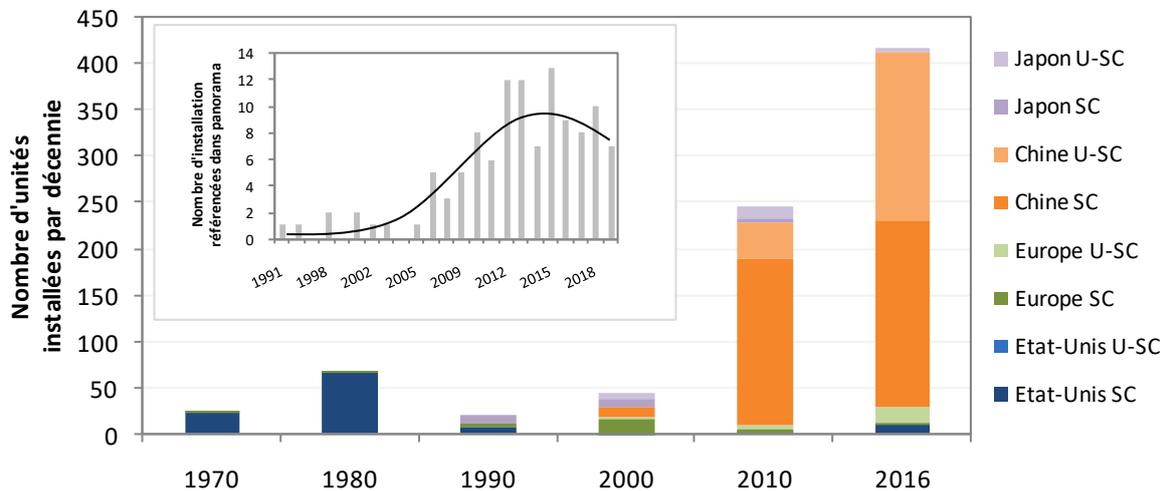


Communiqué de presse, Veolia, Paris, 6 octobre 2015<sup>69</sup>

**Figure 20 : Implantation du projet de centrale biomasse de Gand (215 MWe)**

- Date de mise en route

Le tableau de synthèse inventorie les installations depuis les années 1990. Depuis, on note un intérêt grandissant pour les technologies de chaudières supercritiques, avec une augmentation significative du nombre d'installations par an jusqu'en 2015 (Figure 21). Cette tendance mise en évidence par le benchmark est conforme à l'évolution du nombre d'installation



**Figure 21 : Classement des installations par date de mise en route (RECORD 2019)**

Afin de mieux évaluer la vitesse de progression de la capacité de production électrique via les systèmes supercritiques dans le monde et en particulier pour les pays dénombrant actuellement le plus grand nombre d'installations, le cumul des puissances installées en fonction du temps a été tracé à partir des données du rapport de l'IEA Clean Coal Center. L'Inde ne faisant pas partie de l'analyse, la courbe de progression a été tracée à partir des informations du panorama., Figure 22:

<sup>69</sup> <https://www.veolia.com/>

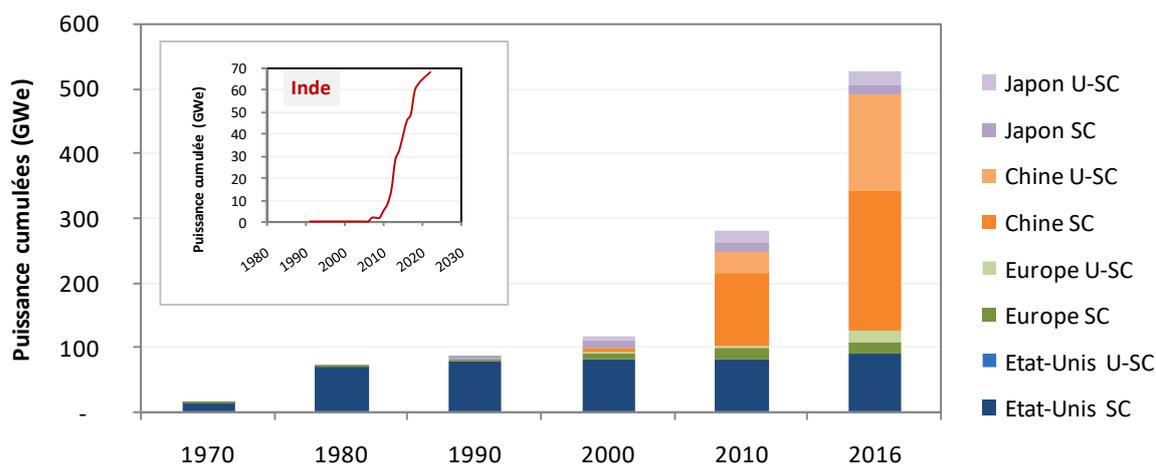


Figure 22 : Puissance installées cumulées par région géographique (RECORD 2019)

Le développement des chaudières supercritiques a débuté dès les années 70 aux Etats-Unis (25 installations pour une puissance cumulée de 15 GWe) et en Europe (2 installations pour une puissance cumulée de 950 MWe). Dans la décennie suivante, la capacité de production a quasiment quadruplé aux Etats-Unis (69 installations pour un cumul de 56 GW), en Europe elle n'a connu que peu d'évolution avec seulement 1 installation supplémentaire de 350 MW. Le développement s'est ensuite élargi au Japon à partir de 1990 puis à la Chine dans les années 2000. Le nouveau millénaire marque le démarrage du marché de l'ultra-supercritique avec les premières centrales construites au Japon (cumul de 7 GW). Sur la période 2000-2010, l'essor est considérable grâce aux investissements énormes de la Chine dans les systèmes SC (180 installations) et U-SC (40 installations). Dans le même temps le Japon bâtit 13 centrales U-SC et 3 SC pour atteindre une capacité totale de production électrique de 30 GW répartie sur 41 usines. L'Europe quant à elle reste loin derrière avec 19 GW de puissance cumulée pour un total de 33 installations. A l'inverse, l'Inde encore invisible sur le marché du supercritique commence à investir massivement dans le charbon. En 2016, l'étude de l'IEA fait état d'un cumul de puissance de 90 GW (100 % SC) pour les Etats-Unis, 35 GW (50 % SC/50 % U-SC) pour l'Europe, 366 GW (60 % SC/40 % U-SC) pour la Chine et 33 GW pour le Japon, leader de l'ultra-supercritique avec 60% de ces installations U-SC contre 40 % en SC.

Entre 2012 et 2017 l'Inde a construit des centrales supercritiques pour atteindre 40 GW de capacité de production électrique et prévoit 92 GWe<sup>70</sup> supplémentaires d'ici 2027. En effet, si le développement en Inde a commencé plus tard, vers 2007, la progression a suivi une courbe exponentielle. Cette augmentation extrêmement forte peut trouver une explication dans le plan de développement Indien (pays porteur des technologies supercritiques). A partir de 2013, le plan prévoyait l'interdiction de nouvelles installations de production d'électricité à partir de charbon fonctionnant en conditions sous-critique, ce qui a permis l'essor des installations en supercritique, voire ultra supercritique<sup>71</sup>. Cependant, nous l'avons vu dans le paragraphe précédent, la ratification de l'accord de Paris par l'Inde freine depuis le développement de centrales au charbon<sup>72</sup>.

- Investissement

Le coût d'investissement est une donnée très peu communiquée, il n'a pu être obtenu que pour 26 installations. La figure suivante (Figure 23) reporte le coût d'investissement au MWe produit après ajustement de la valeur par l'inflation depuis l'année de construction<sup>73</sup>, par puissance de chaudière (Méthode infl.). Par souci de comparaison, l'ajustement du coût d'investissement a également été mené sur la base des index Marshall & Swift (Méthode M&S) et donne les mêmes résultats (+/- 15%). Il apparaît que les coûts d'investissement se situent entre 250 et 3 000 \$/KWe. Si les données sont relativement dispersées, une tendance se dégage néanmoins : abaissement de l'investissement lorsque la

<sup>70</sup> [Coal transition in India - Assessing India's energy transition options \(2018\)](#)

<sup>71</sup> [National Institution for Transforming India, Government Of India - User Guide for India's 2047 Energy Calculator – Carbon Capture and Storage](#)

<sup>72</sup> [Article : L'Inde et le charbon la difficile transition énergétique des pays en croissance \(2017\)](#) (Page consultée juin 2019)

<sup>73</sup> Données de LA BANQUE MONDIALE, <https://donnees.banquemondiale.org/indicateur/fp.cpi.totl.zg>, consulté le 08/02/2019

puissance augmente ce qui est représentatif de l'influence du facteur d'échelle. Il est complexe de connaître avec précision le détail des coûts des données communiquées. Il est possible que le calcul des investissements ne prenne pas en compte les mêmes postes de coûts selon les projets, les taxes appliquées sur les équipements peuvent aussi varier.

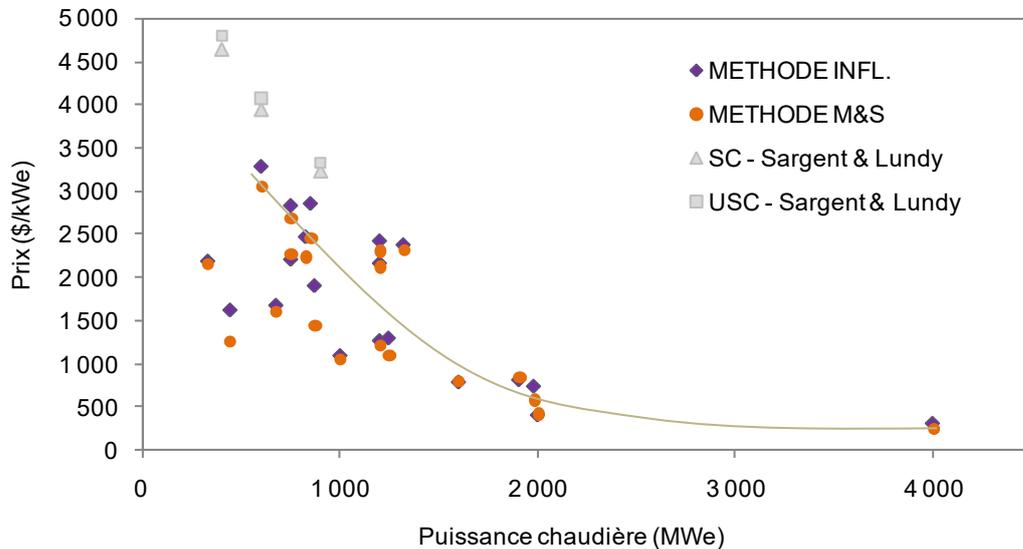


Figure 23 : Evolution de l'investissement selon la capacité de production électrique (RECORD 2019)

Sargent & Lundy<sup>74</sup> ont estimé le coût total d'investissement d'installations sous et supercritiques pour différentes gammes de puissance et différents intrants. Leurs résultats sont regroupés dans le tableau ci-dessous. A titre de comparaison avec les données du benchmark les coûts indiqués pour les divers types de charbon ont été moyennés par puissance et par catégorie de chaudière. Les résultats sont symbolisés sur le graphique de la Figure 23. Il semblerait que les données collectées pour les installations entre 300 et 600 MWe soient sous-estimées, au-delà l'ordre de grandeur est correct.

Intrant	\$/kWe net								
	Charbon bitumineux			Charbon PRB			Lignite Texas		
MWe	400	600	900	400	600	900	400	600	900
subSC	4 523	3 844	3 190	4 186	3 555	2 951	4 760	4 045	3 357
SC	4 686	3 982	3 262	4 332	3 679	3 015	4 931	4 190	3 433
USC	4 835	4 109	3 362	4 466	3 792	3 105	5 090	4 325	3 540

Tableau 14 : CAPEX d'installation (+/- 30%) pour différents types d'installation et de puissance (\$2008/kWe)

Ces résultats montrent qu'à puissance équivalente, une installation supercritique coûte en moyenne 4 % plus cher qu'une installation sous-critique pour des gammes de puissance de 400 et 600 MWe, et 2 % plus cher pour des installations de l'ordre de 900 MWe de puissance. Pour les installations ultra-supercritiques, le surcoût à l'investissement est de 7 % pour des installations de 400 et 600 MWe, et de 5 % pour des installations de 900 MWe.

<sup>74</sup> Sargent & Lundy, US Environmental Protection Agency, New coal-fired power plant performance and cost estimates (2009)



### 3. Identification des verrous technologiques et discussions

#### 3.1 Dimensionnement des turbines

Il apparait qu'une contrainte majeure liée à l'utilisation des chaudières ultra-super-critique est le faible volume spécifique du fluide. Par conséquent, seules des turbines capables de fonctionner avec des débits importants peuvent atteindre des rendements suffisant.

**Le dimensionnement actuel des turbines ne permet pas d'envisager d'appliquer cette technologie sur des installations de faible puissance (tels que les incinérateurs par exemple).**

**Il est peu probable de prévoir le développement de turbines supercritique pour des installations de petite capacité dans un avenir proche.**

Ainsi on trouve par exemple sur le site du centre de valorisation énergétique de Saint Saulve (59) deux turboalternateurs de 6 MW. Il s'agit de turbines à condensation et soutirage. Les conditions d'admission sont de 345 °C – 37 bar abs et les conditions d'échappement sont 47 °C – 0.1 bar abs.<sup>75</sup>

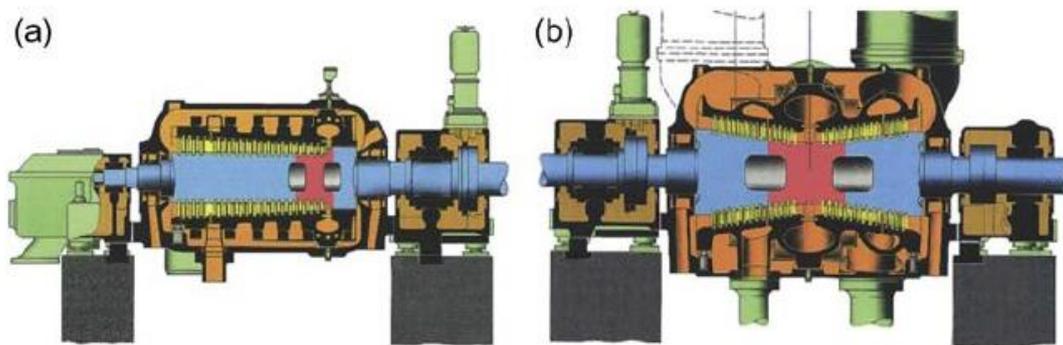


Figure 24 : Schéma de turbine haute pression Alstom à rotor 10 % Cr-Acier pour les parties les plus chaudes (a) simple flux (b) double flux<sup>75</sup>

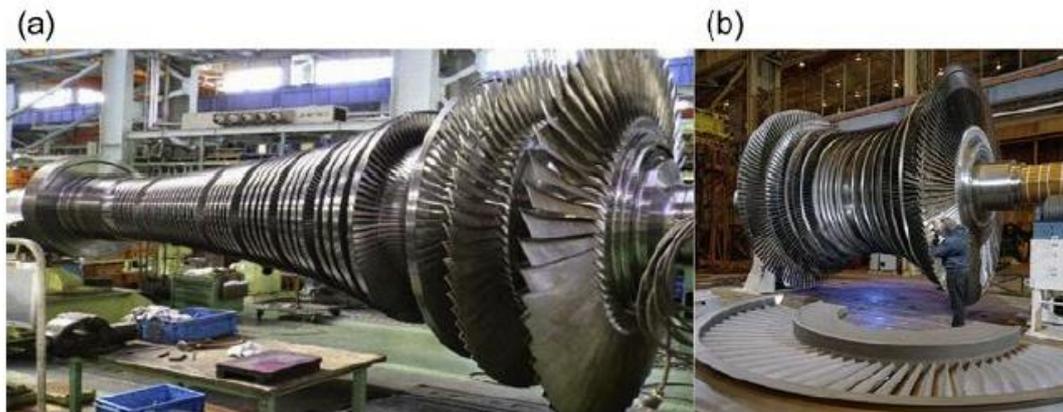


Figure 25 : Turbine haute pression (a) simple flux (b) double flux<sup>75</sup>

<sup>75</sup> <https://www.ecovalor.net/usine/process/>

## **3.2 Cycles de Brayton – CO<sub>2</sub> supercritique**

### **3.2.1 Introduction**

Au cours de nos recherches bibliographiques, nous avons identifié une alternative aux chaudières vapeur à cycles supercritiques : les chaudières mettant en jeu les cycles de Brayton avec comme fluide caloporteur le CO<sub>2</sub>. Les cycles de Brayton se différencient des cycles présentés dans cette étude par le fait que le fluide caloporteur est un gaz. Cela apporte de nombreuses modifications sur le procédé et selon les applications des avantages conséquents.

Bien que la technologie ne soit pas encore développée à l'échelle industrielle, les perspectives qu'elle apporte en comparaison aux cycles thermodynamique à eau sont avantageuses sur certains points (compacité, performances...) et pourrait *a priori* être intéressante pour le sujet de l'incinération.

Deux communautés scientifiques font référence sur la thématique CO<sub>2</sub> supercritique pour l'énergie et l'industrie aujourd'hui :

- 1- Le *Supercritical CO<sub>2</sub> Power Cycles symposium*<sup>76</sup> qui organise des événements depuis 2007.
- 2- Et la communauté européen du sCO<sub>2</sub><sup>77</sup> plus récente et qui vient d'organiser sa 3<sup>ème</sup> conférence en septembre 2019.

Ces deux organisations restent relativement jeunes comparativement par exemple à la communauté des fluides supercritiques (ISASF<sup>78</sup> - 1986).

Les thèmes abordés lors de la dernière conférence européenne du SCO<sub>2</sub> sont les suivants : échange et transfert de chaleur (échangeurs), système de puissance, démonstrateurs expérimentaux, applications, matériaux pour l'application SCO<sub>2</sub>, comportement du CO<sub>2</sub>. Dans de nombreux cas, les travaux présentés sont plutôt théoriques avec très souvent des calculs de simulation.

Cela confirme que la technologie est toujours en cours de développement.

### **3.2.2 Description de la technologie**

Une des pistes pour développer des centrales plus performantes et plus compactes serait d'utiliser du CO<sub>2</sub> à l'état supercritique comme fluide de travail. Un des principaux obstacles au déploiement du cycle de Brayton au CO<sub>2</sub>-SC est de justifier sa faisabilité, sa viabilité et son potentiel à l'échelle industrielle.<sup>79</sup> De plus, les futures centrales devraient présenter une intégration thermique plus flexible et des sources de chaleur mixtes possibles.

La densité du CO<sub>2</sub> supercritique est environ le double de celle de la vapeur d'eau ce qui lui confère une densité énergétique plus importante. Dans la région proche de son point critique, la compression CO<sub>2</sub> est moins énergivore que lorsque le CO<sub>2</sub> est à l'état de gaz sous-critique. Cette configuration permet de réduire la consommation du compresseur et donc d'améliorer les performances globales du cycle. D'après les chercheurs du NETL (*National Energy Technology Laboratory* à Pittsburgh) à puissance égale les dimensions de la turbine pourraient être réduites d'un facteur 10 avec un gain significatif sur son coût et sa manœuvrabilité ; typiquement une turbine au CO<sub>2</sub>-SC de 4 étages pourrait produire la même puissance qu'une turbine à vapeur de 10 ou 15 étages. Richard Dennis, manager du département turbines au sein du NETL estime qu'une turbine au CO<sub>2</sub>-SC de 4 étages, d'un diamètre de 10 cm et d'une longueur de 1,20 m, pourrait alimenter en électricité l'équivalent de mille logements ; il prévoit une amélioration du rendement de ce type de turbine de 3 à 4 % par rapport aux technologies actuelles.

---

<sup>76</sup> <http://sco2symposium.com/default.shtml>

<sup>77</sup> <https://www.sco2.eu/>

<sup>78</sup> <https://supercriticalfluidsociety.net/>

<sup>79</sup> Q. Zhao, Conception and optimization of supercritical CO<sub>2</sub> Brayton cycles for coal-fired power plant application, thèse de doctorat université de Lorraine, (2018)

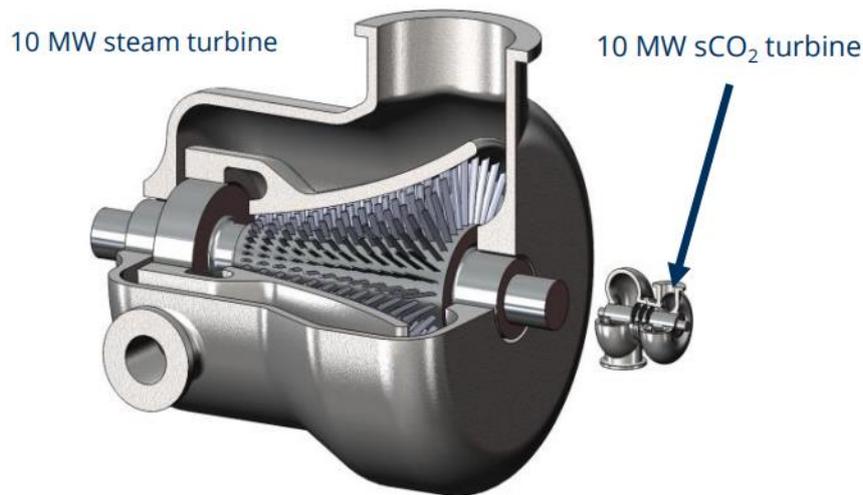


Fig. b): Size comparison of a 10 MW turbine for usage with water based steam / sCO<sub>2</sub>

Source: Gampe, Spura (2016), TU Dresden

Figure 26 : Les turbomachines à CO<sub>2</sub> supercritique peuvent représenter un dixième de la taille des équipements conventionnels (image Gampe, spura 2016 TU Dresden)

Comme le montre la figure ci-dessous présentant une architecture de cycle électrogène avec recompression, il est envisageable d'utiliser le CO<sub>2</sub> supercritique comme fluide caloporteur.<sup>80,81</sup> Comme pour les cycles utilisant des chaudières à vapeur d'eau, plusieurs variantes des cycles au CO<sub>2</sub>-SC existent (ex : cycles avec recompression, resurchauffe, refroidissement partiel, intercooling etc....).

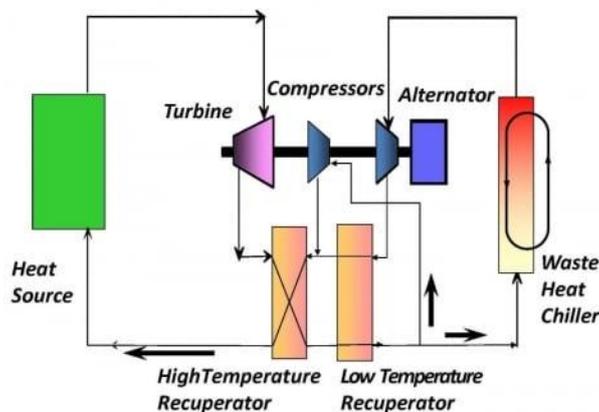


Figure 27 : Schéma de principe<sup>80</sup>

Le cycle de Brayton S-CO<sub>2</sub> est un système de conversion d'énergie qui combine les avantages du cycle Rankine à vapeur et de la turbine à gaz. La compression peut se faire dans un domaine de presque incompressibilité (l'étape de compression est moins énergivore avec un fluide incompressible qu'avec un fluide compressible) et il n'y a pas de changement de phase du fluide de travail, simplifiant significativement le nombre d'équipements nécessaire en comparaison à une cycle de Rankine (pas de poste d'eau complexe). Enfin, la compacité des turbomachines permet de réduire la quantité de matériau onéreux (car résistants à la corrosion à haute pression et température) nécessaire à leur fabrication.

Le facteur de compressibilité d'un fluide,  $Z$ , est défini comme rapport entre le volume molaire d'un gaz et celui du gaz parfait. Il décrit en quelque sorte à quel point le fluide se comporte comme un gaz idéal.

<sup>80</sup> V. Dostal, M.J. Driscoll, P.Hejzlar, A Supercritical Carbon Dioxide Cycle for Next Generation Nuclear Reactors MIT-ANP-TR-100 (2004)

<sup>81</sup> Y. Ahn, S.J. Bae, M. Kim, S.K. Cho, S. Baik, J.I. Lee, J.E. Cha, Review of supercritical CO<sub>2</sub> power Cycle Technology and Current Status of research and Development, Nucl. Eng. Technol 47 (2015) 647-661

Un fluide incompressible présente un facteur de 0 tandis qu'un fluide se comportant comme un gaz parfait à un facteur de compressibilité de 1. Pour le CO<sub>2</sub> au voisinage du point critique, le facteur de compressibilité varie de 0,2 à 0,5 ce qui permet de réduire de façon très importante le travail de compression.

Les avantages du cycle CO<sub>2</sub> supercritique peuvent se résumer comme suit :

- L'efficacité thermique peut être augmentée jusqu'à 5% par rapport au cycle vapeur Rankine.
- Les turbomachines sont plus compactes et la taille globale du système peut être réduite jusqu'à quatre fois par rapport au cycle de Rankine classique à vapeur d'eau.
- La possibilité de réaliser un cycle au CO<sub>2</sub> supercritique refroidi à l'air sec (programmes de recherche, notamment SunShot (Washington, DOE, USA) et l'Australian Solar Thermal Research Initiative (ASTRI, CSRISO, Action, Australie) permet de réduire la consommation d'eau
- Dans le cas du cycle de vapeur, le condenseur fonctionne sous vide et provoque l'entrée de gaz dans l'eau et des systèmes complexes de purification sont nécessaires. Avec le dispositif du cycle au CO<sub>2</sub> supercritique refroidi par air, les exigences du système de purification sont inférieures à celles du cycle de vapeur Rankine pour empêcher l'entrée d'air. Ainsi, le système de conversion de puissance peut être simplifié.<sup>81</sup>

### **3.2.3 Projets de démonstrateurs**

Au Canada (Carleton University Brayton Cycle Loop – *CUBCL design*) un projet de démonstrateur est en cours pour évaluer la faisabilité technique de cette technologie<sup>82, 83</sup>. L'objectif de ce projet est de construire une boucle de démonstration à l'échelle pilote de 50-250 KW qui pourra être utilisée avec les futurs systèmes de production d'électricité à efficacité élevée fonctionnant à partir de combustibles fossiles ou d'énergie renouvelable.

Aux Etats-Unis (San Antonio Texas<sup>84</sup>), un autre projet envisage la construction d'une installation 10 MWe dédiée au solaire<sup>85</sup>. Le projet est toujours en cours et est entré dans une phase d'optimisation/modélisation (Projet STEP - Supercritical Transformational Electric Power (STEP) Program porté par DOE Department of Energy)<sup>86</sup>.

La société ECHOGEN propose la commercialisation d'un module d'environ 8MWe permettant la récupération de chaleur fatale en mettant en avant la compacité et la simplicité du module proposé (volume inférieur à celui d'un container, avec système de branchement facilité). Au-delà de cette proposition commerciale, la technologie reste actuellement en cours de développement et ne dispose pas de démonstrateur à grande échelle opérationnel.<sup>87</sup>

	<b>Cycle de Rankine</b>	<b>Cycle de Brayton « Open air »</b>	<b>Cycle de Brayton « Closed sCO<sub>2</sub> »</b>
Fluide de travail	Vapeur/eau	Air	CO <sub>2</sub>
Compresseur/Pression en entrée de pompe	0,01 MPa	0,1 MPa	7,5 MPa
Turbine – Pression en entrée	30 MPa	2 MPa	32 MPa
Turbine – Ratio de pression	3 000	35	4,3
Turbine – Température en entrée	600°C	1 350°C	600°C
Turbine – Température en sortie	38°C	530°C	500°C

**Tableau 15 : Comparaison des technologies en quelques chiffres<sup>88</sup>**

<sup>82</sup> <https://www.rncan.gc.ca/energie/financement/programmes-financement-actuels/iei/16060>

<sup>83</sup> <https://worldindustrialreporter.com/toshiba-provide-u-s-demonstration-power-plant-unique-supercritical-co2-turbine/>

<sup>84</sup> <https://www.modernpowersystems.com/features/featureconstruction-underway-on-sco2-brayton-cycle-demo-plant-6920953/>

<sup>85</sup> <https://www.energy.gov/eere/solar/project-profile-10-megawatt-supercritical-carbon-dioxide-turbine>

<sup>86</sup> [http://www.sco2symposium.com/www2/sc\\_o2/papers2018/modeling-control/016\\_Pres.pdf](http://www.sco2symposium.com/www2/sc_o2/papers2018/modeling-control/016_Pres.pdf)

<sup>87</sup> Q. Zhu, Innovative power generation systems using supercritical CO<sub>2</sub> cycles Clean Energy, 2017, Vol. 1, No. 1, 68–79

<sup>88</sup> Supercritical CO<sub>2</sub> Brayton Power Cycles Potential & Challenges Dr. Jeffrey N. Phillips Senior Program Manager, 5th International Supercritical CO<sub>2</sub> Power Cycles Symposium March 30, 2016

### 3.2.4 Domaines d'application

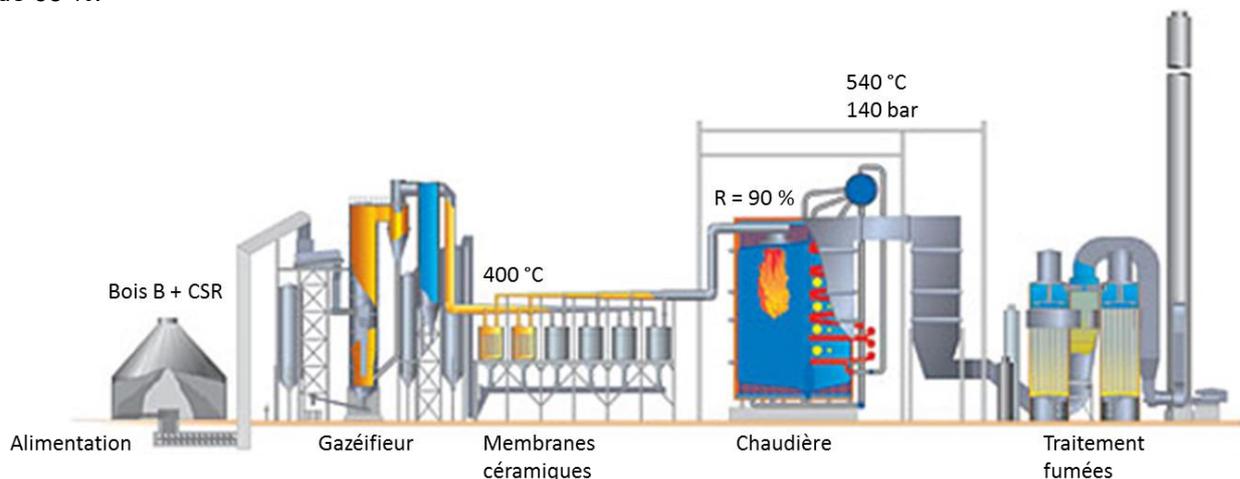
Les usages de ces turbines à CO<sub>2</sub>-SC peuvent être multiples : solaire à concentration, cycle combiné à gaz, centrale à charbon avec CSC (Captage et stockage du Carbone), sous-marins, géothermie, etc. De nombreuses applications de ce cycle à des sources d'énergie renouvelables permettrait d'en améliorer le rendement et la flexibilité (ex : récupération de chaleur produite par les piles à combustible haute température – SOFS). L'intérêt principal de cette technologie réside dans sa flexibilité et des installations de petite taille sont en général privilégiées.

De nombreux travaux ont porté sur l'utilisation de cette technologie pour la génération IV des centrales nucléaires. Ce scénario n'est plus d'actualité. En revanche dans le domaine du nucléaire à des applications connexes pourraient voir le jour (récupération rapide de chaleur).

L'utilisation de ces cycles CO<sub>2</sub> pour les centrales à charbon permettrait de produire la même quantité d'énergie tout en permettant la captation du CO<sub>2</sub> émis.

### 3.3 Amélioration d'un rendement déjà élevé ? (Cas Lahti) <sup>89</sup>

L'installation Lahti Energia's Kymijärvi II (Figure 28) comprend une unité de cogénération de puissance 50 MWe et 90 MWth. Cette unité de cogénération est placée en aval d'une unité de gazéification de bois et de combustion du gaz. La partie gazéification se compose de 2 gazéifieurs pour une puissance totale de 160 MW<sub>sortant</sub> et une chaudière comprenant 4 brûleurs pouvant également fonctionner au gaz naturel. La gazéification est opérée à 850-900 °C, étape après laquelle le gaz est refroidi à 400 °C afin de précipiter les composés nocifs (chlorures alcalins notamment) qui sont filtrés. D'autre part, les conditions opératoires de la chaudière sont 540 °C/121 bars. Le rendement global (gazéification + combustion + cogénération) est de 87,5 %, pour des rendements en électricité de 35 % et en chaleur de 65 %.



**Figure 28 : Vue schématique de l'installation Lahti Energia - Valmet Power<sup>90</sup>.**

En comparaison, il existe une unité de cogénération similaire au Danemark, l'installation Avedøre, construite en 2001. Cette installation comprend deux lignes fonctionnant en parallèle pour la biomasse et le charbon (combustion directe), mais les lignes de vapeur sont communes. Ce système permet de limiter le risque de formation de dépôt et de corrosion lié à des conditions de vapeur drastiques en présence de biomasse. La chaudière principale est une chaudière Benson de puissance 800 MW<sub>th</sub> dont la vapeur est amenée à 582 °C et 305 bars (condition ultra-supercritiques), et le rendement plus important comparé à l'installation Lahti (rendement énergétique globale de 94 % et rendement

<sup>89</sup> Oakey, J., Fuel Flexible Energy Generation – Solid, Liquid and Gaseous Fuels, Woodhead Publishing Series in Energy (2016) 91, 978-1-78242-378-2

<sup>90</sup> <https://www.valmet.com/media/articles/all-articles/highest-electrical-efficiency-from-waste-lahti-energia-lahti-finland/>

électrique de 49 %) <sup>91</sup>. Ce sont des conditions extrêmement élevées pour une chaudière fonctionnant avec de la paille (taux de chlore 0,4 % en moyenne au Danemark), ce qui engendre des risques de corrosion très importants au niveau des surchauffeurs. En plus du risque de corrosion, les cendres de paille ont des propriétés scorifiantes et encrassantes. Il est toutefois possible d'opérer en mode « encrassement », qui consiste en une sorte de passivation des tubes du surchauffeur à la cendre, si les tubes sont de diamètre suffisant.

L'utilisation de matériaux plus résistants, la complexité des systèmes supercritiques et les conditions opératoires drastiques (pression notamment) représentent un surcoût non négligeable qu'il convient de mettre en perspective du gain obtenu sur le rendement. Dans le cas de l'installation Avedøre, la combustion de la biomasse et du charbon est déjà assez optimisée pour qu'il soit difficile de gagner encore en conversion (90 %), ce qui justifie le passage en supercritique pour gagner en rendement électrique. En revanche, dans le cas de l'installation Lahti, les unités de combustion de gaz et de cogénération sont adossées à une unité de gazéification. La marge de manœuvre plus importante sur l'optimisation de la gazéification que sur l'optimisation du système « combustion + cogénération » justifie que les efforts d'investissement soient plutôt dirigés vers la brique gazéification, particulièrement sur des échelles de puissances faible comme Lahti (160 MW).

### **3.4 Quel coût environnemental pour quelle technologie**

L'un des arguments en faveur du développement des chaudières supercritiques est la réduction des émissions de CO<sub>2</sub> par kWh électrique produit. Le Tableau 1 reporte les équivalences kgCO<sub>2</sub>/kWh pour les systèmes sous- et supercritiques.

Pour la combustion en chaudière conventionnelle, les données sont tirées de la base de données Ecoinvent (référence majeur pour la réalisation d'Analyses de Cycle de Vie) soit 1,056 kg CO<sub>2</sub>/kWh. Pour la combustion en chaudière supercritique, les données sont tirées de la littérature. Elles tendent toutes vers des valeurs du même ordre, en moyenne de 0,858 kg CO<sub>2</sub>/kWh soit une réduction de 19 % des émissions de CO<sub>2</sub>.

	Chaudière conventionnelle	Chaudière supercritique			
	Ecoinvent <sup>92</sup>	Ecoinvent <sup>93</sup>	Petrescu et al. (2016) <sup>94</sup>	Ziebig et al. (2010) <sup>95</sup>	Koorneef et al. (2008) <sup>96</sup>
Emissions de CO <sub>2</sub> (kg/kWh)	1,056	0,933	0,800	0,736	0,963

**Tableau 16 : Emissions de CO<sub>2</sub> par type d'installation, intrant charbon**

La mise en œuvre des chaudières supercritiques pour la production d'électricité montre un intérêt dans la réduction des émissions de CO<sub>2</sub> lorsque les mix énergétiques sont fortement liés à l'utilisation de charbon et émetteurs direct de CO<sub>2</sub>. C'est donc le cas pour l'Inde ou les Etats-Unis où la production d'1 kWh génère respectivement 1,31 kgCO<sub>2</sub> et 0,62 kgCO<sub>2</sub>. En effet, par rapport à un système conventionnel, les émissions de CO<sub>2</sub> peuvent être réduites de 15 à 30 %. Cette amélioration est due au meilleur rendement énergétique obtenu via la combustion en chaudière supercritique.. En France, le

<sup>91</sup> [https://en.wikipedia.org/wiki/Aved%C3%B8re\\_Power\\_Station](https://en.wikipedia.org/wiki/Aved%C3%B8re_Power_Station)

<sup>92</sup> Ecoinvent : ZA: electricity production, hard coal, conventional (ZA = Afrique du sud)

<sup>93</sup> Ecoinvent : ZA: electricity production, hard coal, supercritical (ZA = Afrique du sud)

<sup>94</sup> Petrescu L, Bonalumi D, Valenti G, Cormos A-M, Cormos C-C, Life cycle assessment for supercritical pulverized coal power plants with post-combustion carbon capture and storage, *Journal of Cleaner Production*, 2017

<sup>95</sup> Ziebig A, Hoinka K, Liska M, Life Cycle Assessment analysis of supercritical coal power units, *Archives of thermodynamics*, 2010, 3, 115-130

<sup>96</sup> Koorneef J, Van Keulen T, Faaij A, Turkenburg W, Life Cycle Assessment of a pulverized coal power plant with post-combustion capture, transport and storage of CO<sub>2</sub>, *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2008, 2, 448-467

mix énergétique est faiblement carboné en raison de la part importante du nucléaire (60 %). La production d'1 kWh est responsable d'une émission beaucoup plus faible avec seulement 0,04 kgCO<sub>2</sub>.

Le CO<sub>2</sub> n'est cependant pas la seule émission. La combustion génère également des particules fines ainsi que des NO<sub>x</sub> et SO<sub>x</sub> ayant un impact sur la formation de pluies acides par exemple ou sur la santé humaine.

Nous l'avons vu dans les paragraphes précédents (Figure 22 page 44) l'Asie représente aujourd'hui le plus gros marché du supercritique, en taille, et il devrait encore croître de manière extrêmement forte. Il est attendu que la Chine et l'Inde développent très rapidement leurs capacités de production énergétique. En effet, pour répondre à une demande en puissance toujours plus importante, il est considéré que la Chine augmente chaque année ses capacités de production de 70 à 90 GW et l'Inde de 10 à 20 GW.<sup>97</sup> Ces objectifs contrastent avec les engagements de réduction des émissions des CO<sub>2</sub> signés à Paris en 2015 lors de la COP21. Le défi pour la communauté mondiale se résume en trois points essentiels : assurer aux populations un accès à l'énergie, maintenir un prix compétitif, contrôler les émissions de CO<sub>2</sub>. Cela passera nécessairement par l'introduction de solutions renouvelables dans les mix énergétiques mais aussi par l'amélioration des performances du parc de centrales à charbon, puisque ces ressources fossiles devraient restées le principal vecteur énergétique pour les 30 à 50 prochaines années. L'Inde semble déjà évoluer en ce sens avec l'introduction d'énergie alternative dans leur mix énergétique et un ralentissement de leur plan d'expansion du nombre d'installations de centrales supercritiques au charbon.

Le challenge est cependant difficile et peut aboutir à un régime de réponse à deux vitesses. C'est le cas de l'Inde dont la priorité a tout d'abord été mise sur la montée en puissance du nombre unités de combustion supercritique de charbon installé au prix du contrôle environnemental et de l'évolution de la réglementation.

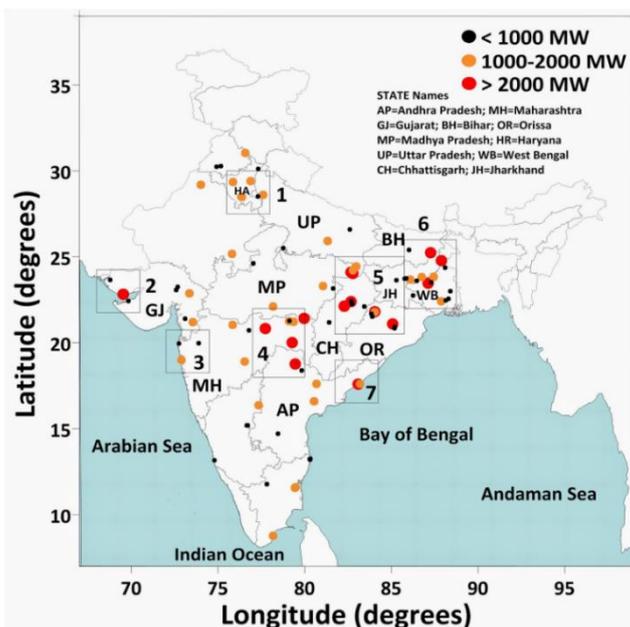


Figure 29 : Répartition des chaudières charbon en Inde 98

En 2013, un rapport discutant les émissions et la pollution de l'air en Inde liées à l'exploitation des chaudières au charbon a pointé du doigt le manque de réglementation sur le contrôle des émissions atmosphériques et les impacts engendrés sur la santé.<sup>98</sup> Sur les années 2010 et 2011, 500 millions de tonnes de charbons ont été brûlées dans les 111 unités de combustion, produisant des émissions importantes de particules, NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub>, COV et CO<sub>2</sub>, **Figure 29**. L'effet des particules fines (PM<sub>2.5</sub>) a été estimé responsable de 15 à 20 % des morts prématurées soit 80 000 à 115 000 cas. De plus, les procédures de contrôle environnementales dans le pays restent archaïques et la taille des cheminées atteignant jusqu'à 200 m ne facilite pas leur mise en œuvre. En 2013 les normes d'émissions appliquées étaient encore 5 à 10 fois inférieures à celles des Etats-Unis, de l'Europe ou de la Chine. En décembre 2014, à la suite de ce rapport les normes ont été révisées pour s'appliquer en premier lieu aux

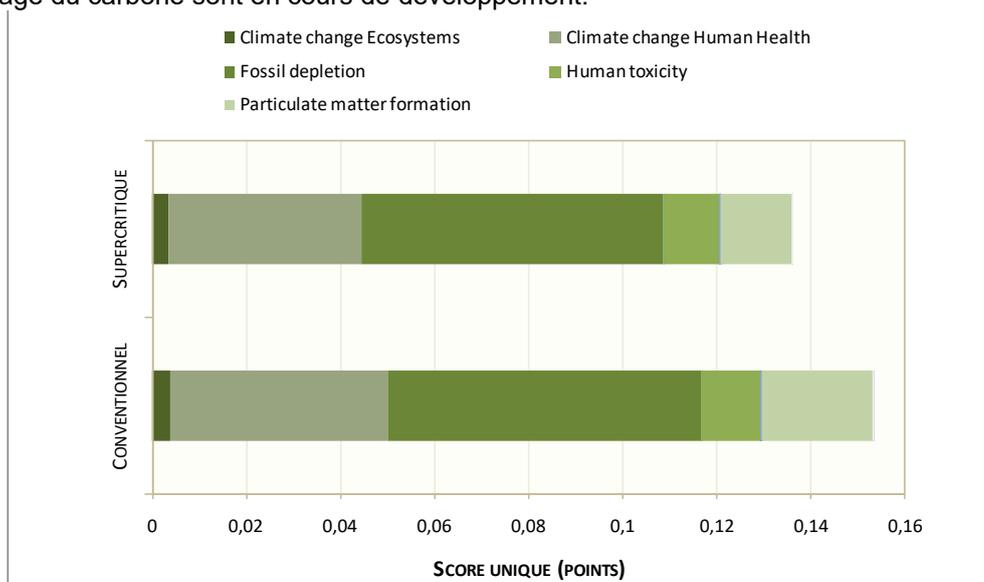
<sup>97</sup> Materials for Ultra-Supercritical and Advanced Ultra-Supercritical Power Plants, Gianfrancesco Di Augusto, Woodhead Publishing, 902 pages (2016)

<sup>98</sup> <http://www.indiaairquality.info/emissions-power-plants/>

installations nouvelles et à celles situées proches des centres urbains, imposant une désulfuration des gaz de combustion. Fin 2015, la réglementation s'est à nouveau durcie et étendue à l'ensemble du parc.

Pour aller plus loin, une analyse de cycle de vie (ACV) simplifiée a été réalisée à partir de données disponibles dans la base de données Ecoinvent 3.5. D'après les résultats de score unique (ReCiPe) comparant les impacts de la production d'1 kWh électrique en Afrique du Sud, des réductions de 10 % sur le changement climatique, environ 40 % de l'impact sur la formation de particule et 4% de l'impact sur la déplétion de la ressource fossile peuvent être attendues.<sup>99</sup> D'un point de vue global, l'empreinte environnementale de ce mode de production énergétique reste néanmoins dirigée par l'énorme consommation de ressources fossiles et le changement climatique, **Figure 30**.<sup>100</sup>

Afin de réduire les émissions de CO<sub>2</sub> de ces modes de productions d'énergie, des solutions de captage et stockage du carbone sont en cours de développement.



**Figure 30 : Impact environnemental global (Score Unique) de la production conventionnelle ou supercritique d'1 kWh en Afrique du Sud (RECORD 2019)**

### **3.5 Captage, utilisation ou séquestration du carbone**

Le principe de fonctionnement est en trois étapes :

- Captage et séparation du CO<sub>2</sub> (pré-, post- ou oxy-combustion)
- Compression et transport (pipeline ou bateau)
- Stockage en sous-sol dans des puits de gaz ou de pétroles épuisés ou en aquifère salin profond.

Plus d'informations sur le principe sont disponibles dans l'étude RECORD de 2013 N° 11-0236/1A<sup>101</sup> ou le livre « *Materials for Ultra-Supercritical and advanced ultra-Supercritical Power Plants* »<sup>6</sup>

Les technologies de captage et stockage du carbone (CCS – Carbon Capture and Storage) peuvent capter jusqu'à 90 % des émissions de CO<sub>2</sub> des centrales électriques alimentées par des intrants fossiles comme le charbon ou le gaz mais également des industries cimentières ou des secteurs de la chimie et de la métallurgie fortement émettrices de dioxyde de carbone. Beaucoup de ces secteurs, vitaux pour l'économie mondiale n'ont d'ailleurs pas d'autre alternative que le CCS pour abaisser leur niveau d'émission de CO<sub>2</sub>.

<sup>99</sup> D'après l'analyse comparative de la production d'1 kWh en Afrique du Sud, analyse midpoint selon les méthodes d'évaluation recommandées par l'ILCD

<sup>100</sup> D'après l'analyse comparative de la production d'1 kWh en Afrique du Sud, analyse score unique ReCiPe H/A - normalisation monde

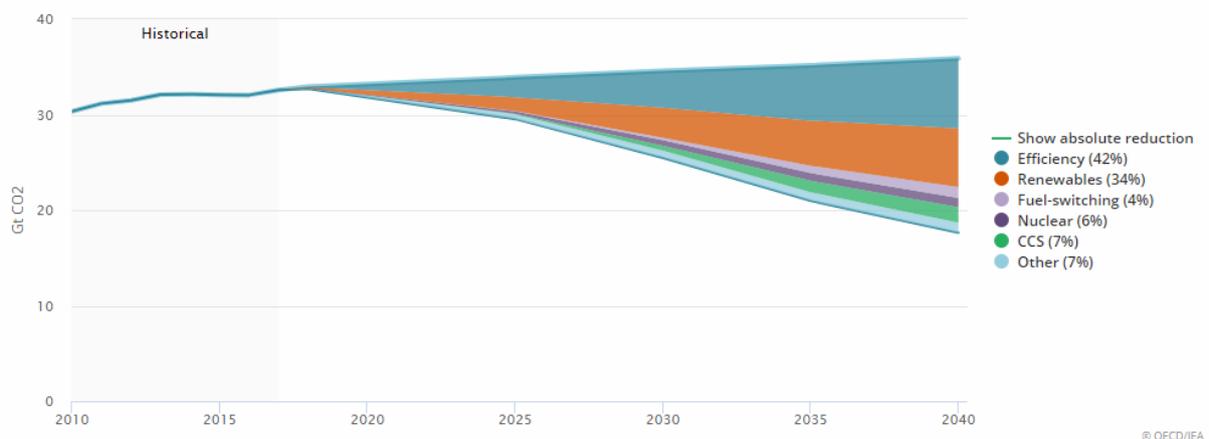
<sup>101</sup> Les procédés de capture du CO<sub>2</sub> – Cas des unités de traitement et de valorisation thermique des déchets – Etat de l'art (Janvier 2013) N° 11-0236/1A

Il est à noter que le captage du CO<sub>2</sub> au niveau des centrales thermiques a un impact direct sur le rendement global de l'installation (quelques pourcents).

Ces technologies jouent de fait un rôle de première importance dans la lutte contre le changement climatique. Leur contribution est d'ailleurs estimée à 7 % de réduction des émissions mondiales de CO<sub>2</sub> d'ici à 2050 soit environ 2,3 Gt CO<sub>2</sub> (Figure 31).<sup>102</sup> A noter cependant que cet objectif ne cesse d'être revu à la baisse puisqu'il était de 13 % (6 Gt CO<sub>2</sub>) en 2015 et 18 % en 2008.<sup>103</sup>

Le CCS est déjà mis en œuvre avec succès dans le monde. D'après le rapport du Global CSS Institute<sup>104</sup> publié en 2018, il existe à ce jour 18 installations de grande capacité en opération (soit 1 % seulement de la capacité nécessaire pour atteindre l'objectif de réduction des émissions fixé dans les accords de Paris), 5 sont en construction et 20 sont à des stades variés de développement. L'utilisation première de la technologie (75 % des installations) est tournée vers l'extraction pétrolière, EOR<sup>105</sup>, Source : site IEA 2019<sup>102</sup>

Figure 32. Elle n'est appliquée que dans deux cas aux centrales de la production électrique à charbon (Boundary Dam et Petra Nova).



Source : site IEA 2019<sup>102</sup>

Figure 31 : Objectif de réduction d'émissions de CO<sub>2</sub>, scénario SDS de l'IEA



Source : site IEA 2019<sup>102</sup>

Figure 32 : De 1970 à nos jours, projets CSS à grande échelle développés et leur capacité cumulée d'injection de CO<sub>2</sub>

<sup>102</sup> [www.iea.org](http://www.iea.org) - Carbon capture and storage (Page consultée en septembre 2019)

<sup>103</sup> INERIS, Rapport d'étude DRS-17-164859-08281A [Captage et stockage géologique du CO<sub>2</sub>: retour d'expérience et perspectives](#) (novembre 2017)

<sup>104</sup> [Global Status Report of CSS 2018](#)

<sup>105</sup> L'EOR consiste à augmenter la quantité de pétrole brut qui peut être extraite d'un gisement par injection de CO<sub>2</sub> SC.

Si d'un point de vue technologique, les équipements bénéficient d'un niveau de maturité important, leur mise en œuvre est environnée d'incertitudes ou de difficultés de maîtrise du stockage géologique : migration du panache de CO<sub>2</sub> dans l'aquifère, fragilisation de la roche de couverture pouvant mener à sa fracturation, problème d'injectivité en raison d'un colmatage par la formation bactérienne de sulfure de fer, etc. Cependant la technologie n'est pas le frein principal au déploiement mondial.

L'acceptabilité sociétale est bien entendu un obstacle et a conduit à l'avortement de plusieurs projets suites à l'opposition des populations mais le coût reste l'enjeu principal.<sup>103</sup> Il s'élève en moyenne à 50 €/t évitée. L'étape de captage est la plus onéreuse, en moyenne à 37 €/t évitée (CAPEX et OPEX inclus) pour un procédé de post-combustion. L'optimisation d'un tel système d'ici à 2050 permettrait d'envisager une réduction du coût à 29 €/t évitée. Dans le cas d'une centrale à charbon le coût de captage est évalué entre 34 et 46 €/t évitée, le moins cher étant obtenu par la pré-combustion. Le transport et le stockage sont estimés à 20 €/t évitée, une valeur revue à la hausse en dix ans afin de ne pas sous-estimer les coûts liés aux épaisseurs de canalisations, la complexité des recherches des sites de stockages et leur surveillance. Mis en parallèle, le faible coût de la tonne de CO<sub>2</sub> compris entre 4-8 €/t est, dans une logique économique, peu incitatif pour les industriels.

Entre 2009 et 2014, un budget colossal de 25 milliards d'euros de financement public était annoncé pour le CSS mais seul un dixième a été investi, nombres de projets n'ont pas vu le jour où se sont arrêtés en cours de route pour des raisons d'acceptabilité ou de coût.

En France, de par la nature faiblement carbonée du mix énergétique, l'intérêt pour le CSS est limité quant à une application au domaine de l'énergie mais il est identifié comme potentiellement intéressant pour les industries telles que les cimenteries, aciéries ou le chauffage collectif. Peu d'initiative sont existantes, la stratégie politique actuelle étant plutôt tournée vers la taxe carbone et la rénovation énergétique des bâtiments.

Cependant deux projets peuvent être cités : CHEERS et 3D

Le projet CHEERS vise à démontrer le caractère opérationnel de la technologie sur un cas identifié par Total : permettre à une raffinerie d'utiliser du petcoke (un hydrocarbure sous forme solide, résidu ultime des procédés de conversion du pétrole) pour produire de l'électricité et de la vapeur sans générer d'émission de CO<sub>2</sub>. Pour cela, le projet doit concevoir, réaliser et opérer une unité de démonstration dédiée, à l'échelle de 3 MWth, qui utilisera cette technologie. Cette unité sera construite sur un site expérimental de l'énergéticien Dongfang en Chine.<sup>106,107</sup>

CHEERS doit permettre de valider l'ensemble des concepts technologiques que IFPEN ambitionne de mettre en œuvre à l'échelle industrielle, notamment la maîtrise de la circulation du porteur d'oxygène, qui est l'élément clé de l'opération du procédé CLC<sup>108</sup> testé. Le succès du projet positionnera IFPEN, en partenariat avec Total, comme leader mondial sur la technologie CLC, et une première industrielle pourrait être envisagée d'ici une dizaine d'années. La voie serait alors ouverte à une large diffusion de la technologie auprès des grandes unités industrielles ayant des enjeux de production d'énergie décarbonée pour leur fonctionnement, comme les centrales électriques ou les raffineries.<sup>106</sup>

Le projet européen 3D quant à lui va mettre en place le procédé DMX<sup>TM</sup> de captage du CO<sub>2</sub> émis par les hauts fourneaux d'ArcelorMittal à Dunkerque. Développé par l'IFP Energies nouvelles, ce procédé limite sa consommation d'énergie grâce à un solvant innovant. DMX doit permettre de réduire la consommation d'énergie nécessaire au captage du CO<sub>2</sub> de l'ordre de 30% à 40%. En concentrant le CO<sub>2</sub> grâce à un solvant dit démixant. En réagissant avec le CO<sub>2</sub>, ce solvant forme deux phases distinctes, dont une seule contient le CO<sub>2</sub>. Réduire la consommation d'énergie participe à la diminution des coûts du captage du CO<sub>2</sub>. Un avantage crucial dans la mesure où cette étape peut représenter jusqu'à 70% des coûts de toute la chaîne qui inclut également le transport et le stockage.<sup>109</sup>

<sup>106</sup> <https://www.ifpenergiesnouvelles.fr/innovation-et-industrie/nos-expertises/climat-et-environnement/captage-stockage-et-utilisation-du-co2/nos-reseaux>

<sup>107</sup> <http://cheers-clc.eu/>

<sup>108</sup> CLC : Chemical Looping Combustion

<sup>109</sup> <https://www.industrie-techno.com/article/chez-arcelormittal-l-ifpen-va-capter-le-co2-avec-moins-d-energie.56365>

## **4 Vision des acteurs de terrain**

Quatre types d'acteurs ont été sollicités pour apporter leur vision de terrain :

- Des experts de la corrosion
- Des fournisseurs d'énergie
- Des équipementiers
- Des acteurs de la R&D

Les équipementiers n'ont pas souhaités participer à l'étude.

### **4.1 La corrosion**

#### **4.1.1 Présentation des experts**

Deux experts de la corrosion ont été interrogés :

**Damien Féron** est professeur à l'INSTN (Institut national des sciences et technologies nucléaires), directeur de recherche à la Direction de l'énergie nucléaire du Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives (CEA) et directeur adjoint du "Service de la corrosion" (SCCME) au CEA-Saclay. Il travaille dans le domaine de la corrosion depuis près de 40 ans, il est l'auteur ou le co-auteur d'environ 70 articles dans des revues scientifiques et techniques internationales et de plus de 100 articles présentés lors de conférences nationales et internationales. Dans cette étude, il a été interrogé en tant que président de la World Corrosion Organisation (WCO)

La WCO est une ONG créée sur demande de l'ONU il y a 20 ans. Le coût de la lutte contre la corrosion dans les pays développés est estimé à environ 3 ou 4% du PIB des pays. WCO estime qu'avec les connaissances actuelles, le coût dû à la corrosion pourrait être réduit de 30 %. Le rôle de l'organisation est d'attirer l'attention sur ces problèmes et sur le potentiel de prévention.

La WCO a deux types de membres :

- Des associés issus de la société savante.
- Les affiliés : gouvernements, industriels ou universités

Les actions prioritaires de la WCO sont :

- Le soutien aux membres
- La présence à l'ONU
- L'organisation de la journée mondiale de la corrosion (24 avril)

Les thématiques prioritaires sont :

- L'eau potable
- Le big data et la digitalisation
- L'énergie bas carbone :
  - Eolienne offshore
  - Géothermie
  - Nucléaire
  - Captage de CO<sub>2</sub>

L'incinération des déchets ne fait pas partie des thématiques prioritaires de WCO, mais pourrait l'être dans le cas où le CO<sub>2</sub> et les fumées seraient capturées à la source.

**Vincent MARTIN** est ingénieur de l'INPG Phelma (ex ENSEEG), formé à la métallurgie, l'électrochimie, le génie des procédés, compétences de bases pour l'étude de la corrosion. Après plusieurs années à occuper la direction du laboratoire Matériaux et Corrosion chez Solvay, il a créé, en 2013, la Materials Engineering and Corrosion Management (MECM). Il a également plusieurs années de pratique de la formation professionnelle chez Solvay, mais aussi dans des organismes de formation continue ainsi qu'en intra chez ses clients industriels.

La MECM est spécialisée dans la corrosion des installations industrielles. La société propose des prestations pour prévenir la défaillance à travers différents leviers : le choix du matériau, le diagnostic de dégradation, le monitoring des phénomènes de corrosion et la formation. Elle intervient dans les secteurs de la chimie, de la pharmacie et plus généralement dans l'industrie de procédés.

#### **4.1.2 Les questions posées**

Les experts ont apportés leurs visions sur les questions suivantes :

Les matériaux,

- Les éléments issus des fumées NOx et Cl etc. sont-ils suffisamment connus pour déterminer des matériaux résistants ?
- Y a-t-il une stratégie préférentielle de management de la corrosion : utiliser des matériaux onéreux plus résistants ou opter pour un remplacement périodique des morceaux abimés par des matériaux moins chers ?
- Les matériaux résistants aux conditions supercritiques sont-ils disponibles ou restent-ils à développer ?
- Les projets de réacteurs nucléaires à cycles supercritiques nécessitent ce type de matériau, leur prix sera-t-il compatible avec des installations de plus petite capacité ?
- Quel serait le type de matériau (avec quel éventuel traitement de surface/thermique) que l'on pourrait imaginer pour une application en incinérateur ?

Retours d'expériences industriels

- Quels sont les phénomènes de corrosion attendus et observés et quelles sont les réponses apportées à ces problématiques ?

Concernant les incinérateurs

- Comment est organisé le suivi des installations d'un point de vue corrosion ?
- Quelles sont les contraintes de suivi en service, de réparations ?
- Y a-t-il de grosses différences entre phénomènes attendus et phénomènes observés ?

#### **4.1.3 Les matériaux en milieu supercritique**

L'eau supercritique est connue pour être un milieu extrêmement oxydant. Sa mise en œuvre va nécessiter le recours à des matériaux spécifiques. Le CO<sub>2</sub> supercritique est quant à lui beaucoup plus facile d'utilisation puisque les matériaux classiques suffisent. Par contre, les polluants du CO<sub>2</sub> pourront générer de la corrosion.

Les matériaux dits « inoxydables » s'oxydent en surface et cette oxydation donne lieu à la création d'une couche d'oxyde protectrice qui doit être régulière, adhérente et protectrice. C'est tout l'enjeu de la maîtrise de la corrosion à l'échelle industrielle. Les vitesses de formation et de dissolution de cette couche sont à prendre en compte pour estimer la durée de vie d'un équipement.

On estime une vitesse de corrosion type d'environ 50 micromètres par an. Ce qui donne une épaisseur de corrosion classique de 1 à 2 mm pour une durée de vie des matériaux de l'ordre de 20 à 40 ans. En augmentant le couple P/T vers les zones supercritiques, les industriels doivent faire appel à des

matériaux de plus en plus résistant (mécanique). Le risque corrosion généralisé est donc réduit alors que le risque de fissuration sur des zones affaiblies augmente.

D'une manière générale la cinétique de corrosion augmente avec la pression et la température. Au-delà du point critique, l'augmentation de la pression donne lieu à un milieu plus dense qui favorise l'oxydation. L'augmentation de température quant à elle augmente les cinétiques de corrosion. Les types de phénomènes de corrosion peuvent également évoluer. Les phénomènes prépondérants varient en fonction du couple P/T. Cette évolution n'est pas nécessairement linéaire.

Ainsi selon les gammes d'utilisation des matériaux, on devra favoriser tantôt un alliage résistant à la corrosion généralisée, tantôt un résistant particulièrement à la corrosion sous contrainte. M. Martin remarque que les matériaux utilisés dans les chaudières supercritiques restent relativement standards. Ces matériaux apportent une tenue mécanique à 600 / 700 °C, ce sont des aciers alliés assez courant. Il confirme que lors du choix du matériau le critère n°1 reste la tenue mécanique. On en déduit que la prévention de la corrosion est réalisée par une préparation de l'eau très soignée. Les paramètres à maîtriser sont essentiellement le pH, la désaération et les produits de conditionnement de l'eau.

Les vitesses de corrosion sont mesurables en laboratoire mais nécessitent des temps d'expérience relativement long (plusieurs centaines d'heures). Les phénomènes de corrosion observés étant liés à un grand nombre de paramètres il est difficile de déterminer des vitesses de corrosion applicables directement au milieu industriel (milieu réactionnel moins bien défini, cycles pression température en fonction des démarrages/arrêts, etc). Pour un même matériau dans des conditions similaires, une simple variation d'état de surface initiale peut donner lieu à des variations de vitesses de corrosion d'un facteur 10 ou 100

Les matériaux sont sélectionnés à partir des normes en vigueur (norme européenne ou norme ASME). Si un matériau spécifique est souhaité pour un usage non-normé, il passe par une Evaluation Particulière de Matériau (ETM) – procédure pouvant prendre 1 ou 2 ans.

#### **4.1.4 Retours d'expériences industriels**

Il y a peu de différence entre les phénomènes attendus et ceux observés sur le terrain. Les surprises viennent essentiellement des cinétiques de corrosion. Pour mieux maîtriser les cinétiques, il faut développer les solutions de capteur continu pour le monitoring de la corrosion. Cela est possible avec des mesures directes (ex : mesures d'épaisseurs par ultrasons pour le suivi de la corrosion généralisée) ou indirectes (analyse des eaux de chaudières pour la détection de produits de corrosion).

Les stratégies de lutte contre la corrosion prennent en compte bien entendu le choix des matériaux mais également les solutions technologiques associées à la limitation du « pouvoir corrosif » du milieu considéré (ex : Traitement de l'eau -> Eau ultra pure dans les chaudières) pilotage fin des installations (des variations mêmes légères des conditions de process peuvent avoir des impacts importants sur la corrosion).

Il existe deux stratégies industrielles : le recours à des matériaux nobles avec une durée de vie importante ou des matériaux conventionnels et des pièces consommables. La première stratégie permet de limiter l'OPEX mais nécessite un investissement plus important.

L'envie des acteurs de limiter les CAPEX est un frein à la mise en œuvre de chaudières à cycles supercritiques. C'est une stratégie probablement économe à court terme. A long terme, elle peut être remise en question.

Dans la réalisation d'un projet industriel classique, on estime que 50 % du CAPEX est lié à l'achat de matière. 50 % est lié à la main d'œuvre. Le prix de la matière peut augmenter d'un facteur 10 entre de l'acier et de l'Inconel 718 (par exemple). Une chaudière à cycle supercritique construite en Inconel va donc avoir un cout 5 fois plus élevé qu'une chaudière à cycle classique en acier. Les deux chaudières auront la même durée de vie. Le surcoût ne peut donc être rentabilisé que par une augmentation de rendement apporté par l'utilisation d'un cycle supercritique.

De plus, les acteurs en charge de l'investissement ne sont pas les mêmes que ceux en charge de l'exploitation et des opérations de maintenance. Ainsi les premiers auront tendance à limiter les investissements (choix des matériaux, etc.) au détriment des frais de maintenance qui augmentent fortement.

Les caractéristiques classiques des projets industriels sont donc en défaveur des cycles supercritiques.

#### **4.1.5 Concernant les incinérateurs**

Le principal problème dans l'incinération est la connaissance de la pollution entrante. Cette incertitude rend la corrosion difficile à simuler.

Le choix des matériaux dépend de la stratégie industrielle choisie et de l'équilibre CAPEX / OPEX. Les incinérateurs du nord de l'Europe ont été construits par des investisseurs privés. Les matériaux à longue durée de vie ont donc été privilégiés. En France et dans le sud de l'Europe, c'est les pièces consommables qui ont été privilégiées. Ce choix permet de faire un transfert du CAPEX vers l'OPEX ce qui semble convenir à l'ensemble des acteurs (les lauréats de contrats d'affermage ont tendance à réduire les investissements).

En France, les incinérateurs sont construits pour éviter les fuites entre deux arrêts. Les arrêts (tous les 2-3 ans) permettent de changer les pièces soumises à la corrosion (tubes de chaudières, etc.).

### **4.2 Fournisseur d'énergie**

#### **4.2.1 Eau supercritique**

**Michael Corten** dirige l'entreprise BEE (Belgian Eco Energy NV/SA), une société belge de fourniture d'énergie pour les professionnels. Elle propose de la chaleur et de l'électricité d'origines renouvelable ainsi que du gaz naturel. L'entreprise exploite les équipements suivants :

- Une centrale de cogénération sur biomasse de 20 MWe et 40 MWth au Port de Liège
- Une centrale de cogénération sur biomasse de 20 MWe et 50 MWth dans le port de la Mer du Nord
- 90 MW d'installations solaires et éoliennes

BEE travaille sur un projet de chaudière biomasse à Gand. Initialement, l'unité devait avoir une puissance de 150 MW et fonctionner sur du bois A. L'eau était chauffée à 560 °C et maintenue au-dessus de 250 bar de pression. Le cycle supercritique était envisagé en Inconel. Le rendement net de l'installation était de 42 %.

Le gouvernement flamand n'a pas délivré le permis de construire. Le projet a dû être revu à la baisse. Il fonctionne avec une eau à 400 °C à partir de bois B. Le rendement de l'installation est de 30 %.

#### **a) Questions posées**

- Pourquoi le choix de la biomasse comme intrant (pourquoi 100 %)
- Pourquoi le choix du cycle supercritique? (en préférence aux technologies de combustion conventionnelle ou de la gazéification)
- Quel est gain de rendement lié au cycle supercritique ?
- Comment sécuriser l'approvisionnement ?
- Solution approvisionnement alternatives ?
- Possibilité de mettre des déchets ?
- Acceptabilité du projet / communication ?
- Retour sur expérience ? Avenir pour les chaudières supercritiques en Europe ?

#### b) Avis général sur les chaudières supercritiques

Le recours aux cycles supercritiques pour optimiser le rendement d'une chaudière est un choix intéressant. Les contraintes techniques sont surmontables (y compris le taux de chlore). Par contre, pour rentabiliser le surcoût lié au cycle supercritique, il faut installer une puissance minimale estimée à 100 MWth.

Le principal facteur limitant l'industrialisation de cette technologie en Europe de l'ouest est l'acceptation sociétale et la validation du politique.

#### c) Enjeux industriels

Dans le cas du projet de Gand, BEE a choisi une source 100 % biomasse. Les raisons de ce choix sont :

- Les contraintes techniques – la conception de la chaudière est plus facilitée par le mono-combustible.
- Les contraintes marchés – les dispositifs d'aides sont construits sur la base de mono-combustible.

Le gisement nécessaire pour alimenter la chaudière supercritique (ancien projet) était estimé à 1 million de tonnes de bois A par an. Dans le projet actuel, un gisement 150 000 t/an de bois B sera nécessaire. BEE a réussi à capter le gisement dans un rayon de 200 km autour de Gand. Aucun recours à d'autres combustibles (déchets par exemple), n'est envisagé.

La gazéification n'a pas été envisagée. Cette technologie est jugée comme non-mature. Les fabricants ne sont pas en mesure d'apporter les garanties nécessaires pour réaliser un investissement. Alstom, en contrepartie, avait donné les garanties nécessaires pour investir dans une chaudière supercritique.

#### d) Perspectives des chaudières supercritiques

Le recours aux cycles supercritiques est, techniquement, une bonne façon d'améliorer le rendement de la production d'énergie. Mais les perspectives de marchés en Europe restent très limitées. Il existe peu de projet de 100 MW en Europe (nda : encore moins dans le secteur des déchets). Ces projets ont du mal à obtenir les soutiens politiques nécessaires.

Une des perspectives est l'injection directe de la vapeur dans le circuit du client. Dans ce cas également, la taille de l'installation est un verrou aux cycles supercritiques.

Il n'y a pas d'autre projet de chaudière supercritique connus en Europe. Mis à part la chaudière de Teeside (UK) qui mériterait d'être étudiée.

### **4.2.2 Technologie CO<sub>2</sub> supercritique et technologies alternatives**

**Albannie Cagnac** et **Mounir Mecheri** sont tous deux membres du MFEE – Groupe "Prospective technologique et Procédés innovants" chez EDF. Par le passé, EDF a participé à de nombreux projets de recherche sur les centrales Charbon ultra supercritiques (avec cycle à eau) mais ces cycles ne sont actuellement plus étudiés au sein d'EDF R&D. EDF s'intéresse depuis les années 2010 à l'utilisation du CO<sub>2</sub> supercritique dans la production d'énergie comme fluide caloporteur au travers de différents programmes de recherche.

A ce stade, les travaux réalisés au sein d'EDF R&D concernent :

- la modélisation du comportement du CO<sub>2</sub> dans le cadre de cycles supercritiques (aspects thermodynamiques en particulier)
- la connaissance du cycle CO<sub>2</sub> supercritique (performances théoriques, comportement à charge partielle, pré-dimensionnement des principaux équipements)
- l'évaluation du potentiel du cycle de Brayton au CO<sub>2</sub> supercritique par rapport au cycle de Rankine classique.

EDF dispose de fait de connaissances théoriques sur de nombreux équipements tels que les chaudières, turbomachines, échangeurs et sur les matériaux et pilotage de ces cycles.

Parmi les projets en cours, EDF coordonne le projet Européen sCO<sub>2</sub>-Flex démarré en 2018 dont la finalité est de dimensionner une centrale thermique flexible de 25 MWe. A terme, les objectifs sont de montrer la viabilité du procédé à des puissances de l'ordre de 100 MWe et plus, mais aussi la flexibilité de la technologie.

Les bénéfices attendus de l'utilisation d'un cycle de Brayton au CO<sub>2</sub> supercritique sont :

- L'augmentation du rendement de l'installation
- L'accroissement de flexibilité du cycle en comparaison aux centrales de base
- La réduction d'emprise au sol (compacité de turbomachines)

Ces bénéfices doivent permettre de réduire les coûts des installations.

#### a) Questions posées

- Pour quelles applications (ou quels types d'applications) la technologie cycles CO<sub>2</sub> supercritiques est-elle développée.
- Quelles sont les perspectives de déploiement de cette technologie, quand peut-on espérer voir cette techno opérationnelle ?
- Quels sont les principaux verrous technologiques à lever ?
- Quels sont les avantages de cette technologie ? (certains sont répertoriés dans le rapport)

#### b) Enjeux du projet sCO<sub>2</sub>-Flex

Le projet a été lancé en janvier 2018. Il est coordonné par EDF et a pour objectif d'évaluer le potentiel du cycle de Brayton au CO<sub>2</sub> supercritique pour améliorer l'efficacité et la flexibilité des centrales fossiles. La technologie permettra de réduire les émissions de gaz à effet de serre, la production de déchets ultimes et la consommation d'eau de ces centrales. Le rôle de ces cycles de Brayton au CO<sub>2</sub> supercritique dans l'exploitation des ressources d'énergie renouvelables est également étudié.

Le consortium sCO<sub>2</sub>-Flex a pour ambition de valider une conception évolutive et modulaire d'un cycle de Brayton de 25 MWe utilisant du CO<sub>2</sub> supercritique. Le projet permettra d'amener la technologie au TRL 6<sup>110</sup>.

Les cycles de Brayton au CO<sub>2</sub> supercritique sont compatibles avec un grand nombre d'applications :

- La production d'énergie issue de plusieurs sources d'énergie (fossiles, nucléaire, solaire à concentration, biomasse, géothermie)
- La valorisation de chaleur fatale
- La sécurité nucléaire

Pour accélérer le développement de la technologie, il est nécessaire de réaliser un dimensionnement pré-industriel et lever certains verrous :

- La technologie semble opérationnelle à faible puissance mais nécessite une validation pour des puissances plus élevées.
- Le niveau de maturité de la technologie et des équipements spécifiques n'est pas encore suffisant pour avoir des coûts raisonnables (pièces uniques ou développées spécifiquement). De ce fait, il est difficile de faire une estimation précise de l'aspect économique de cette technologie aujourd'hui.
- La taille critique en dessous de laquelle l'installation n'est pas rentable pour la production d'électricité n'est pas connue, de même pour les cycles pour la récupération de chaleur fatale.
- Pour permettre d'atteindre des rendements élevés, la température de la source chaude doit être d'au moins 550-600 °C

---

<sup>110</sup> Source : <https://www.sco2-flex.eu/>

On attend, du projet sCO<sub>2</sub>-Flex, les résultats suivants :

- Un gain de rendement (pour des températures au-delà de 550°C - 600°C).
- Un procédé plus compact et une diminution importante de l'empreinte au sol (et donc du génie civil)
- Des nouvelles possibilités de maintenance (turbomachines compactes facilement transportable en atelier pour maintenance)
- La possibilité de fonctionner sans utiliser d'eau (ce qui est une contrainte dans les zones arides).
- Meilleure flexibilité (reste encore à prouver expérimentalement)

A terme, on estime que les installations utilisant le CO<sub>2</sub> supercritique pourront avoir des puissances entre 200 et 300 MWe.

Les plus petites installations auront vocation à récupérer la chaleur fatale. Elles pourront avoir une puissance minimale de 10 MWe (dans ces cas d'application, la compacité est un enjeu majeur plus que le rendement).

Les prévisions donnent l'arrivée des premiers démonstrateurs de l'ordre de la dizaine de MWe d'ici 2 à 3 ans.

### c) Aspects environnementaux

Pour une puissance donnée, l'amélioration du rendement de la centrale permet de réduire la consommation de combustible, permettant de réduire les émissions de CO<sub>2</sub> d'une centrale fossile.

Le recours aux cycles de Brayton au CO<sub>2</sub> supercritiques n'a pas d'impact sur la combustion en tant que telle. Le couplage des installations modernes et performantes de traitements des fumées et des technologies de captage et stockage du CO<sub>2</sub> en développement avec les centrales thermique citées permettra de réduire l'impact environnemental des installations par rapport aux centrales existantes de puissance équivalente.

L'empreinte au sol réduite améliore l'impact environnemental global de l'activité (moins de ressources nécessaires à la fabrication des équipements et des bâtiments).

## **4.3 Recherche et développement**

TNO est une organisation non gouvernementale de recherche basée aux Pays-Bas. L'organisation travaille sur 9 domaines d'expertise en lien avec les défis et les objectifs de la politique économique nationale hollandaise (dits "Top Sectors"). TNO effectue également des programmes de recherche sous contrat, offre des services d'expertise et exploite un portefeuille de brevets et de logiciels spécialisés.

Mariusz Cieplik travaille comme coordinateur de projet chez ECN (filiale de TNO) depuis 17 ans. Il est en charge de projets de R&D sur les aspects de la (co)utilisation de la biomasse et du charbon pour la production d'énergie. Ses principaux sujets d'expertise portent sur l'optimisation du rendement des combustibles tout au long du processus de conversion.

### **4.3.1 Questions posées**

- Quels sont les principaux challenges que la R&D devra relever sur les chaudières supercritiques ?
- Combien de projets sont actuellement en construction en Europe ?
- Quels sont les principaux acteurs industriels ?
- Est-ce qu'il va y avoir un développement des chaudières supercritiques en Europe ? Dans le secteur du déchet ?
- Quelle est la taille minimale des chaudières supercritiques ?

### **4.3.2 Avis général sur les chaudières supercritiques**

L'utilisation de cycles supercritiques pour la production d'énergie est potentiellement intéressante. Le rendement global d'une installation passe de 30 à 42 % pour une chaudière supercritique et à 48 % pour une chaudière ultra-supercritique. On double donc le rendement par rapport à un incinérateur.

Depuis 20 ans, toutes les unités de production d'énergie de plus de 100 MWeI construites en Europe, ont recours aux cycles supercritiques. Cette technologie est aujourd'hui considérée comme conventionnelle.

### **4.3.3 Avis sur le marché Européen**

Les grands projets industriels de production d'énergie stagnent en Europe. La transition énergétique tend à réduire la taille des unités de production. Il y a encore quelques projets de biomasse, mais les combustibles durables/traçables sont de plus en plus difficiles à obtenir à des prix raisonnables. Ainsi, les déchets triés deviennent le deuxième meilleur choix (par exemple les déchets/bois de démolition ou RDF).

Le marché européen s'oriente vers des installations de plus petite capacité utilisant des solutions sur mesure pour des besoins spécifiques et locaux de chaleur et/ou d'électricité.

### **4.3.4 Applications à la valorisation des déchets.**

Les cycles supercritiques ne seront probablement jamais mis en œuvre sur des installations de valorisation de déchets en Europe. Les contraintes de matériaux et de maintenance sont trop importantes. De plus, la composition des déchets solides municipaux change rapidement et varie considérablement en raison de la mise en œuvre des programmes de recyclage.

Les chaudières à condensation en vue de produire de la chaleur ont beaucoup plus de sens dans ces applications.

### **4.3.5 Principaux sujets de R&D**

Les principaux sujets de R&D sont tous centralisés sur le sujet de la corrosion :

- Le premier enjeu est de pouvoir utiliser des combustibles alternatifs – potentiellement plus corrosifs.
- Le second est, dans un contexte d'augmentation de la température de flamme, gérer l'atmosphère très réductrice générée par la combustion.

Les principaux industriels actifs sur le développement de chaudières supercritiques de taille importante sont Itiatchi et Alstom.

## **4.4 Synthèse des avis d'experts**

La consultation a permis de confirmer l'analyse de la bibliographie et des projets industriels. On retient que :

- Le recours aux cycles supercritiques génère une évolution de l'enjeu corrosif. On passe d'un risque de corrosion généralisé, facile à monitorer à un risque de fissuration. La gestion de ce risque nécessite des compétences en métallurgie.
  - L'eau supercritique est appliquée dans des chaudières de taille importante. C'est une technologie mature. Par contre, à petite capacité, cette technologie n'est pas applicable. Les cycles CO2 supercritiques sont en cours de développement pour des projets de 100 MWe.
  - Globalement, le marché Européen est orienté vers des unités de production locale d'énergie. Ce contexte ne favorise pas le recours à des cycles supercritiques.

Les experts confirment donc que les cycles eau supercritique ne seront probablement jamais utilisés pour des unités de valorisation des déchets en Europe. Ils restent exclusivement exploités pour des centrales à charbon.

## Conclusion

L'amélioration de la production énergétique et de la gestion des déchets font parties des enjeux majeurs actuels au même titre que la réduction des émissions de gaz à effets de serre. La présente étude évalue le potentiel d'émergence des cycles chaudières supercritiques sur des installations de production énergétique de petite taille tels que les incinérateurs de déchets.

Les technologies supercritiques actuellement mises en œuvre dans les chaudières supercritiques de type centrales à charbon permettent d'augmenter les rendements des cycles vapeur et ainsi d'améliorer l'efficacité énergétique globale des installations ; jusqu'à 10 % pour les technologies les plus avancées. Les émissions de CO<sub>2</sub> sont également réduites via l'amélioration des performances des chaudières mais également grâce à des systèmes de traitement des fumées plus efficaces.

Les conditions de pression et de température dans les chaudières à cycles supercritiques sont beaucoup plus contraignantes que dans les chaudières à vapeur conventionnelles. Ainsi le maintien en fonctionnement d'installations supercritiques requiert des efforts spécifiques en termes de choix de matériaux, de pilotage des installations et de gestion de la maintenance.

L'étude a détaillé les enjeux de la lutte contre la corrosion dans le cas où dans une même installation les contraintes des incinérateurs (attaques chimiques) seraient couplées aux contraintes des installations supercritiques. Bien que des matériaux spécifiques puissent être adaptés à ces contraintes, ils nécessiteraient une augmentation du capex rarement consenti par les investisseurs. Par ailleurs, le changement de gamme de température modifierait de façon significative la typologie des mécanismes de corrosion nécessitant des compétences spécifiques à la haute température peu disponibles dans les industries conventionnelles.

L'étude dresse un panorama de l'utilisation de ces technologies dans le monde pour la production d'électricité et fait le constat que le charbon est la ressource principale utilisée pour alimenter les chaudières. Les intrants de type biomasse sont étudiés pour des projets industriels mais aucun n'a vu le jour pour l'instant. En effet, les centrales supercritiques sont des installations de forte puissance constituées d'une ou plusieurs chaudières de 500 à 1 000 MW d'électricité en moyenne. L'alimentation de ces systèmes requiert donc des matières possédant un contenu énergétique élevé et un coût relativement bas pour assurer une balance économique positive. Les unités supercritiques sont principalement exploitées en Asie (Inde) et aux Etats-Unis où le charbon est massivement disponible. L'Europe en compte également quelques-unes mais ne prévoit pas à notre connaissance de plan de déploiement d'ampleur pour ce type de système contrairement aux deux précédents qui modernisent leurs anciennes unités et investissent dans de nouvelles usines.

L'application de ces technologies à des puissances dites « faibles » c'est à dire équivalentes à 150-200 MW et inférieures est aujourd'hui limitée par des verrous technologiques et économiques. Les turbines fonctionnant en supercritique ne sont pas développées pour les basses puissances. En effet, la faible densité de l'eau supercritique nécessite des débits volumiques importants pour les actionner. Ces débits ne sont pas atteints par les unités courantes.

De plus, les conditions de pression et température sévères nécessitent soit la mise en œuvre de matériaux spécifiques, soit l'adaptation des conditions d'exploitation et des plannings de maintenance. Le surcoût engendré n'est pas justifié par le gain d'efficacité attendu pour cette gamme de puissance.

Dans le cas où les verrous technologiques seraient levés grâce à des innovations sur les procédés et si les fluides supercritiques étaient mis en œuvre pour améliorer l'efficacité des incinérateurs de déchets, le gain estimé serait de l'ordre de 400 à 500 GWhe annuel. Cela signifierait également, consentir à investissement pour chacune des 90 UIOM du parc français. Leur pertinence serait à étudier, le retour sur investissement étant relativement lent du fait des faibles productions énergétiques.

Enfin, bien que la technologie soit actuellement en développement, l'étude a permis d'identifier une technologie plus flexible qui pourrait être appliquée aux centrales énergétiques de faible ou moyenne capacité. Il s'agit des cycles CO<sub>2</sub> supercritique. Ces cycles combinent les avantages des cycles de Rankine (liquide/vapeur) et de Brayton (gaz). Ils devraient permettre de réaliser des installations plus compactes, plus efficaces énergétiquement et pouvant être compatibles avec le captage du CO<sub>2</sub>.