

# Directives environnementales, sanitaires et sécuritaires pour les centrales thermiques

## Introduction

Les Directives environnementales, sanitaires et sécuritaires (Directives EHS) sont des documents de références techniques qui présentent des exemples de bonnes pratiques internationales,<sup>1</sup> de portée générale ou concernant une branche d'activité particulière. Lorsqu'un ou plusieurs États membres participent à un projet du Groupe de la Banque mondiale, les Directives EHS doivent être suivies conformément aux politiques et normes de ces pays. Les Directives EHS établies pour les différentes branches d'activité sont conçues pour être utilisées conjointement avec les **Directives EHS générales**, qui présentent des principes directeurs environnementaux, sanitaires et sécuritaires applicables dans tous les domaines. Les projets complexes peuvent exiger l'application de plusieurs directives couvrant des branches d'activité différentes. La liste complète de ces directives figure à l'adresse suivante:

<http://www.ifc.org/ifcext/sustainability.nsf/Content/EnvironmentalGuidelines>

Les Directives EHS indiquent les mesures et les niveaux de performances qui sont généralement considérés réalisables dans de nouvelles installations avec les technologies existantes à un coût raisonnable. L'application des Directives EHS dans des installations existantes peut nécessiter la définition d'objectifs

spécifiques à chaque site et l'établissement d'un calendrier adapté pour atteindre ces objectifs.

Le champ d'application des Directives EHS doit être fonction des aléas et des risques identifiés pour chaque projet sur la base des résultats d'une évaluation environnementale qui prend en compte des éléments spécifiques au projet, comme les conditions en vigueur dans le pays dans lequel le projet est réalisé, la capacité d'assimilation de l'environnement, et d'autres facteurs propres au projet. La mise en œuvre de recommandations techniques particulières doit être établie sur base de l'opinion professionnelle des personnes ayant les qualifications et l'expérience nécessaires. Si les seuils et normes stipulés dans les réglementations du pays d'accueil diffèrent de ceux indiqués dans les Directives EHS, ce sont les mesures et les normes les plus rigoureuses qui seront retenues pour les projets menés dans ce pays. Si des mesures ou des niveaux moins contraignants que ceux des Directives EHS peuvent être retenus pour des raisons particulières dans le contexte du projet, une justification détaillée pour chacune de ces alternatives doit être présentée dans le cadre de l'évaluation environnementale du site considéré. Cette justification devra montrer que les niveaux de performance proposés permettent de protéger la santé de la population humaine et l'environnement

## Champ d'application

Le présent document contient des informations concernant les processus de combustion alimentés par des combustibles fossiles gazeux, liquides et solides et par des combustibles issus de la biomasse conçus pour produire fournir de l'énergie électrique ou mécanique, de la vapeur, de la chaleur, ou toute combinaison de ces différentes énergie, indépendamment du type de combustible

<sup>1</sup> C'est-à-dire les pratiques que l'on peut raisonnablement attendre de professionnels qualifiés et chevronnés faisant preuve de compétence professionnelle, de diligence, de prudence et de prévoyance dans le cadre de la poursuite d'activités du même type dans des circonstances identiques ou similaires partout dans le monde. Les circonstances que des professionnels qualifiés et chevronnés peuvent rencontrer lorsqu'ils évaluent toute la gamme des techniques de prévention de la pollution et de dépollution applicables dans le cadre d'un projet peuvent inclure, sans toutefois s'y limiter, divers degrés de dégradation environnementale et de capacité d'assimilation de l'environnement ainsi que différents niveaux de faisabilité financière et technique.

utilisé (à l'exception des déchets solides qui sont couverts par une directive distincte intitulée Directives pour les établissements de gestion des déchets), ayant une puissance installée totale supérieure à 50 mégawatts thermiques (MWth), sur la base du pouvoir calorifique supérieur (PCS)<sup>2</sup>. Il s'applique aux chaudières, aux moteurs alternatifs et aux turbines à combustion des nouvelles installations et des centrales existantes. L'annexe A comporte une description détaillée des activités de cette branche d'activité et l'Annexe B donne des indications en vue de l'évaluation environnementale des projets d'électricité thermique. Les directives relatives aux émissions applicables aux centrales ayant une puissance installée ne dépassant pas 50 MWth figurent à la section 1.1 des **Directives EHS générales**. En fonction des caractéristiques du projet et des activités qui lui sont associées (par ex., sources d'approvisionnement en combustibles et évacuation de l'électricité générée), il convient de se reporter également aux Directives EHS pour l'exploitation minière et aux Directives EHS pour le transport et la distribution de l'électricité.

Les décisions d'investissement dans ce secteur qui peuvent être prises par un ou plusieurs membres du Groupe de la Banque mondiale s'inscrivent dans le cadre de la stratégie formulée par le Groupe pour faire face au changement climatique.

Ce document se compose des sections ci-après :

Section 1.0 — Description et gestion des impacts propres aux activités considérées  
Section 2.0 — Indicateurs de performance et suivi des résultats  
Section 3.0 - Bibliographie  
Annexe A — Description générale des activités  
Annexe B – Conseils pour l'évaluation environnementale des projets d'électricité thermique

## 1.0 Description et gestion des impacts propres aux activités considérées

La section ci-après présente un aperçu des principales questions EHS associées aux centrales thermiques durant la phase opérationnelle, ainsi que des recommandations sur la manière de les gérer.

Comme indiqué dans l'introduction des **Directives EHS générales**, il importe, dans le contexte général la gestion des questions EHS liées aux activités de développement industriel, notamment les centrales thermiques, d'examiner les impacts que peuvent avoir ces activités à un stade du cycle du projet aussi précoce que possible : les considérations EHS doivent être prises en compte lors de la sélection du site et de la conception des installations afin de maximiser la gamme d'options disponibles pour prévenir et maîtriser les impacts négatifs potentiels.

Les recommandations relatives à la gestion des questions communes à la plupart des projets de grande envergure figurent dans les **Directives EHS générales**.

### 1.1 Environnement

Les questions environnementales relatives aux projets de centrales thermiques englobent principalement les aspects suivants :

- Émissions atmosphériques
- Utilisation rationnelle de l'énergie et émissions de gaz à effet de serre
- Consommation d'eau et altération de l'habitat aquatique
- Effluents
- Déchets solides
- Matières dangereuses et hydrocarbures
- Bruit

<sup>2</sup> Puissance installée totale d'un établissement comportant plusieurs unités

## Émissions atmosphériques

Les principales émissions atmosphériques provenant de la combustion de combustibles fossiles ou de la biomasse sont le dioxyde de soufre (SO<sub>2</sub>), les oxydes d'azote (NO<sub>x</sub>), les matières particulaires (MP), le monoxyde de carbone (CO), et les gaz à effet de serre comme le dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>). Selon le type et la qualité de combustible utilisé, principalement pour les combustibles provenant de déchets et les combustibles solides, d'autres substances, notamment des métaux lourds (mercure, arsenic, cadmium, vanadium, nickel, etc.), des composés d'halogénure (dont le fluorure d'hydrogène), des hydrocarbures non brûlés et d'autres composés organiques volatils (COV) peuvent être émis en plus petites quantités, mais ils risquent d'avoir un impact notable sur l'environnement en raison de leur toxicité et/ou de leur persistance. Le dioxyde de soufre et l'oxyde d'azote contribuent également aux dépôts acides qui couvrent de longues distances et peuvent franchir les frontières nationales.

L'ampleur et la nature des émissions atmosphériques dépendent de facteurs tels que le combustible (par ex., charbon, fioul, gaz naturel ou combustible de la biomasse), le type et la conception de l'unité de combustion (par ex., moteurs alternatifs, turbines à combustion ou chaudières), les modes d'exploitation, les mesures prises pour maîtriser les émissions (par ex, contrôle primaire de la combustion, traitement secondaire des gaz de combustion), et l'efficacité générale du système. Par exemple, les centrales alimentées au gaz produisent généralement des quantités négligeables de matières particulaires et d'oxydes de soufre, et leurs émissions d'oxydes d'azote représentent environ 60 % de celles des centrales au charbon (si aucune mesure de réduction des émissions n'est prise). Les centrales au gaz naturel rejettent également des quantités plus faibles de dioxyde de carbone, qui est un gaz à effet de serre.

Certaines mesures, comme le choix du combustible et le recours à des mesures visant à accroître le rendement de conversion

d'énergie, permettent de réduire les émissions de nombreux polluants atmosphériques, notamment de CO<sub>2</sub>, par unité d'énergie générée. L'optimisation du rendement énergétique dans le cadre du processus de génération dépend d'une gamme de facteurs, notamment la nature et la qualité du combustible, le type de système de combustion, la température à laquelle fonctionnent les turbines à combustion, la pression et la température auxquelles fonctionnent les turbines à vapeur, les conditions climatiques locales, le type de système de refroidissement utilisé, etc. Les mesures recommandées pour prévenir, minimiser et maîtriser les émissions atmosphériques consistent, notamment, à :

- Retenir le combustible le plus propre qui puisse être utilisé de manière rentable (le gaz naturel est préférable aux hydrocarbures, qui est préférable au charbon), en veillant à respecter les orientations de la politique énergétique et environnementale générale du pays ou de la région où il est proposé de construire la centrale. Pour la plupart des grandes centrales thermiques, le choix du combustible est souvent dicté par la politique nationale de l'énergie, et il importe d'évaluer avec le plus grand soin en amont du projet les types de combustibles et les technologies de combustion et de maîtrise de la pollution, qui sont autant de facteurs interdépendants, afin d'optimiser la performance environnementale dudit projet ;
- En cas d'utilisation de charbon, brûler de préférence un charbon ayant un contenu calorifique élevé, une faible teneur en cendres et une basse teneur en soufre ;
- Envisager de poursuivre un processus d'enrichissement, surtout pour le charbon ayant une forte teneur en cendres, pour abaisser cette dernière<sup>3</sup> ;
- Choisir la technologie de génération d'électricité permettant le mieux, avec le combustible sélectionné, de concilier les avantages environnementaux et économiques. Le choix de la

<sup>3</sup> S'il existe un lien inorganique entre le soufre et les cendres, ce processus permet également de réduire la teneur en soufre du charbon.

technologie et des systèmes de maîtrise de la pollution doit être fondé sur une évaluation environnementale du site retenu (par exemple, des systèmes ayant un rendement énergétique plus élevé, comme le système de turbine à gaz à cycle combiné, peuvent être utilisés dans les centrales au gaz naturel et au mazout, alors que des équipements surcritiques, ultra-surcritiques ou à cycle combiné avec gazéification intégrée (CCGI) peuvent être employés dans les centrales au charbon ;

- Prévoir des hauteurs de cheminée conformes aux bonnes pratiques internationales dans ce domaine, pour éviter des concentrations excessives au niveau du sol et réduire au minimum les impacts, notamment les dépôts acides<sup>4</sup> ;
- Envisager de mettre en place des installations équipées de systèmes de production combinée de chaleur et d'électricité (PCCE, ou cogénération). En exploitant une chaleur qui serait autrement perdue, les centrales PCCE peuvent atteindre des rendements thermiques de l'ordre de 70 à 90 %, contre 32 à 45 % pour les centrales thermiques classiques.
- Comme indiqué dans les Directives EHS générales, les émissions provenant d'un seul projet ne doivent pas dépasser 25 % du niveau de la norme de qualité de l'air ambiant applicable pour permettre la poursuite d'un développement durable dans le même bassin

<sup>4</sup> Des indications précises concernant le calcul de la hauteur des cheminées sont données à l'annexe 1.1.3 des Directives EHS générales. Accroître la hauteur de cheminée ne doit pas être un moyen employé pour produire des émissions plus importantes. En revanche, si les taux d'émissions proposés ont des impacts significatifs sur la qualité de l'air ambiant qui ne permettent pas de respecter les normes pertinentes de la qualité de l'air ambiant, la possibilité doit être examinée, dans le cadre de l'évaluation environnementale, d'accroître la hauteur de cheminée et/ou de réduire davantage les émissions. Les hauteurs de cheminée conformes aux bonnes pratiques internationales peuvent atteindre environ 200 m pour les grandes centrales thermiques au charbon, environ 80 m pour les centrales thermiques utilisant des moteurs diesel fonctionnant au fioul lourd et jusqu'à 100 m pour les centrales thermiques au gaz utilisant des turbines à gaz à cycle combiné. La décision finale concernant la hauteur de cheminée dépend de la topographie du site aux alentours de la centrale, des bâtiments qui se trouvent à proximité, des conditions météorologiques, des impacts escamotés, et de l'emplacement des récepteurs existants et futurs.

atmosphérique<sup>5</sup>.

Les mesures recommandées pour maîtriser les émissions de polluants spécifiques sont présentées ci-après.

### **Dioxyde de soufre**

Les mesures qui peuvent être prises pour maîtriser les émissions d'oxyde de soufre sont très diverses parce que les différents combustibles ont des teneurs en soufre très différentes et les coûts des mesures de contrôle, indiquées au tableau 1 sont aussi très variables. Le choix de la technologie employée doit être basé sur une analyse avantages-coûts de la performance environnementale des différents combustibles, le coût des mesures de dépollution, et l'existence d'un marché pour les sous-produits résultant du processus de maîtrise des émissions de soufre<sup>6</sup>. Les mesures recommandées pour prévenir, limiter et maîtriser les émissions atmosphériques consistent notamment à :

- Utiliser des combustibles à faible teneur en soufre lorsque cela est économiquement viable ;
- Employer de la chaux (CaO) ou de la pierre à chaux (CaCO<sub>3</sub>) dans les chaudières de combustion au charbon sur lit fluidisé, afin d'obtenir une désulfuration intégrée qui peut atteindre un rendement d'épuration de l'ordre de 80 à 90 %, par le biais de l'utilisation d'un système à lit fluidisé<sup>7, 8</sup> ;
- En fonction de la puissance de la centrale, de la qualité du combustible, et du potentiel d'émissions significatives de SO<sub>2</sub>, procéder à la désulfuration des gaz de combustion (DGC) pour les grosses chaudières au charbon ou au

<sup>5</sup> Par exemple, US EPA Prevention of Significant Deterioration Increments Limits applicable aux bassins atmosphériques non dégradés donne les chiffres suivants : SO<sub>2</sub> (91 µg/m<sup>3</sup> comme 2<sup>e</sup> seuil le plus élevé sur 24 heures, 20 µg/m<sup>3</sup> pour la moyenne annuelle), NO<sub>2</sub> (20 µg/m<sup>3</sup> pour la moyenne annuelle), et PM<sub>10</sub> (30 µg/m<sup>3</sup> comme 2<sup>e</sup> seuil le plus élevé sur 24 heures, et 17 µg/m<sup>3</sup> pour la moyenne annuelle).

<sup>6</sup> Des options de désulfuration des gaz de combustion (DGC) régénérative (par voie humide ou semi-sèche) peuvent être envisagées dans ces conditions.

<sup>7</sup> CE (2006).

<sup>8</sup> Le rendement d'épuration du SO<sub>2</sub> pour les technologies de combustion en lit fluidisé (CLF) dépend de la teneur en soufre et en chaux du combustible, de la quantité de sorbant, du ratio et de la qualité.

mazout, et pour les gros moteurs alternatifs. Le type optimal de système DGC (p. ex., DGC par voie humide au moyen de pierre de chaux, qui a un rendement d'épuration de 85 à 98 %, DGC par voie sèche à la chaux, qui a un rendement d'épuration de 70 à 94 %, DGC à l'eau de mer, qui a un rendement d'épuration pouvant atteindre 90 %) dépend de la capacité de l'centrale, des propriétés du combustible, des conditions du site, du coût et de la disponibilité du réactif, et des possibilités d'élimination et de réutilisation des sous-produits<sup>9</sup>.

Tableau 1 - Performance/ caractéristiques des DGC		
Type de DGC	Caractéristiques	Augmentation des coûts d'équipement de la centrale
DGC par voie humide	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Gaz de combustion est saturé d'eau.</li> <li>• Pierre à chaux (CaCO<sub>3</sub>) comme réactif</li> <li>• Rendement d'épuration jusqu'à 98 %</li> <li>• Consomme 1 à 1,5 % de l'électricité générée</li> <li>• Le plus largement utilisé</li> <li>• Distance par rapport à la source de pierre à chaux et réactivité de la pierre à chaux à prendre en considération</li> <li>• Forte consommation d'eau</li> <li>• Besoin de traiter les eaux usées</li> <li>• Gypse comme sous-produit ou déchet commercialisable</li> </ul>	11-14 %
DGC par voie semi-sèche	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Également appelé « épuration à sec » - degré d'humidification contrôlé</li> <li>• Chaux (CaO) comme réactif</li> <li>• Rendement d'épuration jusqu'à 94%</li> <li>• Peut également extraire le SO<sub>3</sub> dans une plus large</li> </ul>	9-12 %

**DGC à l'eau de mer**

- mesure que DGC par voie humide
- Consomme 0,5 à 1,0 % de l'électricité générée, moins que la DGC par voie humide
  - La chaux coûte plus cher que la pierre à chaux.
  - Déchets – mélange de cendres volantes, d'additif inaltéré et de CaSO<sub>3</sub>
  - Rendement d'épuration jusqu'à 90 %
  - Utilisation non pratique pour le charbon riche en soufre (S) (>1 % S)
  - Les impacts sur l'environnement marin doivent être soigneusement examinés (p. ex., réduction du pH, apport de métaux lourds résiduels, cendres volantes, température, sulfate, oxygène dissous et demande chimique en oxygène).
  - Consomme de 0,8 à 1,6 % de l'électricité générée
  - Processus simple, absence d'eaux usées ou de déchets solides
- 7-10 %

Sources : CE (2006) et Groupe de la Banque mondiale

**Oxydes d'azote**

La formation d'oxydes d'azote peut être maîtrisée en modifiant les paramètres opérationnels et conceptuels du processus de combustion (mesures primaires). Un traitement supplémentaire du NO<sub>x</sub> provenant des gaz de combustion (mesures secondaires, voir tableau 2) peut être nécessaire dans certains cas pour atteindre les objectifs de qualité de l'air ambiant. Les mesures recommandées pour prévenir, limiter et maîtriser les émissions atmosphériques consistent notamment à :

- Utiliser des brûleurs à faible émission de NO<sub>x</sub>, tout en ayant recours à d'autres modifications du processus de combustion des chaudières, comme des brûleurs fonctionnant avec un faible excès d'air. Il peut être nécessaire de mettre en place des mesures de contrôle du

<sup>9</sup> L'utilisation d'épurateurs par voie humide, en plus du matériel de dépolluage (p. ex., systèmes de précipitateurs électrostatiques ou filtre en tissu), présente l'avantage de pouvoir également réduire les émissions de chlorure d'hydrogène (HCl), d'acide fluorhydrique (HF) et de métaux lourds, et d'extraire la poussière restant après le passage dans les précipitateurs ou les filtres en tissu. Parce qu'il accroît les coûts, le processus d'épuration par voie humide n'est généralement pas utilisé dans les centrales d'une puissance inférieure à 100 MWth (CE 2006).

NO<sub>x</sub> supplémentaires pour respecter les limites d'émissions ; un système de réduction sélective catalytique (SCR) peut être installé pour les chaudières au charbon pulvérisé, au mazout et au gaz, tandis qu'un système de réduction sélective non catalytique (NSCR) pour les chaudières sur lit fluidisé ;

- Utiliser des brûleurs à faible émission de NO<sub>x</sub> pour les turbines à combustion au gaz naturel ;
- Employer un système d'injection d'eau ou un système SCR pour les turbines à combustion et les moteurs alternatifs alimentés par des combustibles liquides<sup>10</sup> ;
- Optimiser les paramètres opérationnels des moteurs alternatifs existants qui brûlent du gaz naturel, afin de réduire les émissions de NO<sub>x</sub> ;
- Utiliser le système du mélange pauvre ou le système SCR pour les nouveaux moteurs à gaz.

**Tableau 2 – Performance/caractéristiques des systèmes secondaires de réduction du NO<sub>x</sub>**

Type	Caractéristiques	Augmentation des coûts d'investissement de la centrale
SCR	• Taux de réduction des émissions de NO <sub>x</sub> de 80 à 95 %	4-9 % (chaudière au mazout)
	• Consomme 0,5 % de l'électricité générée	1-2 % (turbine à gaz en cycle combiné)
	• Utilise de l'ammoniac ou de l'urée comme réactif	
	• Les augmentations de rejet d'ammoniac dues à l'accroissement du ratio NH <sub>3</sub> /NO <sub>x</sub> peuvent poser un problème (p. ex., trop d'ammoniac dans les cendres volantes). Un plus grand volume de catalyseur/l'amélioration du mélange de NH <sub>3</sub> et NO <sub>x</sub> dans le gaz de combustion risquent d'être nécessaires pour éviter ce problème.	20-30 % (moteurs alternatifs)
	• Les catalyseurs peuvent contenir	

<sup>10</sup> Il n'est pas toujours pratique de procéder à l'injection d'eau dans les turbines à combustion industrielles. Même si les ressources en eau sont suffisantes, les installations de traitement des eaux peuvent être coûteuses et les coûts d'exploitation et de maintenance des systèmes d'injection de l'eau peuvent être élevés, ce qui peut accroître la complexité de l'exploitation d'une petite turbine à combustion.

des métaux lourds. Les catalyseurs épuisés doivent être manipulés, éliminés/recyclés de manière adéquate.

- La durée de vie des catalyseurs est de 6 à 10 ans (alimentation au charbon), de 8 à 12 ans (alimentation au mazout) et de plus de 10 ans (alimentation au gaz).
- Taux de réduction des émissions de NO<sub>x</sub> de 30 à 50 %
- Consomme de 0,1 à 0,3 % de l'électricité générée
- Utilise de l'ammoniac ou de l'urée comme réactif
- Ne peut pas être utilisé pour des turbines à gaz ou des moteurs à gaz
- Fonctionne sans de catalyseurs

**NSCR**

1-2 %

Source : CE (2006), Groupe de la Banque mondiale

**Matières particulaires**

Les matières particulaires<sup>11</sup> sont émises par le processus de combustion surtout de fioul lourd, de charbon et de combustibles solides de la biomasse. Les technologies d'extraction des particules produites par les centrales thermiques qui ont fait leurs preuves sont les filtres en tissu et les précipitateurs électrostatiques, comme indiqué au tableau 3. Le choix entre un filtre en tissu et un précipitateur dépend des propriétés du combustible, du type de système DGC utilisé, le cas échéant, pour maîtriser les émissions de SO<sub>2</sub>, et les objectifs de qualité de l'air ambiant. Des matières particulaires peuvent également être relâchées durant le transport et le stockage de charbon et d'additifs, comme la chaux. Les mesures recommandées de prévention, de réduction et de maîtrise des risques dus à l'émission de matières particulaires consistent notamment à :

- Installer des dispositifs de dépoussiérage pouvant avoir un rendement d'épuration supérieur à 99 %, comme les précipitateurs électrostatiques ou les filtres en tissu (filtres à sacs) dans les centrales thermiques au charbon. Le système peut être perfectionné par l'emploi d'un précipitateur

<sup>11</sup> Y compris toutes les tailles de particules (p. ex., TSP, PM<sub>10</sub>, et PM<sub>2.5</sub>)

électrostatique, qui a pour effet d'accroître le rendement d'épuration et permet également de collecter les éléments condensables (p. ex, la brume d'acide sulfurique) qui ne sont pas capturés de manière efficace par un précipitateur ou un filtre en tissu<sup>12</sup> ;

- Utiliser un matériel de chargement et de déchargement qui minimise la hauteur de chute du combustible dans l'aire de stockage, pour réduire la production de poussières fugitives, et installer des hydrocyclones ;
- Mettre en place des systèmes d'aspersion d'eau pour réduire la formation de poussières fugitives dans les aires de stockage des combustibles solides, dans les climats arides ;
- Prévoir des convoyeurs fermés équipés de matériels équipements d'extraction et de filtration bien conçus aux différents points de transfert ; et
- Pour les combustibles solides générant de fines poussières fugitives pouvant contenir du vanadium, du nickel et des hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP) (comme le coke de houille et le coke de pétrole), procéder au transport dans des systèmes totalement fermés, et couvrir les stocks, le cas échéant ;
- Concevoir et exploiter les systèmes de transport de manière à réduire au minimum la production et le transport de poussière sur le site ;
- Stocker la chaux et la pierre de chaux dans des silos équipés de dispositifs d'extraction et de filtration conçus de manière appropriée ;
- Installer des brise-vent dans les aires de stockage de charbon en plein air, ou utiliser des structures fermées pour réduire au minimum les émissions de poussière fugitive, si

<sup>12</sup> Le conditionnement des gaz de combustion (flue gas conditioning [FGC]) est une approche recommandée pour traiter les problèmes relatifs à la faible conductivité des gaz et à la faible performance de collecte du système ESP qui surviennent lorsque les systèmes ESP sont utilisés pour collecter la poussière de combustibles très pauvres en soufre. Une conception FGC particulière implique l'introduction de gaz d'anhydride sulfurique (SO<sub>3</sub>) à l'intérieur du flux, en amont des gaz de combustion du système ESP, pour accroître la conductivité des gaz de combustion, ce qui améliore grandement l'efficacité de collecte du système ESP. Il n'y a généralement pas de risque d'émissions accrues de SO<sub>x</sub>, étant donné que le SO<sub>3</sub> est très réactif et adhère à la poussière.

nécessaire ; équiper les aires de stockage fermées de systèmes de ventilation spéciaux pour éviter les explosions de poussière (p. ex., des séparateurs hydrocycloniques aux points de transfert du charbon).

Voir l'Annexe 1.1.2 des **Directives EHS générales** pour une description plus poussée des technologies de prévention et de maîtrise des émissions issues de sources ponctuelles.

**Tableau 3 – Performance/caractéristiques des systèmes d'extraction de la poussière**

Type	Performance/caractéristiques
<b>Précipitateur électrostatique</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Rendement d'épuration de &gt;96,5 % (&lt;1 µm), &gt;99,95 % (&gt;10 µm)</li> <li>• Consommation de 0,1 à 1,8 % de l'électricité générée.</li> <li>• Peut ne pas convenir pour les particules ayant une haute résistance électrique. Dans ce cas, le traitement des gaz de combustion (FGC) peut améliorer la performance de précipitateur électrostatique.</li> <li>• Peut traiter des très gros volumes de gaz moyennant une faible chute de pression</li> </ul>
<b>Filtre en tissu</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Rendement d'épuration de &gt;99,6 % (&lt;1 µm), &gt;99,95 % (&gt;10 µm). Extrait des particules plus petites que les précipitateurs électrostatiques.</li> <li>• Consommation de 0,2 à 3 % de l'électricité générée utilisés.</li> <li>• La durée de vie du filtre diminue au fur et à mesure que la teneur en soufre du charbon augmente.</li> <li>• Les coûts d'exploitation augmentent considérablement lorsque la densité des filtres en tissu est accrue afin de pouvoir extraire davantage de particules.</li> <li>• Si les cendres sont particulièrement réactives, elles peuvent agir sur le tissu qui finit par se désintégrer.</li> </ul>
<b>Épurateur par voie humide</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Rendement d'épuration de &gt;98,5 % (&lt;1 µm), &gt;99,9 % (&gt;10 µm)</li> <li>• Consommation de jusqu'à 3 % de l'électricité générée.</li> <li>• Peut en outre retirer et absorber les métaux lourds gazeux</li> <li>• Les eaux usées doivent être traitées.</li> </ul>

Sources : CE (2006) et Groupe de la Banque mondiale

### **Autres polluants**

En fonction du type et de la qualité de combustible utilisé, d'autres polluants atmosphériques peuvent être présents en quantités significatives sur le plan environnemental ; il importe donc de les

prendre dûment en compte lors de l'évaluation des impacts potentiels sur la qualité de l'air ambiant et de la conception et mise en œuvre des mesures de gestion et de protection de l'environnement. Parmi ces autres polluants figurent le mercure dans le charbon, le vanadium dans le fioul lourd, et d'autres métaux lourds dans les combustibles provenant de déchets, comme le coke de pétrole et les huiles lubrifiantes épuisées<sup>13</sup>. Les mesures recommandées pour prévenir, réduire et maîtriser les émissions d'autres polluants atmosphériques, le mercure en particulier, rejetées par les centrales thermiques comprennent des mesures de contrôle secondaires classiques, comme les filtres en tissu ou les précipitateurs électrostatiques, associées à des techniques de traitement des gaz de combustion, notamment à la pierre de chaux, à la chaux sèche, ou avec injection de sorbant<sup>14</sup>. L'extraction de métaux comme le mercure peut se poursuivre dans un système SCR conçu pour de fortes émissions de poussière employé avec du charbon actif pulvérulent, du charbon actif pulvérulent renforcé par addition de brome, ou d'autres sorbants. Les émissions de mercure par les centrales thermiques pouvant avoir des impacts importants sur les écosystèmes et la santé et à la sécurité publiques, localement et au delà des frontières nationales, lorsqu'il y a bioaccumulation, il importe d'examiner avec une attention particulière les moyens de les réduire au stade de l'évaluation environnementale et, de ce fait, à celui de la conception de la centrale<sup>15</sup>.

### **Compensation des émissions**

<sup>13</sup> Dans ces cas, l'évaluation environnementale doit prendre en compte les impacts potentiels sur la qualité de l'air ambiant de métaux lourds comme le mercure, le nickel, le vanadium, le cadmium, le plomb, etc.

<sup>14</sup> Pour les filtres en tissu ou les précipitateurs électrostatiques utilisés en association avec un traitement des gaz de combustion, il est possible d'obtenir un taux d'extraction moyen de 75 % ou 90 % lorsqu'il est aussi procédé à une réduction catalytique sélective (SCR) (CE, 2006).

<sup>15</sup> Bien qu'aucun des grands pays industriels n'ait officiellement adopté des seuils réglementaires pour les émissions de mercure des centrales thermiques, ces seuils sont à l'étude aux Etats-Unis et dans l'Union européenne depuis 2008. Les futures mises à jour des présentes Directives EHS refléteront les changements qui interviendront dans les pratiques internationales destinées à prévenir et à maîtriser les émissions de mercure.

Les installations situées dans des bassins atmosphériques dégradés doivent réduire au minimum les impacts additionnels, en respectant les limites d'émissions présentées au tableau 6. Lorsque le respect de ces valeurs limites d'émissions se traduit toutefois par des impacts excessifs sur la qualité de l'air ambiant par rapport aux normes réglementaires locales (ou, en leur absence, à d'autres normes ou directives agréées à l'échelon international, dont les directives de l'Organisation mondiale de la Santé), le projet doit examiner les possibilités de compensation et appliquer des mesures compensatoires propres au site qui permettent d'éviter tout accroissement net des émissions totales des polluants (p. ex., matières particulaires, dioxyde de soufre ou dioxyde d'azote) qui sont responsables de la dégradation du bassin atmosphérique. Les mesures compensatoires doivent être mises en œuvre avant que la centrale thermique n'entre en service. Il peut s'agir de mesures de réduction des émissions de matières particulaires, de dioxyde de soufre ou de dioxyde d'azote, selon le cas, qui donnent lieu à : a) la mise en place de programmes de dépollution nouveaux ou plus efficaces dans les autres unités de même centrale thermique, ou dans d'autres centrales thermiques situées dans le même bassin atmosphérique ; b) la mise en place de programmes de dépollution nouveaux ou plus efficaces sur le site d'autres sources de pollution importantes, comme des centrales de chauffage à distance ou des installations industrielles, se trouvant dans le même bassin atmosphérique ; ou c) la réalisation d'investissements dans des systèmes de distribution de gaz ou des systèmes de chauffage à distance pour remplacer les systèmes de chauffage résidentiels au charbon et autres petits systèmes à chaudières. Dans la mesure du possible, il faut que les mesures compensatoires s'inscrivent dans le cadre d'une stratégie globale de gestion de la qualité de l'air, pour que la qualité de l'air dans le bassin atmosphérique respecte les normes de qualité de l'air ambiant. La responsabilité du suivi et de la vérification de la qualité de l'air ambiant dans le bassin atmosphérique, pour assurer l'application des mesures

compensatoires, incombe à l'organisme local ou national chargé de la délivrance et de la supervision des permis relatifs à l'environnement. Les promoteurs de projets qui ne peuvent pas s'engager dans les négociations nécessaires à la préparation d'un accord sur des mesures compensatoires (par exemple, en raison de l'absence d'un cadre de gestion de la qualité de l'air à l'échelon local ou national) doivent considérer des options consistant à utiliser des combustibles plus propres et à employer des systèmes de dépollution plus performants, ou à réexaminer le choix du site proposé pour le projet. L'objectif principal est d'empêcher que de nouvelles centrales thermiques ne contribuent à aggraver la situation dans des bassins atmosphériques déjà dégradés.

### **Rendement énergétique et émissions de GES**

Le dioxyde de carbone, qui est l'un des principaux gaz à effet de serre (GES) aux termes de la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques, est émis par la combustion de combustibles fossiles. Les mesures recommandées pour éviter, réduire le plus possible et compenser les émissions de dioxyde de carbone par les centrales thermiques nouvelles et existantes consistent, notamment, à :

- Utiliser des combustibles fossiles à moindre teneur en carbone (c.-à-d., de combustibles contenant moins de carbone par unité de valeur calorifique — le gaz en contient moins que le mazout, et le mazout en contient moins que le charbon) ou recourir à un processus de combustion combinée avec des combustibles sans émission nette de carbone (c'est-à-dire des combustibles de la biomasse) ;
- Recourir à des centrales à production combinée de chaleur et d'électricité (PCCE) dans la mesure du possible ;
- Employer une technologie dont le rendement énergétique de conversion est supérieur, pour un combustible donné /une capacité de centrale donnée à la moyenne nationale/régionale. Le niveau ciblé pour les nouvelles installations doit se situer dans le premier quartile de la moyenne nationale/régionale. La réhabilitation des

installations existantes doit permettre d'améliorer sensiblement les rendements. Les performances types, au plan des émissions de CO<sub>2</sub>, obtenues pour divers combustibles/ technologies, sont indiquées au tableau 4 ci-après ;

- Examiner la possibilité de procéder à des compromis pertinents, en termes de rendement, entre les coûts d'équipement et les coûts d'exploitation associés à des technologies différentes. Par exemple, le coût d'équipement d'une centrale surcritique peut être supérieur à celui d'une centrale sous-critique de même capacité, mais son coût d'exploitation est plus faible. Toutefois, la taille actuelle et future du réseau peut imposer des contraintes en ce qui concerne la puissance installée de la centrale et, par conséquent, le choix des technologies. Les compromis qui doivent être réalisés doivent faire l'objet d'un examen approfondi dans le cadre de l'évaluation environnementale ;
- Employer des techniques de suivi et de contrôle des processus très performantes, et bien concevoir et entretenir le système de combustion pour que le rendement initial de conception puisse être maintenu ;
- Dans la mesure du possible, établir des modalités de compensation des émissions (notamment les mécanismes flexibles du Protocole de Kyoto et le recours volontaire au marché du carbone) qui donnent lieu à des opérations de reboisement, de boisement, ou de piégeage et de séquestration du carbone, ou d'autres options actuellement encore à l'essai<sup>16</sup> ;
- Dans la mesure du possible, prendre des mesures de réduction des pertes durant le transport et la distribution d'électricité, ainsi que des mesures axées sur la demande.

<sup>16</sup> Le processus de piégeage et de séquestration du carbone produit par les projets de centrales thermiques est encore à un stade expérimental dans le monde entier, bien que l'on commence à envisager de concevoir des centrales prêtes à assurer ces fonctions. Plusieurs options sont actuellement à l'étude, notamment la séquestration du CO<sub>2</sub> dans des couches de charbon ou des aquifères profonds, et l'injection du CO<sub>2</sub> dans des gisements de pétrole pour procéder à une récupération assistée du pétrole.

Par exemple, investir dans la gestion de la charge de pointe peut contribuer à réduire les exigences de fluctuation de puissance de l'installation de production d'énergie, améliorant ainsi son efficacité opérationnelle. La faisabilité de ces types d'options compensatoires peut varier, selon que l'établissement est rattaché à un service public intégré verticalement ou à un producteur d'énergie indépendant ;

- Prendre en compte les émissions associées au cycle des combustibles et les facteurs hors site (comme l'approvisionnement en combustible, la proximité des centres de distribution, les possibilités d'utilisation de la chaleur résiduelle à l'extérieur de la centrale, ou l'utilisation de gaz résiduels générés à proximité [gaz de haut fourneau ou méthane de gisement houiller] comme combustible, etc.).

**Tableau 4 – Performance typique des nouvelles centrales thermiques — émissions de CO<sub>2</sub>**

Combustible	Rendement	CO <sub>2</sub> (gCO <sub>2</sub> / kWh - brut)
<b>Rendement (% net, PCS - pouvoir calorifique supérieur)</b>		
Charbon (*1, *2)	<u>Ultra-surcritique(*1) :</u>	
	37,6 – 42,7	676-795
	<u>Surcritique :</u>	
	35,9-38,3 (*1)	756-836
	39,1 (sans CSC) (*2)	763
	24,9 (avec CSC) (*2)	95
	<u>Sous-critique :</u>	
	33,1-35,9 (*1)	807-907
	36,8 (sans CSC) (*2)	808
	24,9 (avec CSC) (*2)	102
Gaz (*2)	<u>CCGI :</u>	
	39,2-41,8 (*1)	654-719
	38,2-41,1 (sans CSC) (*2)	640 – 662
	31,7-32,5 (avec CSC) (*2)	68 – 86
	<u>TGCC améliorée (*2):</u>	
50,8 (sans CSC)	355	
43,7 (avec CSC)	39	
<b>Rendement (% net, PCI – pouvoir calorifique inférieur)</b>		
Charbon (*3)	42 (ultra-surcritique)	811
	40 (surcritique)	851
	30 – 38 (sous-critique)	896-1 050
	46 (CCGI)	760
Charbon et lignite (*4, *7)	38 (CCGI+CSC)	134
	(*4) 43-47 (charbon-pulvérisé)	(*6) 725-792 (net)
	>41(charbon-CLF)	<831 (net)
	42-45 (lignite-pulvérisé)	808-866 (net)
Gaz (*4, *7)	>40 (lignite-CLF)	<909 (net)
	(*4) 36-40 (TG en cycle simple)	(*6) 505-561 (net)
	38-45 (moteur à gaz)	531-449 (net)
	40-42 (chaudière)	481-505 (net)

	54-58 (TGCC)	348-374 (net)
Mazout (*4, *7)	(*4) 40 – 45 (FL/FoL moteur alternatif)	(*6) 449-505 (net)
<b>Rendement (% brut, PCI – pouvoir calorifique inférieur)</b>		
Charbon (*5, *7)	(*5) 47 (ultra-surcritique)	(*6) 725
	44 (surcritique)	774
	41-42 (sous-critique)	811-831
	47-48 (GICC)	710-725
Mazout (*5, *7)	(*5) 43 (moteur alternatif)	(*6) 648
	41 (chaudière)	680
Gaz (*5)	(*5) 34 (TG en cycle simple)	(*6) 594
	51 (TGCC)	396

Source : (\*1) US EPA 2006, (\*2) US DOE/NETL 2007, (\*3) Banque mondiale, avril 2006, (\*4) Commission européenne 2006, (\*5) Groupe de la Banque mondiale, sept. 2006, (\*6) estimations du Groupe de la Banque mondiale

### Consommation d'eau et altération de l'habitat aquatique

Les turbines à vapeur utilisées en association avec des chaudières et des générateurs de vapeur à récupération de chaleur employés dans les unités de turbines à gaz en cycle combiné doivent avoir un système de refroidissement pour condenser la vapeur utilisée pour générer de l'électricité. Les systèmes de refroidissement des centrales thermiques sont généralement : i) des systèmes de refroidissement à passage unique lorsque les volumes d'eau de refroidissement et d'eaux de surface disponibles sont suffisamment importants ; ii) des systèmes de refroidissement par voie humide en circuit fermé ; ou iii) des systèmes de refroidissement par voie sèche en circuit fermé (p. ex., des condenseurs à refroidissement par air).

Les équipements de combustion qui utilisent des systèmes de refroidissement à passage unique nécessitent de grandes quantités d'eau qui sont rejetées dans les eaux de surface réceptrices à une température élevée. De l'eau est également nécessaire pour les chaudières comme appoint, ainsi que pour les équipements auxiliaires de la centrale, la manutention des cendres et les systèmes DGC<sup>17</sup>. Les centrales qui prélèvent des quantités d'eau aussi importantes peuvent faire concurrence à d'autres consommateurs qui utilisent l'eau, notamment, à des fins

<sup>17</sup> Les volumes d'eau disponibles et l'impact de leur utilisation peuvent influencer le choix de système DGC utilisé (c.-à-d., par voie humide vs par voie semi-sèche).

d'irrigation des cultures ou comme eau de boisson. Le prélèvement d'eau et son rejet à une température plus élevée et avec des contaminants chimiques tels que biocides ou autres additifs, le cas échéant, peuvent avoir des répercussions sur les organismes aquatiques, comme le phytoplancton, le zooplancton, les poissons, les crustacés et mollusques, et de nombreuses autres formes de vie aquatique. Les organismes aquatiques qui sont entraînés dans les systèmes de prise d'eau de refroidissement sont, soit pris dans les éléments du système de prise d'eau, soit aspirés avec cette eau dans le circuit. Dans les deux cas, les organismes aquatiques peuvent être tués ou subir d'importantes répercussions. Dans certains cas (p. ex., les tortues de mer), les organismes peuvent être emprisonnés dans les canaux d'amenée. La situation peut être particulièrement préoccupante lorsque les systèmes de prise d'eau de refroidissement sont situés à l'intérieur ou à proximité de zones d'habitat d'espèces menacées d'extinction, d'espèces en danger ou d'autres espèces protégées, ou de zones locales de pêche.

Les systèmes généralement employés comprennent, notamment, les grilles mobiles à travers lesquelles l'eau passe à une vitesse relativement élevée, et ne comportent pas de mécanismes pour récupérer et rejeter les poissons<sup>18</sup>. Les mesures de prévention, de réduction et de maîtrise des impacts environnementaux associés au prélèvement d'eau doivent être définies sur la base des résultats d'une évaluation environnementale, compte tenu de la disponibilité et de l'utilisation locales des ressources en eau et des caractéristiques écologiques de l'aire touchée par le projet. Les mesures de gestion recommandées pour prévenir et maîtriser les impacts sur les ressources en eau et les habitats aquatiques consistent, notamment, à<sup>19</sup> :

- Conserver les ressources en eau, particulièrement dans les

<sup>18</sup> La vitesse généralement considérée adaptée à la gestion des débris est de 1 fps [0,30 m/s] pour des tamis à larges mailles ; la taille standard des mailles des grilles des centrales thermiques est de 3/8 in (9,5 mm).

<sup>19</sup> Pour obtenir des informations supplémentaires, se référer à Schimmoller (2004) et USEPA (2001).

aires où les ressources en eau sont limitées, en prenant les dispositions suivantes :

- Utiliser un système d'eau de refroidissement en circuit fermé et à recirculation (p. ex., tour de refroidissement à tirage naturel ou forcé), ou un système de refroidissement en circuit fermé par voie sèche (p. ex., condenseurs à refroidissement par air), le cas échéant, pour empêcher des impacts inacceptables. Les bassins de refroidissement ou les tours de refroidissement sont les principales technologies employées pour les systèmes d'eau de refroidissement à recirculation. Les systèmes d'eau de refroidissement à passage unique peuvent être acceptables s'ils sont adaptés aux conditions hydrologiques et écologiques de la source d'eau et des eaux réceptrices, et peuvent être l'option préférée ou possible avec certaines technologies de dépollution telles que les épurateurs à l'eau de mer ;
- Employer des épurateurs par voie sèche, lorsque ce type de mesure est également exigé, ou recycler les eaux usées dans les centrales au charbon comme eau d'appoint pour la désulfuration des gaz de combustion (DGC) ;
- Recourir à des systèmes de refroidissement à l'air.
- Limiter la vitesse théorique maximale de passage dans les grilles filtrantes des systèmes de prise d'eau à 0,5 ft/s (0,15 m/s) ;
- Limiter la vitesse de prélèvement des prises d'eau aux niveaux indiqués ci-après :
  - Pour les rivières ou courants d'eau douce, maintenir une vitesse de prélèvement qui permet de préserver les modes d'utilisation des ressources en eau (c.-à-d., pour l'irrigation et la pêche) et la biodiversité lorsque le niveau des eaux correspond au niveau annuel moyen de faible écoulement<sup>20</sup> ;

<sup>20</sup> Les conditions relatives aux débits peuvent être basées sur les débits moyens annuels ou les débits de faible écoulement. Les normes réglementaires peuvent

- Pour les lacs ou réservoirs, la vitesse des prélèvements ne doit pas perturber la stratification thermique ou le profil de renouvellement des eaux ;
- Pour les estuaires ou les rivières à marées, la vitesse de prélèvement doit être ramenée à 1 % du volume d'excursion des eaux à chaque cycle des marées.
- En la présence d'espèces menacées d'extinction ou d'autres espèces protégées, ou de zones locales de pêche dans la zone d'influence de la prise d'eau, réduire au minimum la mise en contact et l'aspiration des poissons, des coquillages et des mollusques en ayant recours à des techniques telles que des filets de retenue (saisonniers ou permanents), des systèmes de capture et de rejet des poissons, des grilles à mailles fines, des grilles en fils profilés et des systèmes de filtres aquatiques. Parmi les mesures opérationnelles qui peuvent être prises pour réduire les impacts et l'aspiration des organismes aquatiques figurent l'arrêt saisonnier des systèmes, le cas échéant, la réduction des volumes prélevés ou l'utilisation continue de grilles. Il peut aussi être possible de placer le système de prise d'eau dans une autre direction, ou plus loin dans le plan d'eau.

## **Effluents**

Les effluents des centrales thermiques sont, notamment, les rejets thermiques, les effluents d'eaux usées et les eaux usées sanitaires.

### **Rejets thermiques**

Comme indiqué précédemment, les centrales thermiques équipées de générateurs alimentés à la vapeur et de systèmes de refroidissement à passage unique utilisent d'importants volumes d'eau pour refroidir et condenser la vapeur qui est ensuite renvoyée dans la chaudière. L'eau chauffée est normalement rejetée dans la masse d'eau dont elle provient (c.-à-d., rivière, lac,

estuaire, ou océan) ou dans la masse d'eau de surface la plus proche. En règle générale, les rejets thermiques doivent être effectués de manière à ce que la température de l'eau rejetée ne provoque pas un dépassement des normes pertinentes de température de la qualité de l'eau ambiante à l'extérieur d'une zone de mélange établie scientifiquement. La zone de mélange est généralement définie comme la zone où la dilution initiale des eaux rejetées a lieu, et à l'intérieur de laquelle les normes pertinentes de température de l'eau peuvent être dépassées ; à cette fin des facteurs comme l'impact cumulé des variations saisonnières, de la qualité de l'eau ambiante, de l'utilisation des eaux réceptrices, des récepteurs potentiels et de la capacité d'assimilation sont pris en considération. La zone de mélange est propre à chaque projet ; elle peut être définie par les organismes réglementaires locaux et confirmée, ou mise à jour, dans le cadre du processus d'évaluation environnementale du projet. En l'absence de normes réglementaires, l'amplitude de la variation de la température de l'eau ambiante doit être définie dans le cadre de l'évaluation environnementale). Les rejets thermiques doivent être conçus de manière à prévenir tout impact négatif sur les eaux réceptrices, compte tenu des critères suivants :

- Les aires affichant une température élevée par suite des rejets thermiques du projet ne doivent pas compromettre l'intégrité de l'ensemble du plan d'eau ou menacer les zones sensibles (telles que les espaces de loisirs, les aires de reproduction, ou les zones de biote fragile) ;
- Ni la survie ni les habitudes reproductives et alimentaires des organismes traversant les zones à température plus élevée ne doivent être compromises de manière significative ;
- La santé humaine ou l'environnement ne doivent en aucun cas être compromis par la température plus élevée de l'eau ou les résidus de produits chimiques utilisés pour traiter celle-ci.

---

être d'au moins 5 % pour les débits moyens annuels, et comprises entre 10 % et 25 % pour les débits d'écoulement faible. La pertinence de ces normes doit être vérifiée pour chaque site, compte tenu des utilisations des ressources en eau et des besoins pour la biodiversité.

Lorsqu'un système de refroidissement à passage unique est utilisé pour un projet de grande envergure (c'est-à-dire une centrale possédant une capacité de production de vapeur > 1,200MWth), les impacts des rejets thermiques doivent être évalués dans l'évaluation environnementale sur la base d'un modèle mathématique ou physique de l'hydrodynamique du panache, qui peut offrir un moyen relativement efficace d'évaluer un rejet thermique afin d'établir les valeurs maximales de la température et du débit des rejets qui assurent la conformité avec les normes environnementales des eaux réceptrices<sup>21</sup>. Les mesures recommandées pour prévenir, réduire le plus possible et maîtriser les rejets thermiques consistent, notamment, à :

- Utiliser des diffuseurs multipores ;
- Ajuster la température de rejet, le débit, l'emplacement des points de rejet et la conception du système de rejet pour ramener les impacts à un niveau acceptable (c'est-à-dire, augmenter la longueur de la conduite de rejet jusqu'au plan d'eau pour assurer un refroidissement préalable, ou changer l'emplacement du point de rejet pour réduire au minimum les zones de température plus élevée) ;
- Employer un système de refroidissement d'eau à recirculation, en circuit fermé, tel que décrit précédemment (p. ex., tour de refroidissement à tirage naturel ou forcé), ou un système de refroidissement par voie sèche, en circuit fermé (p. ex., condenseurs à refroidissement par air), le cas échéant, pour prévenir tout impact inacceptable. Les bassins de refroidissement ou les tours de refroidissement sont les principales technologies utilisés dans les systèmes de refroidissement de l'eau à recirculation.

### **Déchets liquides**

<sup>21</sup> Par exemple, le modèle informatique de simulation hydrodynamique d'une zone de mélange CORMIX (Cornell Mixing Zone Expert System), qui a été mis au point par U.S. Environmental Protection Agency. Ce modèle met l'accent sur la détermination des caractéristiques de dilution et géométriques particulières au site et aux rejets spécifiques pour évaluer les effets environnementaux des rejets envisagés.

Les eaux usées des centrales thermiques comprennent les eaux de purge des tours de refroidissement ; les eaux utilisées pour maîtriser les cendres ; les rejets des systèmes DGC par voie humide ; les eaux de ruissellement provenant des aires de stockage des matériaux ; les eaux utilisées pour le nettoyage des métaux ; et, en faibles quantités, les eaux provenant, notamment, du lavage des réchauffeurs d'air et des précipitateurs, de la purge des chaudières, les eaux contaminés par les produits chimiques utilisés pour nettoyer les chaudières, les eaux des puisards et de drainage provenant des bâtiments et des espaces extérieurs, les eaux usées des laboratoires, et les eaux de contre-lavage des unités de purification par échange d'ions de l'eau des chaudières. Ces catégories d'eaux usées sont généralement présentes dans les centrales à charbon ou utilisant des combustibles de la biomasse ; certaines (comme les eaux usées utilisées pour les cendres) peuvent ne pas être importantes, voire totalement absentes dans les centrales thermiques au mazout ou au gaz. Les caractéristiques des eaux usées dépendent des utilisations qui en ont été faites. La pollution est due aux déminéralisateurs ; aux huiles lubrifiantes et aux combustibles auxiliaires ; aux contaminants en trace dans le combustible (introduits par le biais des eaux usées du traitement des cendres et des rejets des systèmes DGC par voie humide) ; et au chlore, aux biocides et autres produits chimiques utilisés pour gérer la qualité de l'eau dans les systèmes de refroidissement. Les eaux usées provenant des purges des tours de refroidissement contiennent en général d'importantes quantités de matières dissoutes, mais elles sont habituellement considérées comme des eaux de refroidissement n'ayant pas de contact direct avec l'atmosphère et sont donc généralement assujetties aux limites établies pour le pH, le chlore résiduel, et les produits chimiques toxiques qui peuvent être présents dans les additifs utilisés dans les tours (notamment les produits chimiques anticorrosifs contenant du chrome et du zinc, dont l'utilisation doit être bannie).

Les méthodes de traitement de l'eau et de conservation des eaux usées recommandées sont examinées dans les sections 1.3 et 1.4, respectivement, des **Directives EHS générales**. Les mesures recommandées pour prévenir, réduire ou maîtriser les effluents constitués par les eaux usées consistent notamment à :

- Recycler les eaux usées comme eau d'appoint pour la désulfuration des gaz de combustion (DGC) dans les centrales au charbon. Cette pratique permet d'économiser l'eau et réduit le nombre de types d'eaux usées qui doivent être traitées et rejetées<sup>22</sup> ;
- Dans les centrales thermiques au charbon qui n'ont pas de systèmes DGC, procéder aux traitements physico-chimiques classiques des eaux industrielles au moins pour ajuster le pH, extraire les matières solides en suspension et enlever les huiles/ graisses. En fonction des réglementations locales, ces traitements peuvent aussi servir à éliminer la plupart des métaux lourds pour ramener leur teneur aux niveaux de partie par milliard (ppM) requis par précipitation chimique sous forme d'hydroxyde métallique ou de composés métalliques organo-soufrés ;
- Récupérer les cendres volantes sèches et les cendres de grille dans des systèmes de bande transporteuse à chaîne dans les nouvelles centrales thermiques au charbon ;
- Examiner la possibilité d'utiliser des souffleurs de suie ou d'autres méthodes par voie sèche pour retirer les déchets des foyers de combustion qui proviennent des surfaces de transfert de chaleur, afin de réduire la fréquence des lavages des foyers de combustion et les volumes d'eau utilisés à cet effet ;
- Prendre des mesures pour maîtriser les infiltrations et les ruissellements d'eau, notamment en employant de la terre compactée, des revêtements de protection et des dispositifs

<sup>22</sup> Les eaux usées qui peuvent être réutilisées comprennent les eaux de lavage du gypse, qui sont distinctes des eaux usées provenant de la désulfuration des gaz de combustion (DGC). Dans les installations produisant du gypse commercialisable, le gypse est rincé pour retirer le chlore et d'autres traces d'éléments indésirables.

de contrôle de la sédimentation, pour les eaux de ruissellement provenant des tas de charbon ;

- Asperger les tas de charbon avec des détergents anioniques pour inhiber la croissance bactérienne et réduire l'acidité des lixiviats<sup>23</sup> ;
- Utiliser dans la mesure du possible des systèmes d'extraction du SO<sub>x</sub> générant moins d'eaux usées ; il importe toutefois d'évaluer au cas par cas les impacts environnementaux et financiers des intrants et des déchets ;
- Traiter les petits volumes d'eaux usées qui sont généralement collectées dans les chaudières et les puisards des salles de turbines en les faisant passer dans des séparateurs huile-eau, avant de les rejeter ;
- Traiter les petits volumes d'eaux usées acides, tels que ceux qui sont associés à la régénération des déminéralisateurs d'appoint et aux systèmes de polissage des condensats en lit épais, par neutralisation chimique in-situ avant de les rejeter ;
- Prétraiter les eaux d'appoint des tours de refroidissement, mettre en place des systèmes de contrôle d'alimentation/de purge automatisés, et utiliser des matériaux de construction inertes pour réduire les traitements chimiques nécessaires au niveau des tours ;
- Éliminer les métaux, comme le chrome et le zinc, des additifs chimiques utilisés pour lutter contre l'entartrage et la corrosion dans les tours de refroidissement ;
- Utiliser les plus petites quantités possibles de biocides chlorés, à la place de biocides bromés ou, sinon, utiliser des doses ponctuelles élevées de chlore, par opposition à une alimentation continu de faible niveau.

#### **Eaux usées sanitaires**

Les eaux d'égouts et autres eaux usées générées par les salles d'eau et toilettes, etc. sont semblables aux eaux usées

<sup>23</sup> Si les eaux de ruissellement qui ont été en contact avec les tas de charbon sont utilisées pour servir d'eau d'appoint au système DGC, les détergents anioniques risquent d'accroître la mousse, ou en créer, à l'intérieur du système d'épuration. Par conséquent, l'emploi d'agents de surface anioniques sur les piles de charbon doit être évalué au cas par cas.

domestiques. Les impacts et la gestion des eaux usées sanitaires sont examinés à la section 1.3 des **Directives EHS générales**.

### Déchets solides

Les centrales thermiques alimentées au charbon ou avec des combustibles de la biomasse sont celles qui produisent la plus grande quantité de déchets solides, en raison du pourcentage relativement élevé de cendres associées au combustible<sup>24</sup>. Les déchets dus à la combustion du charbon qui représentent des volumes importants sont les cendres volantes, les cendres de grille, les scories des chaudières et les boues DGC. La biomasse renferme moins de soufre ; par conséquent, il peut ne pas être nécessaire de procéder à la désulfuration des gaz de combustion. Les chaudières de combustion sur lit fluidisé (CLF) génèrent des cendres volantes et des cendres de grille, que l'on appelle cendres de lit. Les cendres volantes retirées des gaz d'échappement représentent entre 60 et 85 % des résidus de cendres de charbon dans les chaudières fonctionnant au charbon pulvérisé, et 20 % dans les chaudières secondaires. Les cendres de grille comprennent des scories et des particules qui sont plus grosses et plus lourdes que les cendres volantes. En raison de la présence d'un matériau sorbant, les déchets CLF ont une teneur en calcium et en sulfate plus élevée, et une teneur en silice et en alumine plus faible, que les déchets de combustion de charbon classiques. Les déchets solides peu volumineux provenant des centrales thermiques et des autres installations alimentées au charbon comprennent les rejets/pyrites des broyeurs, les boues des tours de refroidissement, les boues de traitement des eaux usées, et les boues de traitement de l'eau.

Les déchets de combustion du mazout incluent les cendres volantes et les cendres de grille, et ne sont normalement générées en quantités significatives que lorsque le fioul résiduel est brûlé dans des chaudières électriques à vapeur alimentées au

mazout. D'autres technologies (p. ex., les turbines à combustion et les moteurs diesel) et combustibles (p. ex., le mazout distillé) génèrent peu, ou pas du tout, de déchets solides. Dans l'ensemble, les quantités de déchets de combustion produits par le mazout sont beaucoup plus faibles que les déchets de combustion du charbon, qui eux sont très volumineux comme indiqué précédemment. Les centrales thermiques au gaz ne génèrent pas vraiment de déchets solides en raison de la quantité négligeable de cendres produites, indépendamment de la technologie de combustion utilisée.

Les métaux sont des éléments problématiques des déchets dus à la combustion du charbon et des déchets solides peu volumineux. Par exemple, les résidus de cendres et les poussières extraites des gaz d'échappement peuvent renfermer des niveaux significatifs de métaux lourds et un certain nombre de composés organiques, en plus de métaux inertes.

Les résidus de cendres ne sont généralement pas classés comme déchets dangereux parce qu'ils sont inertes<sup>25</sup>. Cependant, lorsqu'il existe des raisons de penser qu'ils peuvent contenir des niveaux potentiellement significatifs de métaux lourds, de matériaux radioactifs, ou d'autres matériaux potentiellement dangereux, il convient de les tester dès l'entrée en service de la centrale pour déterminer s'ils doivent être classés dans les déchets dangereux ou non, conformément à la réglementation locale ou aux normes agréées à l'échelon international. Des informations supplémentaires sur la classification et la gestion des déchets dangereux et non dangereux figurent à la section 1.6 des **Directives EHS générales**.

Les déchets dus à la combustion du charbon qui sont très volumineux sont généralement gérés dans des décharges ou des installations de rétention en surface ou, ce qui est une pratique de

<sup>24</sup> Par exemple, une centrale de 500 MW consommant du charbon contenant 2,5 % de soufre (S), 16 % de cendres et ayant un pouvoir calorifique de 30 000 kilojoules par kilogramme (kJ/kg), génère environ 500 tonnes de déchets solides par jour.

<sup>25</sup> Il est possible que certains pays classifient les cendres volantes comme dangereuses, en raison de la présence d'arsenic ou de radioactivité, ce qui empêche son emploi en tant que matériau de construction.

plus en plus courante, ils peuvent être appliqués dans le cadre d'une variété d'utilisations avantageuses. Les déchets peu volumineux sont également gérés dans des décharges ou, plus souvent, dans des réservoirs en surface. De nombreuses centrales au charbon gèrent conjointement leurs déchets volumineux et ceux qui le sont moins.

Les mesures recommandées pour prévenir, réduire au minimum et maîtriser le volume des déchets solides des centrales thermiques consistent, notamment, à :

- Gérer, par une méthode par voie sèche, les déchets dus à la combustion de charbon, en particulier les cendres volantes. Les méthodes de gestion par voie sèche ne nécessitent pas de réservoir en surface et, par conséquent, ne présentent pas les risques écologiques identifiés pour ces structures (comme l'absorption par la faune et la flore sauvages) ;
- Recycler les déchets dus à la combustion du charbon dans la fabrication de ciment et autres produits en béton, et comme matériaux de remplissage pour la construction (y compris pour les remblais, comme concentré fluidifiable et pour les couches de base des routes) ; dans la fabrication d'engrais agricoles à base de calcium, par exemple, (dans la mesure où les métaux traces ou les niveaux d'autres éléments potentiellement dangereux ne dépassent pas les seuils acceptés) ; ou dans le cadre d'opérations liées à la gestion des déchets et aux activités minières et comme matériaux de construction (en tant que composant du gypse synthétique entrant dans la fabrication des plaques de plâtre) ; et en tant qu'élément incorporé dans d'autres produits, dans la mesure où les résidus (tels que les métaux traces et les composés radioactifs) ne sont pas considérés comme dangereux. Veiller de manière systématique à maintenir la qualité des combustibles et des additifs contribue à assurer que les déchets de combustion du charbon sont recyclables. S'il n'est pas possible d'éliminer les déchets de combustion de manière profitable, il est recommandé de les éliminer dans

des décharges agréées dotées de dispositifs de lutte antipollution tels que des systèmes de contrôle des eaux de ruissellement, des revêtements de protection, des mécanismes de collecte des lixiviats, des dispositifs de surveillance des eaux souterraines, des modalités de contrôle en cas de fermeture, la pose quotidienne d'une couverture (ou autre dispositions opérationnelles), et des dispositifs de contrôle des poussières fugitives ;

- Récupérer, par voie sèche, les cendres de grille et les cendres volantes provenant du fioul lourd de combustion des centrales thermiques si elles contiennent des niveaux élevés de métaux qui ont une valeur économique, comme le vanadium ; dans ce cas, recycler les cendres pour extraire le vanadium (si cette opération est rentable), ou les éliminer dans une décharge agréée dotée de dispositifs de lutte antipollution ;
- Gérer l'élimination et la valorisation des cendres de manière à minimiser les impacts environnementaux – en veillant notamment à éviter la migration de métaux toxiques, le cas échéant, dans les masses d'eaux de surface et dans les eaux souterraines qui se trouvent à proximité, en même temps que les matières solides dans les eaux de ruissellement résultant des précipitations et des inondations saisonnières. Plus particulièrement, la construction, l'exploitation et la maintenance des installations de retenue doivent être conformes aux normes agréées à l'échelon international<sup>26, 27</sup>.
- Réutiliser les boues issues du traitement des eaux usées rejetées par les centrales de désulfuration des gaz de combustion (DGC). Ces boues peuvent être réutilisées dans les installations DGC en raison de la présence de composants à base de calcium. Elles peuvent également

<sup>26</sup> Voir, par exemple, U.S. Department of Labor, Mine Safety and Health Administration regulations at 30 CFR §§ 77.214 - 77.216.

<sup>27</sup> Des conseils supplémentaires détaillés, applicables à la prévention et à la maîtrise des impacts sur les ressources en terres et en eau dus à l'élimination des déchets solides non dangereux et dangereux, figurent dans les Directives EHS du Groupe de la Banque mondiale pour les installations de gestion des déchets.

être utilisées comme additif dans les opérations de combustion des centrales au charbon, afin d'améliorer le comportement de fusion des cendres.

### Matières dangereuses et mazout

Les matières dangereuses stockées et utilisées dans les établissements de combustion sont, notamment, des combustibles solides, liquides et gazeux générés à partir de déchets ; des produits chimiques de traitement de l'air, de l'eau et des eaux usées ; et les produits chimiques utilisés pour la maintenance du matériel et des installations (p. ex., peintures, certains types de lubrifiants et produits de nettoyage). Les recommandations concernant la prévention des déversements et les interventions en situation d'urgence sont présentées dans les sections 1.5 et 3.7 des **Directives EHS générales**.

Les mesures recommandées pour prévenir, minimiser et maîtriser les risques associés au stockage et à la manipulation de matières dangereuses dans les centrales thermiques comprennent aussi l'utilisation de citernes souterraines pressurisées à double paroi pour stocker l'ammoniac pur liquéfié (qui peut être utilisé comme réactif dans des unités de réduction catalytique sélective – RCS) lorsque les volumes stockés sont supérieurs à 100 m<sup>3</sup> ; les citernes de moindre capacité doivent être fabriquées dans des matériaux ayant subi un traitement de recuit (CE 2006).

### Bruit

Les principales sources de bruit dans les centrales thermiques sont les générateurs à turbine et les équipements auxiliaires ; les chaudières et les systèmes auxiliaires tels que les pulvérisateurs de charbon ; les moteurs à mouvement alternatif ; les ventilateurs et les réseaux de gaines ; les pompes ; les compresseurs ; les condenseurs ; les précipitateurs, y compris les marteaux-frappeurs et les vibreurs ; les conduites et les soupapes ; les moteurs ; les transformateurs ; les disjoncteurs ; et les tours de refroidissement. Les centrales thermiques qui fonctionnent en base peuvent être exploitées en permanence contrairement à des

centrales de plus petite taille petites bien que ces dernières restent une source de bruit significative si elles sont situées dans des zones urbaines.

Les impacts du bruit, les mesures prises pour les maîtriser, et les niveaux de bruit ambiant recommandés sont présentés à la section 1.7 des **Directives EHS générales**. Les mesures recommandées pour prévenir, réduire au minimum et contrôler le bruit généré par les centrales thermiques consistent notamment à :

- Implanter les nouvelles installations en tenant compte de la distance entre les sources de bruit et les récepteurs (p. ex., les zones résidentielles, les écoles, les hôpitaux, les lieux de culte), dans toute la mesure du possible. En l'absence de mesures de zonage définissant les types d'occupation du sol, ou de leur application effective, déterminer si des récepteurs résidentiels pourraient se trouver en dehors des limites des terrains acquis pour y construire la centrale. Dans certains cas, il peut être plus rentable d'acheter des terrains supplémentaires pour en faire une zone tampon que de recourir à des mesures techniques de maîtrise du bruit, lorsque cela est possible ;
- Utiliser des techniques de maîtrise du bruit telles que : l'installation d'enceintes acoustiques autour des machines ; le choix de structures pour l'enceinte des bâtiments en fonction de leur indice d'isolement acoustique ; l'utilisation de silencieux ou d'atténuateurs au niveau des prises d'air et des systèmes d'échappement ; l'emploi d'absorbants acoustiques dans les murs et les plafonds ; la recours à des amortisseurs de vibration et à des connexions flexibles (p. ex., des ressorts hélicoïdaux en acier et des éléments en caoutchouc) ; un plan établi avec le plus grand soin pour prévenir d'éventuelles fuites d'émissions sonores par des ouvertures, ou pour minimiser les variations de pression dans les conduites ;

- Modifier la configuration de la centrale, ou utiliser des écrans antibruit tels que des merlons ou des écrans végétaux pour confiner les émissions sonores ambiantes dans l'aire couverte par la centrale, surtout en présence de récepteurs sensibles.

Les modèles de propagation du bruit peuvent contribuer efficacement à l'évaluation des options de gestion du bruit, telles que le choix d'un site différent pour la centrale, d'une configuration générale de la centrale et des équipements auxiliaires, de la conception de l'enceinte des bâtiments et, sur la base d'une évaluation de référence des émissions sonores, des mesures ) prendre pour respecter les normes applicables localement en matière de bruit.

## 1.2 Hygiène et sécurité au travail

Les risques en matière d'hygiène et de sécurité au travail, et les mesures d'atténuation durant la construction, l'exploitation et la mise hors service des centrales thermiques, sont communs à ceux des établissements industriels de grande envergure et sont examinés à la section 2.0 des **Directives EHS générales**. Les impacts sur l'hygiène et la sécurité de l'exploitation des centrales thermiques examinés ci-après sont, en outre, particulièrement préoccupants:

- Rayonnements non ionisants
- Chaleur
- Bruit
- Espaces confinés
- Risques dus à l'électricité
- Risques d'incendie et d'explosion
- Risques chimiques
- Poussière

## Rayonnements non ionisants

Les personnes travaillant dans des centrales à combustion peuvent d'être davantage exposées aux champs électriques et magnétiques que le grand public parce qu'ils se trouvent à proximité de générateurs, d'équipements d'alimentation électrique et de lignes de transmission à haute-tension. Il convient d'empêcher ou de minimiser l'exposition professionnelle aux champs électromagnétiques en élaborant et en mettant en œuvre un programme de sécurité afin d'assurer une protection contre les champs électromagnétiques, qui vise, notamment, à :

- Déterminer les niveaux d'exposition potentiels dans le cadre du travail, notamment en effectuant des enquêtes sur les niveaux d'exposition dans les nouveaux projets et en utilisant des appareils de mesure individuels pendant l'activité professionnelle ;
- Former les ouvriers pour qu'ils puissent déterminer les niveaux et les risques d'exposition professionnelle aux champs électromagnétiques
- Instaurer et identifier des zones de sécurité afin de distinguer les aires où le niveau d'exposition aux champs électromagnétiques est acceptable pour la population générale des zones de travail où ces risques sont élevés et, ce faisant, restreindre l'accès de ces dernières aux travailleurs ayant reçu la formation nécessaire ;
- Mettre en œuvre des plans d'action pour faire face aux situations dans lesquelles les niveaux d'exposition potentiels ou confirmés sont supérieurs aux niveaux d'exposition professionnelle de référence établis par des organisations internationales telles que ICNIRP et Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE)<sup>28</sup>. Les appareils de mesure individuels des niveaux d'exposition doivent être programmés de façon à signaler automatiquement les degrés d'exposition qui sont inférieurs au niveau d'exposition

<sup>28</sup> Les directives de l'ICNIRP concernant l'exposition professionnelle figurent dans la section 2.2 des présentes directives.

professionnelle de référence (50 % par exemple). Les plans d'action pour faire face à l'exposition professionnelle peuvent prévoir, entre autres, la limitation du temps d'exposition assurée par des programmes de rotation du travail, l'accroissement de la distance entre la source et le travailleur dans la mesure du possible, ou l'utilisation de matériaux de protection.

## Chaleur

Les travailleurs sont exposés à la chaleur au cours des activités d'exploitation et de maintenance des unités de combustion, des conduites et des équipements auxiliaires chauds. Les mesures permettant d'empêcher et de maîtriser l'exposition à la chaleur consistent, notamment, à :

- Procéder à l'inspection et à la maintenance régulières des réservoirs et des canalisations sous pression ;
- Prévoir une ventilation adéquate dans les aires de travail pour réduire la chaleur et l'humidité ;
- Réduire la durée d'exécution des travaux dans les environnements à température élevée et veiller à ce que de l'eau potable soit accessible ;
- Revêtir les surfaces d'écrans protecteurs là où les travailleurs entrent en contact étroit avec du matériel chaud, y compris le matériel de production de la chaleur, les tuyaux, etc. ;
- Poser des panneaux d'avertissement près des surfaces à haute température et assurer le port d'un équipement de protection individuelle (EPI), si nécessaire, et notamment de chaussures et de gants isothermes.

## Bruit

Les sources de bruit dans les centrales thermiques sont, notamment, les générateurs à turbine et les équipements auxiliaires ; les chaudières et les systèmes auxiliaires tels que les pulvérisateurs de charbon ; les moteurs diesel ; les ventilateurs et les réseaux de gaines ; les pompes ; les compresseurs ; les

condenseurs ; les précipitateurs, y compris les marteaux-frappeurs et les vibrateurs ; les conduites et les soupapes ; les moteurs ; les transformateurs ; les disjoncteurs ; et les tours de refroidissement. Les mesures recommandées pour réduire les bruits et les vibrations sont examinées à la section 1.1 précédente. Les mesures recommandées pour prévenir, réduire et maîtriser l'exposition des travailleurs au bruit dans les centrales thermiques consistent notamment à :

- Construire des salles de contrôle insonorisées où le niveau de bruit est inférieur à 60 dBA<sup>29</sup> ;
- Employer des générateurs conçus de manière à satisfaire aux normes sonores applicables sur les lieux de travail ;
- Identifier et signaler les espaces très bruyants, et exiger le port constant d'un équipement antibruit individuel lors de l'exécution de tâches dans les espaces en question (généralement les zones où le niveau de bruit >85 dBA).

## Espaces confinés

Les équipements spécifiques qui peuvent exiger l'entrée dans des espaces confinés peuvent comprendre les conteneurs de cendres de charbon, les turbines, les condenseurs et les tours de refroidissement (pour les activités de maintenance). Les procédures recommandées pour l'entrée dans les espaces confinés figurent à la section 2.8 des **Directives EHS générales**.

## Risques dus à l'électricité

Le matériel et les lignes électriques sous tension peuvent poser des risques pour les travailleurs des centrales thermiques. Les mesures recommandées pour prévenir, réduire au minimum et

<sup>29</sup> En fonction du type et de la taille des centrales thermiques, la distance entre la salle de contrôle et les sources d'émission du bruit diffère. Les directives fournies par le CSA Z107.58 pour la conception des salles de contrôle indiquent un chiffre de 60 dBA. Les centrales thermiques de grande taille, qui utilisent des chaudières à vapeur ou des turbines à combustion, ont tendance à être plus silencieuses et atteindre des seuils inférieurs à 60 dBA. Les fabricants de moteurs à mouvement alternatif recommandent un seuil compris entre 65 et 70 dBA, plutôt que 60 dBA (Euromot Position au 9 mai 2008). La présente directive recommande 60 dBA comme bonne pratique internationale, étant entendu qu'un seuil de 65 dBA est acceptable pour les centrales thermiques qui utilisent des moteurs à mouvement alternatif, s'il est difficile d'atteindre 60 dBA d'un point de vue économique.

contrôler les risques dus à l'électricité dans les centrales thermiques consistent, notamment, à :

- Examiner les possibilités d'installer des signaux lumineux pour indiquer les zones d'équipements électriques et mettre en garde contre une mise sous tension involontaire ;
- Utiliser des détecteurs de tension avant l'entrée des travailleurs dans les périmètres où sont installés des composants électriques ;
- Désactiver et mettre à terre de manière adéquate les équipements sous tension et les lignes de distribution, conformément à la législation et aux directives applicables, dans toute la mesure du possible, avant d'effectuer un travail à l'intérieur de ces périmètres ou à leur proximité ;
- Assurer une formation spécialisée portant sur la sécurité dans le domaine de l'électricité aux travailleurs qui sont en contact avec des composants de circuits électriques, ou se trouvent à leur proximité. Cette formation doit inclure, sans s'y limiter, des programmes sur les notions théoriques de base en matière d'électricité, les procédures de travail dans de bonnes conditions de sécurité, la connaissance et l'identification des risques, le port adéquat d'un EPI, les procédures correctes de verrouillage ou d'étiquetage, les soins de première urgence, notamment la réanimation cardio-pulmonaire et les procédures de secours requises. Il convient de prévoir des séances de recyclage périodiques, selon les besoins.

### **Risques d'incendie et d'explosion**

Les centrales thermiques stockent, transfèrent et utilisent de grandes quantités de combustibles ; il est donc nécessaire de manipuler ces derniers avec précaution pour atténuer les risques d'incendie et d'explosion. En particulier, plus la taille des particules de charbon est petite, et plus les risques d'incendie et d'explosion sont élevés. Les particules suffisamment petites pour déclencher une déflagration se trouvent dans les séchoirs

thermiques, les cyclones, les filtres à sacs, les systèmes alimentés par des combustibles pulvérulents, les broyeurs, et autres équipements de traitement et de transport. Les recommandations sur les mesures de gestion qui peuvent être prises pour prévenir les incendies et explosions sont présentées dans les sections 2.1 et 2.4 des **Directives EHS générales**. Les mesures recommandées pour prévenir, réduire au minimum et maîtriser les risques corporels dans les centrales thermiques consistent notamment à :

- Installer des systèmes de combustion et de sécurité automatisés ;
- Veiller au bon entretien des dispositifs de sécurité des chaudières ;
- Adopter des procédures de démarrage et d'arrêt qui minimisent le risque de la mise en suspension de particules chaudes de charbon (p. ex., dans le pulvérisateur, le broyeur et le cyclone) en phase de démarrage ;
- Nettoyer régulièrement les installations pour empêcher l'accumulation de poussière de charbon (p. ex., sur le sol, les rebords de structures, les poutres et les équipements) ;
- Lorsqu'un point chaud (dû à une combustion spontanée) est détecté, évacuer le charbon enflammé des stocks et l'étaler jusqu'à ce qu'il se soit refroidi ; ne jamais charger de charbon chaud dans un système alimenté par des combustibles pulvérulents ;
- Utiliser des moyens mécaniques et automatisés, tels que des indicateurs de température ou des détecteurs de monoxyde de carbone pour surveiller les aires de stockage des combustibles solides de manière à pouvoir détecter les incendies causés par une combustion spontanée et identifier les zones de danger.

### **Risques chimiques**

Les centrales thermiques utilisent des matières dangereuses, notamment de l'ammoniac, dans les systèmes de contrôle du

NO<sub>x</sub>, et du gaz chlore pour traiter l'eau de la tour de refroidissement et des chaudières. Des recommandations sur la manière de gérer les risques chimiques sont présentées à la section 2.4 des **Directives EHS générales**. Les mesures recommandées pour prévenir, réduire au minimum et maîtriser les risques corporels dans les centrales thermiques consistent notamment à :

- Examiner la possibilité de produire sur place de l'ammoniac à partir d'urée, ou d'utiliser de l'ammoniac aqueux au lieu d'ammoniac pur liquéfié ;
- Examiner la possibilité de remplacer le chlore gazeux par de d'hypochlorite de sodium.

### **Poussières**

Des poussières sont produites lors de la manutention de combustibles solides, d'additifs et de déchets solides (p. ex., les cendres). Ces poussières peuvent contenir de la silice (pouvant entraîner une silicose), de l'arsenic (cancer de la peau et des poumons), de la poussière de charbon (anthracose), et d'autres substances potentiellement dangereuses. Les recommandations concernant la gestion de la poussière sont présentées dans les sections 2.1 et 2.4 des **Directives EHS générales**. Les mesures recommandées pour prévenir, réduire au minimum et maîtriser l'exposition à la poussière dans les centrales thermiques consistent notamment à :

- Utiliser des dispositifs de lutte contre la poussière (p. ex., ventilation aspirante) pour maintenir les poussières émises à un niveau inférieur aux seuils applicables (voir la section 2), ou partout où les niveaux de silice libre dans la poussière en suspension dans l'air dépassent 1 % ;
- Inspecter et entretenir régulièrement les matériaux renfermant de l'amiante (p. ex., l'isolation des centrales d'un certain âge peut contenir de l'amiante) pour empêcher la présence de particules d'amiante en suspension dans l'air.

## **1.3 Santé et sécurité de la population**

Les impacts sur la santé et la sécurité de la population durant la construction, l'exploitation et de fermeture de centrales thermiques sont, pour beaucoup, les mêmes que pour la plupart des infrastructures et des grandes installations industrielles et sont examinés dans la section 3.0 des **Directives EHS générales**. En dehors de ces aspects communs et de ceux qui sont couverts dans la section 1.1, les projets de centrales thermiques peuvent susciter des préoccupations particulières en ce qui concerne la santé et la sécurité de la population, qui rentrent dans les catégories suivantes :

- Consommation d'eau ;
- Sécurité routière.

### **Consommation d'eau**

Les installations des chaudières ont besoins de grandes quantités d'eau de refroidissement pour assurer la condensation de la vapeur et une exploitation thermique efficace. L'eau de refroidissement passant dans le condenseur constitue, de loin, le courant d'eau industrielle le plus important, et représente habituellement environ 98 % du total des flux d'eaux industrielles pour l'ensemble de la centrale. Dans un système d'eau de refroidissement à passage unique, l'eau est généralement prélevée dans des eaux de surface puis amenée à la centrale bien que, dans certains cas, celle-ci utilise des eaux souterraines ou des eaux municipales. Les effets potentiels de ces prélèvements d'eau doivent être évalués, comme indiqué à la section 3.1 des **Directives EHS générales**, pour éviter que le projet ne compromette la consommation d'eau à des fins d'hygiène personnelle, dans l'agriculture, pour des activités récréatives et pour satisfaire d'autres besoins de la population.

### **Sécurité routière**

L'exploitation d'une centrale thermique entraîne un accroissement de la circulation, surtout dans le cas des centrales alimentées par

des combustibles, des additifs, etc. transportés par voie maritime et par des moyens de transports à terre, notamment par poids lourds. L'augmentation de la circulation peut être particulièrement notable dans les régions à faible densité de population où certaines centrales thermiques sont implantées. Les mesures de prévention et de gestion des blessures résultant d'accidents de la circulation sont examinées à la section 3.4 des **Directives EHS générales**. Les consignes de sécurité pour le transport de l'eau figurent dans les **Directives EHS pour le transport maritime**.

## 2.0 Indicateurs de performance et suivi des résultats

### 2.1 Environnement

#### Directives pour les émissions et les effluents

Les directives pour les effluents figurent au tableau 5. Les directives pour les émissions figurent au tableau 6. Les directives concernant les effluents s'appliquent au rejet direct des effluents traités dans les eaux de surface à des fins de consommation générale. Les niveaux de rejets propres à un site donné peuvent être établis lorsqu'il existe des systèmes de collecte et de traitement des eaux usées gérés par le secteur public, selon les conditions dans lesquelles ils sont utilisés, ou dans le cas de rejets directs dans les eaux de surface, selon la classification de l'utilisation des eaux réceptrices telle qu'elle est décrite dans les **Directives EHS générales**. Les valeurs indiquées pour les émissions et les effluents industriels dans cette branche d'activité correspondent aux bonnes pratiques internationales en ce domaine, telles qu'exprimées par les normes pertinentes des pays qui ont des cadres réglementaires agréés. Les niveaux indiqués doivent être atteints, pour des effluents non dilués, pendant au moins 95% du temps pendant lequel l'unité fonctionne, calculé sur la base du nombre annuel d'heures d'exploitation. L'écart par rapport à ces niveaux pour tenir compte de conditions spécifiques et locales d'un projet doit être justifié dans l'évaluation environnementale.

**Tableau 5 - Directives pour les effluents**  
(pour les eaux usées pertinents : p. ex., les eaux du système DGC, ou utilisées pour le transport des cendres par voie humide, le lavage de la chaudière/réchauffeur d'air et du précipitateur, le lavage acide de la chaudière, la régénération des déminéralisateurs et des polisseurs de condensat, l'eau séparée de l'huile, l'eau de drainage du site, les eaux de ruissellement des stocks de charbon et l'eau de refroidissement)

Paramètre	mg/L, sauf pH et température
pH	6 – 9
MES	50
Huile et graisse	10
Chlore résiduel total	0,2
Chrome - total (Cr)	0,5
Cuivre (Cu)	0,5
Fer (Fe)	1,0
Zinc (Zn)	1,0
Plomb (Pb)	0,5
Cadmium (Cd)	0,1
Mercure (Hg)	0,005
Arsenic (As)	0,5
Augmentation de la température par rejet thermique provenant du système de refroidissement	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Norme propre au site à établir dans le cadre de l'EE.</li> <li>• Les aires de température élevée en raison du rejet d'eau de refroidissement à passage unique (p. ex., 1° Celsius au-dessus, 2° Celsius au-dessus, 3° Celsius au-dessus de la température de l'eau ambiante) doivent être minimisées par la conception de la prise et du déversoir dans le cadre de l'EE du projet, compte tenu des écosystèmes aquatiques sensibles aux abords du point de rejet.</li> </ul>
Note : La situation pour les métaux lourds doit être déterminée dans l'EE. Les valeurs limites du tableau proviennent de diverses études de référence sur la performance des effluents des centrales thermiques	

Les niveaux d'émissions à respecter lors de la conception et de l'exploitation de chaque projet doivent être déterminés par le biais du processus de l'EE, sur la base de la législation nationale et des recommandations fournies dans la présente directive, telles qu'elles sont applicables aux conditions locales. Les niveaux d'émission retenus doivent être justifiés dans l'EE.<sup>30</sup> Les niveaux d'émission maximum indiqués dans les présentes directives peuvent être atteints de manière systématique lorsque les systèmes de contrôle de la pollution sont conçus, exploités et

<sup>30</sup> Par exemple, dans les cas où un risque de dépôt acide a été identifié comme étant un problème significatif dans l'EE, la conception et l'exploitation de l'unité doivent assurer que les charges massiques des émissions sont réduites de manière efficace pour empêcher ou minimiser de tels impacts.

entretenus de manière appropriée. Par contre, des procédures d'exploitation et de maintenance insatisfaisantes peuvent faire chuter l'efficacité du processus d'extraction des polluants bien en deçà des prescriptions techniques. Diluer les émissions atmosphériques pour satisfaire aux présentes directives est une procédure inacceptable. La conformité aux directives sur la qualité de l'air ambiant doit être évaluée sur la base des recommandations des bonnes pratiques internationales dans ce domaine.

Comme indiqué dans les **Directives EHS générales**, les émissions ne doivent pas produire de concentrations de polluants qui atteignent ou dépassent les directives et normes de qualité de l'air ambiant<sup>31</sup> ; il convient, à cet égard, d'appliquer les normes prévues par la législation nationale ou, en leur absence, les Lignes directrices OMS relatives à la qualité de l'air<sup>32</sup> dans leur version actuelle, ou encore des normes établies par d'autres sources agréées à l'échelon international<sup>33</sup>. Par ailleurs, les émissions produites par un seul projet ne doivent pas représenter plus de 25 % des valeurs des normes de qualité d'air ambiant applicables pour permettre la poursuite d'un développement durable dans un même bassin atmosphérique<sup>34</sup>.

Comme indiqué dans les **Directives EHS générales**, les installations ou les projets situés dans des bassins atmosphériques où l'air est de mauvaise qualité<sup>35</sup> ou dans des zones écologiquement fragiles (ou à proximité de ces zones), un

parc national par exemple, doivent s'assurer que toute augmentation des niveaux de pollution est aussi faible que possible et représente une fraction des normes moyennes annuelles et sur de courtes périodes établies lors de l'évaluation environnementale du projet..

### **Suivi des impacts environnementaux**

Les programmes de suivi environnemental pour cette branche d'activité figurent dans le tableau 7. Les données produites par les activités de suivi doivent être analysées et examinées à intervalles réguliers, et comparées aux normes d'exploitation, afin de permettre l'adoption de toute mesure corrective nécessaire. Des exemples de recommandations pour les émissions, les tests des cheminées, la qualité de l'air ambiant et la maîtrise des bruits applicables aux centrales thermiques, sont donnés au tableau 7. Des conseils supplémentaires sur les méthodes de sondage et d'analyse applicables aux émissions et aux effluents figurent dans les **Directives EHS générales**.

<sup>31</sup> Les normes de qualité de l'air ambiant sont des niveaux de qualité d'air ambiant définis et publiés suivant des processus législatifs et réglementaires nationaux ; les directives sur la qualité de l'air ambiant font référence aux niveaux de qualité d'air ambiant établis en grande partie sur la base de données cliniques, toxicologiques et épidémiologiques (telles que celles publiées par l'Organisation mondiale de la Santé).

<sup>32</sup> Disponible sur le site de l'Organisation mondiale de la Santé (OMS).  
<http://www.who.int/en>

<sup>33</sup> Par exemple, les normes United States National Ambient Air Quality Standards (NAAQS) (<http://www.epa.gov/air/criteria.html>) et les directives pertinentes du Conseil européen (Directive du Conseil 1999/30/CE du 22 avril 1999/Directive du Conseil 2002/3/CE du 12 février 2002).

<sup>34</sup> US EPA Prevention of Significant Deterioration Increments Limits applicable aux bassins atmosphériques non détériorés.

<sup>35</sup> L'air d'un bassin atmosphérique est considéré être de mauvaise qualité si les normes nationales ou les lignes directrices OMS sont dépassées de manière significative.

**Tableau 6 (A) – Directives pour les émissions (en mg/nm<sup>3</sup> sauf indication contraire) des moteurs à mouvement alternatif**

**NOTE :**

- Les directives s'appliquent aux nouvelles installations.
- L'EE peut justifier des limites plus, ou moins, rigoureuses sur la base de l'environnement ambiant et de considérations techniques et économiques, sous réserve que les normes de qualité de l'air ambiant applicables soient respectées et que les impacts additionnels soient maintenus au minimum.
- Pour les projets de réhabilitation d'installations existantes, les normes d'émissions doivent être déterminées au cas par cas dans le cadre de l'EE, compte tenu : i) des niveaux d'émissions existants et de leur impact sur l'environnement et la santé de la population, et ii) la faisabilité financière et technique de mesures permettant de ramener les niveaux d'émissions existants dans les limites établies pour les nouvelles installations.
- L'EE doit établir que les émissions ne contribuent pas de manière significative à l'atteinte des seuils indiqués par les directives ou normes pertinentes pour la qualité de l'air ambiant ; des limites plus contraignantes peuvent s'avérer nécessaires.

Technique de combustion/combustible	Matières particulaires		Dioxyde de soufre (SO <sub>2</sub> )		Oxyde d'azote (NOx)		Gaz sec, teneur excédentaire d'O <sub>2</sub> (%)
	BND	BD	BND	BD	BND	BD	
<b>Gaz naturel</b>	s/o	s/o	s/o	s/o	200 (moteur à allumage par étincelle [AI]) 400 (hybride) (a)	200(AI) 400 (hybride/APC)	15 %
<b>Combustibles liquides (centrale de &gt;50 MWth à &lt;300 MWth)</b>	50	30	1 170 ou utilisation de 2 % ou moins de combustible S	0,5 % S	1 460 (allumage par compression [CI], diamètre du forage [mm] < 400) 1 850 (allumage par compression, diamètre du forage [mm] ≥ 400) 2 000 (hybride)	400	15 %
<b>Combustibles liquides (centrales &gt;=300 MWth)</b>	50	30	585 ou utilisation de 1 % ou moins de combustible S	0,2 % S	740 (en fonction de la disponibilité d'eau pour l'injection)	400	15 %
<b>Biocarburants/combustibles gazeux autres que le gaz naturel</b>	50	30	s/o	s/o	Limites 30 % supérieures à celles susmentionnées pour le gaz naturel et les combustibles liquides	200 (AI, gaz naturel), 400 (autre)	15 %

Notes générales :

- MWth = apport thermique en Mégawatt sur une base PCS (pouvoir calorifique supérieur) ; s/o= sans objet ; BND= bassin atmosphérique non dégradé ; BD = bassin atmosphérique dégradé (qualité d'air insatisfaisante) ; un bassin atmosphérique doit être considéré dégradé si les normes sur la qualité de l'air prévues par la législation ne sont pas respectées dépassées ou, en leur absence, si les Lignes directrices OMS relatives à la qualité de l'air sont dépassées de manière significative ; S = teneur en soufre (exprimée en pourcentage de la masse) ; Nm<sup>3</sup> est à la pression atmosphérique à 0°C ; la catégorie MWth doit être appliquée à l'ensemble de l'installation composée de plusieurs unités qui peuvent être raisonnablement considérées rejeter les émissions d'une même cheminée. Les seuils indiqués par les directives s'appliquent aux établissements qui fonctionnent plus de 500 heures par an. Les niveaux des émissions doivent être évalués sur une base d'une heure en moyenne et être respectés 95 % de la période couverte par les heures annuelles d'exploitation.
- (a) Les moteurs à allumage par compression [APC] peuvent nécessiter des valeurs d'émissions différentes qui doivent être évaluées au cas par cas dans le cadre de l'EE. Comparaison entre les limites indiquées par les directives et les normes d'un certain nombre de pays/régions (au mois d'août 2008) :
  - Moteur à mouvement alternatif au gaz naturel – NOx
    - o Limites des directives : 200 (AI), 400 (DF)
    - o R-U : 100 (CI), E-U : réduire de 90 % ou davantage, ou sinon 1,6 g/kWh
  - Moteur à mouvement alternatif alimenté en combustibles liquides – NOx (centrale de >50 MWth à <300 MWth)
    - o Limites des directives : 1 460 (CI, diamètre du forage < 400 mm), 1 850 (CI, diamètre du forage ≥ 400 mm), 2 000 (DF)
    - o R-U : 300 (> 25 MWth), Inde : 1 460 (zone urbaine & ≤ 75 MWth), zone rurale & ≤ 150 MWth (≈ 190 MWth)
  - Moteur à mouvement alternatif alimenté en combustibles liquides – NOx (centrale ≥300 MWth)

- Limites des directives : 740 (en fonction de la disponibilité d'eau pour l'injection)
  - R.-U. 300 (> 25 MWth), Inde : 740 (zone urbaine & > 75MWe (≈ 190 MWth), zone rurale & > 150 MWe (≈ 380 MWth))
  - Moteur à mouvement alternatif alimenté en combustibles liquides – SO2
  - Limites des directives : 1 170 ou utilisation de ≤ 2% S (centrale de >50 MWth à <300 MWth), 585 ou utilisation de ≤ 1% S (centrale ≥300 MWth)
  - UE : utiliser du fioul pauvre en S ou DGC secondaire (Document de référence sur les MTD de l'IPCC pour les grandes installations de combustion [G(C)], FL teneur en S ≤ 1% (Directive sur la qualité du combustible), É.-U. : utiliser du gazole avec un S maximum de 500 ppm (0.05 %) ; É.-U. : FL marin teneur en S ≤ 1,5 % (Directive sur la qualité du combustible) utilisé dans les aires de contrôle des émissions de SOx ; Inde : zone urbaine (< 2 % S), zone rurale (< 4 % S), seuls des gazoles (HSD [grande vitesse] et LDO [huile légère]) doivent être utilisés dans les zones urbaines
- Source : R.-U. (S2 1.03 Combustion Processes: Compression Ignition Engines, 50 MWth and over), Inde (SOx/NOx Emission Standards for Diesel Engines ≥ 0.8 MW), UE (Document de référence sur les MTD de l'IPCC pour les grandes installations de combustion, juillet 2006), UE (Directive relative à la qualité des combustibles liquides 1999/32/CE amendée par 2005/33/CE), US (NSPS for Stationary Compression Ignition Internal Combustion Engine – Final Rule- 11 juillet 2006)

**Tableau 6 (B) - Directives pour les émissions (en mg/nm<sup>3</sup> sauf indication contraire) des turbines à combustion**

Technique de combustion/combustible	Matières particulaires		Dioxyde de soufre (SO <sub>2</sub> )		Oxyde d'azote (NOx)	Gaz sec, teneur excédentaire d'O <sub>2</sub> (%)
	s/o	s/o	s/o	BND/BD		
<b>Turbine à combustion</b>					BND/BD	
<b>Gaz naturel (tous les types de turbines centrale &gt; 50MWth)</b>	s/o	s/o	s/o	s/o	51 (25 ppm)	15 %
<b>Combustibles autres que le gaz naturel (centrale &gt; 50MWth)</b>	50	30	utilisation de 1 % ou moins de combustible S	utilisation de 0,5 % ou moins de combustible S	152 (74 ppm) <sup>a</sup>	15 %

Note :

- Les directives s'appliquent aux nouvelles installations.
- L'EE peut justifier des limites plus, ou moins, rigoureuses sur la base de l'environnement ambiant et de considérations techniques et économiques, sous réserve que les normes de qualité de l'air ambiant applicables soient respectées et que les impacts additionnels soient maintenus au minimum.
- Pour les projets de réhabilitation d'installations existantes, les normes d'émissions doivent être déterminées au cas par cas dans le cadre de l'EE, compte tenu : i) des niveaux d'émissions existants et de leur impact sur l'environnement et la santé de la population, et ii) la faisabilité financière et technique de mesures permettant de ramener les niveaux d'émissions existants dans les limites établies pour les nouvelles installations.
- L'EE doit établir que les émissions ne contribuent pas de manière significative à l'atteinte des seuils indiqués par les directives ou normes pertinentes pour la qualité de l'air ambiant ; des limites plus contraignantes peuvent s'avérer nécessaires.

Notes générales :

- MWth = apport thermique en Mégawatt sur une base PCS (pouvoir calorifique supérieur) ; s/o= sans objet ; BND= bassin atmosphérique non dégradé ; BD = bassin atmosphérique dégradé (qualité d'air insatisfaisante) ; un bassin atmosphérique doit être considéré dégradé si les normes sur la qualité de l'air prévues par la législation ne sont pas respectées dépassées ou, en leur absence, si les Lignes directrices OMS relatives à la qualité de l'air sont dépassées de manière significative ; S = teneur en soufre (exprimée en pourcentage de la masse) ; Nm<sup>3</sup> est à la pression atmosphérique à 0°C ; la catégorie MWth doit être appliquée à une seule unité Les seuils indiqués par les directives s'appliquent aux établissements qui fonctionnent plus de 500 heures par an. Les niveaux des émissions doivent être évalués sur une base d'une heure en moyenne et être respectés 95 % de la période couverte par les heures annuelles d'exploitation.
- Si l'on procède à une combustion supplémentaire dans une turbine à gaz à cycle combiné, les limites pertinentes des directives pour les turbines à combustion doivent être respectées compte tenu des émissions provenant de ces unités de combustion supplémentaires (p. ex., brûleurs de postcombustion).
- (a) Des différences technologiques (par exemple l'utilisation d'équipements aérodérivés) peuvent nécessiter des valeurs d'émissions différentes qui doivent être évaluées au cas par cas, dans le cadre de l'EE, mais qui ne doivent pas dépasser 200 mg/Nm<sup>3</sup>.

Comparaison entre les limites indiquées par les directives et les normes d'un certain nombre de pays/régions (au mois d'août 2008) :

- Turbine à combustion alimentée au gaz naturel - NOx
    - o Limites des directives : 51 (25 ppm)
    - o UE : 50 (24 ppm), 75 (37 ppm) (si l'efficacité du cycle combiné > 55 %), 50\*η/35 (où η = efficacité du cycle simple)
    - o E.-U. : 25 ppm (> 50 MMBtu/h ≈ 14.6 MWth) et ≤ 850 MMBtu/h (≈ 249MWth), 15 ppm (> 850 MMBtu/h ≈ 249 MWth)
    - o (Note : une réduction supplémentaire du NOx ppm dans une fourchette de 2 à 9 ppm est généralement requise aux termes d'un permis sur la qualité de l'air.)
  - Turbine à combustion alimentée en combustible liquide - NOx
    - o Limites des directives : 152 (74 ppm) – turbines à châssis lourd et FoL/FL, 300 (146 ppm) – équipements aérodérivés et FL, 200 (97 ppm) – équipements aérodérivés et FoL
    - o UE : 120 (58 ppm), E.-U. : 74 ppm (> 50 MMBtu/h ≈ 14.6 MWth) and ≤ 850 MMBtu/h (≈ 249MWth), 42 ppm (> 850 MMBtu/h ≈ 249 MWth)
  - Turbine à combustion alimentée en combustible liquide - SOx
    - o Limites des directives : utilisation de 1 % ou moins de combustible S
    - o UE : teneur en S du fioul léger utilisé dans les turbines à gaz inférieure à 0,1 % / E.-U. : teneur en S d'environ 0,05 % (région continentale) et 0,4 % (région non continentale)
- Source : UE (Directive relative aux grandes installations de combustion (GIC) 2001/80/CE, 23 octobre 2001), UE (Directive relative à la qualité des combustibles liquides 1999/32/CE, 2005/33/CE), E.-U. (NSPS for Stationary Combustion Turbines, Final Rule - 6 juillet 2006)

**Table 6 (C) – Directives pour les émissions (en mg/Nm<sup>3</sup> sauf indication contraire) des chaudières**

Technique de combustion/combustible	Matières particulaires		Dioxyde de soufre (SO <sub>2</sub> )		Oxyde d'azote (NO <sub>x</sub> )		Gaz sec, teneur excédentaire d'O <sub>2</sub> (%)
	BND	BD	BND	BD	BND	BD	
<b>Gaz naturel</b>	s/o	s/o	s/o	BD	240	BD	3 %
<b>Autres combustibles gazeux</b>	50	30	400	400	240		3 %
<b>Combustibles liquides (centrale &gt;50 MWth to &lt;600 MWth)</b>	50	30	900 – 1 500 <sup>a</sup>	400	400		3 %
<b>Combustibles liquides (centrale &gt;=600 MWth)</b>	50	30	200 – 850 <sup>b</sup>	200	400		3 %
<b>Combustibles solides (centrale &gt;50 MWth to &lt;600 MWth)</b>	50	30	900 – 1 500 <sup>a</sup>	400	510 <sup>c</sup> ou à hauteur de 1 100 si la matière volatile du combustible est < 10%	200	6 %
<b>Combustibles solides (centrale &gt;=600 MWth)</b>	50	30	200 – 850 <sup>b</sup>	200			6 %

**Notes générales :**

- MWth = apport thermique en Mégawatt sur une base PCS (pouvoir calorifique supérieur) ; s/o= sans objet ; BND= bassin atmosphérique non dégradé (qualité d'air insatisfaisante) ; un bassin atmosphérique doit être considéré dégradé si les normes sur la qualité de l'air prévues par la législation ne sont pas respectées dépassées ou, en leur absence, si les Lignes directrices OMS relatives à la qualité de l'air sont dépassées de manière significative. LFC = combustion au charbon en lit fluidisé circulant ; CP = combustion au charbon pulvérisé ; Nm<sup>3</sup> est à la pression atmosphérique à 0°C; la catégorie MWth doit être appliquée à l'ensemble de l'installation composée de plusieurs unités qui peuvent être raisonnablement considérées rejeter les émissions d'une même cheminée. Les seuils indiqués par les directives s'appliquent aux établissements qui fonctionnent plus de 500 heures par an. Les niveaux des émissions doivent être évalués sur une base d'une heure en moyenne et être respectés 95 % de la période couverte par les heures annuelles d'exploitation.
- a. En ciblant les limites inférieures des directives et compte tenu des facteurs liés à la qualité du combustible disponible, la rentabilité des dispositifs de contrôle pour les petites unités, et les possibilités d'obtention d'un rendement de conversion d'énergie supérieur (DGC peut consommer entre 0,5 % et 1,6 % de l'électricité générée par la centrale). b. En ciblant les limites inférieures des directives et compte tenu de la diversité des méthodes de gestion des émissions de SO<sub>2</sub> (qualité du combustible vs utilisation de contrôles secondaires), et des possibilités d'obtention d'un rendement de conversion d'énergie supérieur (DGC peut consommer entre 0,5 % et 1,6 % de l'électricité générée par la centrale). Les grandes centrales sont censées prendre des mesures de contrôle des émissions supplémentaires. Le choix du niveau d'émission dans la fourchette indiquée doit être établi par l'EE, compte tenu de la viabilité du projet, de l'impact de sa mise en valeur, et du rapport avantages-coûts de la performance du contrôle de la pollution. c. Les chaudières secondaires peuvent nécessiter des valeurs d'émissions différentes qui doivent être évaluées au cas par cas, dans le cadre de l'EE.

Comparaison entre les limites indiquées par les directives et les normes d'un certain nombre de pays/régions (au mois d'août 2008) :

- Chaudière alimentée au gaz naturel - NO<sub>x</sub>
  - o Limites des directives : 240
  - o UE : 150 (de 50 à 300 MWth), 200 (> 300 MWth)
- Chaudière alimentée en combustibles solides - MP
  - o Limites des directives : 50
  - o UE : 50 (de 50 à 100 MWth), 30 (> 100 MWth), Chine : 50, Inde : 100 – 150
- Chaudière alimentée en combustibles solides - SO<sub>2</sub>
  - o Limites des directives : 900 – 1 500 (centrale de > 50 MWth à < 600 MWth), 200 – 850 (centrale ≥ 600 MWth)
  - o UE : 850 (50 – 100 MWth), 200 (> 100 MWth)
    - o E-U : 180 ng/J rendement énergétique brut OU réduction de 95 % (≈ 200 mg/Nm<sup>3</sup> à 6 % d'O<sub>2</sub> en assumant une efficacité PCS de 38 %)
    - o Chine : 400 (en général), 800 (avec utilisation de charbon < 12 550 kJ/kg), 1 200 (si l' centrale située à l'entrée de la galerie est implantée dans une aire qui n'est pas sous contrôle double de la région occidentale et brûle du charbon pauvre en S (<0,5 %))

Source : UE (LCP Directive 2001/80/CE 23 octobre 2001), US (NPSR for Electric Utility Steam Generating Units (Subpart Da), Final Rule – 13 juin 2007), Chine (GB 13223-2003)

**Tableau 7 – Paramètres/fréquence de suivi des émissions atmosphériques des centrales thermiques**  
(Note : des programmes de suivi détaillés doivent être établis sur la base de l'EE)

Technologie de combustion /combustible	Contrôle des émissions						Tests des émissions de cheminée				Qualité de l'air ambiant	Bruit	
	Matières particulaires	Dioxyde de soufre (SO <sub>2</sub> )	Oxyde d'azote (NOx)	MP	SO <sub>2</sub>	Nox	Métaux lourds						
<b>Moteur à mouvement alternatif</b>													
Gaz naturel (centrale >50 MWth à <300 MWth)	s/o	s/o	Continu ou indicatif	s/o	s/o	Annuel	s/o					s/o	Si l'EE indique que le niveau des émissions sonores auxquels sont exposés les récepteurs dans les zones résidentielles, ou d'autres récepteurs sensibles sont proches des valeurs des directives/normes pertinentes de bruit ambiant, ou si de tels récepteurs se trouvent à la périphérie de la centrale (p. ex., à 100 m maximum), procéder à un suivi du niveau de bruit ambiant à des intervalles compris entre un et trois ans, selon les circonstances particulières du projet.  L'absence de suivi des émissions sonores peut être considérée acceptable si une étude détaillée a indiqué l'absence de récepteurs touchés par le projet, ou que les niveaux de bruit enregistrés sont nettement inférieurs aux normes/directives pertinentes sur le bruit ambiant.
Gaz naturel (centrale >= 300 MWth)	N/A	s/o	Continu	s/o	s/o	Annuel	s/o					s/o	
Liquide (centrale de >50 MWth à <300 MWth)	Continu ou indicatif	Continu si DGC est utilisé ou suivi de la teneur en S	Continu ou indicatif			Annuel							
Liquide (centrale >=300 MWth)	Continu ou indicatif		Continu			Annuel							
Biomasse	Continu ou indicatif	s/o	Continu ou indicatif	Annuel	s/o	Annuel							
<b>Turbine à combustion</b>													
Gaz naturel (tous les types d'unités à turbine > 50MWth)	s/o	s/o	Continu ou indicatif	s/o	s/o	Annuel	s/o					s/o	Si les impacts additionnels indiqués par l'EE < 25 % des normes pertinentes de qualité de l'air ambiant à court terme ou si la centrale >= 1,200 MWth : - Assurer le suivi des paramètres de qualité de l'air ambiant (p. ex., PM <sub>10</sub> /PM <sub>2.5</sub> /SO <sub>2</sub> /NOx) doivent respecter les normes pertinentes de qualité de l'air ambiant) de manière continue en utilisant, en principe, au moins 2 systèmes pour couvrir le point de concentration maximale au niveau du sol/récepteur sensible/point de pollution de fond).  Si les impacts additionnels indiqués par l'EE < 25 % des normes pertinentes de qualité de l'air ambiant à court terme ou si la centrale >= 1,200 MWth : - Assurer le suivi des paramètres, soit au moyen d'échantillonneurs passifs (moyenne mensuelle), ou en prélevant des échantillons à une certaine fréquence (p. ex., une semaine/saison) pour les paramètres des normes de qualité de l'air pertinentes.  L'efficacité du programme de suivi de la qualité de l'air ambiant doit être vérifiée régulièrement. Ce programme peut être simplifié ou allégé. Si un autre programme est adopté (p. ex., réseau de suivi des administrations locales). Il est recommandé de maintenir le programme pendant la durée de vie du projet lorsqu'il y a des récepteurs sensibles, ou que les niveaux relevés dans le cadre du suivi ne sont pas nettement inférieurs aux normes de qualité pertinentes de l'air ambiant.
Combustibles autres que le gaz naturel (unité > 50MWth)	Continu ou indicatif	Continu si DGC est utilisé ou surveiller en fonction de la teneur en S	Continu ou indicatif	Annuel	s/o	Annuel							
<b>Chaudière</b>													
Gaz naturel	s/o	s/o	Continu ou indicatif	s/o	s/o	Annuel	s/o					s/o	L'efficacité du programme de suivi de la qualité de l'air ambiant doit être vérifiée régulièrement. Ce programme peut être simplifié ou allégé. Si un autre programme est adopté (p. ex., réseau de suivi des administrations locales). Il est recommandé de maintenir le programme pendant la durée de vie du projet lorsqu'il y a des récepteurs sensibles, ou que les niveaux relevés dans le cadre du suivi ne sont pas nettement inférieurs aux normes de qualité pertinentes de l'air ambiant.
Autres combustibles gazeux	Indicative	Indicative	Continu ou indicatif	Annuel	Annuel	Annuel	Annuel					Annuel	
Liquide (centrale de >50 MWth à <600 MWth)	Continu ou indicatif	Continu si DGC est utilisé ou surveiller en fonction de la teneur en S	Continu ou indicatif			Annuel							
Liquide (centrale >=600 MWth)		Continu	Continu			Annuel							
Solide (centrale de >50 MWth à <600 MWth)		Continu si DGC est utilisé ou surveiller en fonction de la teneur en S	Continu ou indicatif			Annuel							
Solide (centrale >=600 MWth)		Continu	Continu			Annuel							

Note : Les termes « continu » et « indicatif » signifient « suivre de manière continue les émissions ou suivre continuellement les paramètres indicatifs ». L'objectif des tests des émissions de cheminée est d'obtenir une mesure directe des émissions pour s'assurer du bon déroulement du système de suivi des émissions.

## 2.2 Hygiène et sécurité au travail

### Directives sur l'hygiène et la sécurité au travail

Les résultats obtenus dans le domaine de l'hygiène et de la sécurité au travail doivent être évalués par référence à des directives relatives aux valeurs limites d'exposition professionnelle publiées à l'échelle internationale, comme les directives sur les valeurs limites d'exposition (TLV®) et les indices d'exposition à des agents biologiques (BEIs®) publiés par American Conference of Governmental Industrial Hygienists (ACGIH)<sup>36</sup>, Pocket Guide to Chemical Hazards publié par United States National Institute for Occupational Health and Safety (NIOSH)<sup>37</sup>, les valeurs plafonds autorisées (PEL) publiées par Occupational Safety and Health Administration of the United States (OSHA)<sup>38</sup>, les valeurs limites d'exposition professionnelle de caractère indicatif publiées par les États membres de l'Union européenne<sup>39</sup>, et autres sources similaires.

Les indicateurs qui concernent de manière spécifique le secteur de l'énergie électrique sont notamment les limites d'exposition de la Commission internationale sur la protection contre les rayonnements non-ionisantes (ICNIRP) établies pour les champs électriques et magnétiques sur les lieux de travail, qui sont indiquées au tableau 8. D'autres indicateurs concernant, notamment, le bruit, les risques posés par l'électricité, la qualité de l'air, etc. sont présentés à la section 2.0 des **Directives EHS générales**.

### Fréquence des accidents mortels et non mortels

Il faut s'efforcer de ramener à zéro le nombre d'accidents du travail dont peuvent être victimes les travailleurs (employés et

**Tableau 8 – Limites d'exposition de l'ICNIRP pour l'exposition aux champs électriques et magnétiques au lieu de travail**

Fréquence	Champ électrique (v/m)	Champ magnétique (µT)
50 Hz	10 000	500
60 Hz	8 300	415

Source : ICNIRP (1998) : « Guide pour l'établissement de limites d'exposition aux champs électriques, magnétiques et électromagnétiques – champs alternatifs (de fréquence variable dans le temps, jusqu'à 300 GHz) ».

sous-traitants) dans le cadre d'un projet, en particulier les accidents qui peuvent entraîner des jours de travail perdus, des lésions d'une gravité plus ou moins grande, ou qui peuvent être mortels. Il est possible de comparer les chiffres enregistrés pour les installations des projets à ceux d'installations de pays développés opérant dans la même branche d'activité présentés dans des publications statistiques (par exemple us bureau of labor statistics et uk health and safety executive)<sup>40</sup>.

### Suivi de l'hygiène et de la sécurité au travail

Il est nécessaire d'assurer le suivi des risques professionnels posés par les conditions de travail dans le cadre du projet considéré. Ces activités doivent être conçues et poursuivies par des professionnels agréés<sup>41</sup> dans le contexte d'un programme de suivi de l'hygiène et de la sécurité au travail. Les installations doivent par ailleurs tenir un registre des accidents du travail, des maladies, des événements dangereux et autres incidents. De plus amples informations sur les programmes de suivi de l'hygiène et de la sécurité au travail sont données dans les Directives EHS générales.

<sup>36</sup> Consulter : <http://www.acgih.org/tlv/> and <http://www.acgih.org/store/>

<sup>37</sup> Consulter : <http://www.cdc.gov/niosh/npg/>

<sup>38</sup> Disponible à : [http://www.osha.gov/pls/oshaweb/owadisp.show\\_document?p\\_table=STANDARDS&p\\_id=9992](http://www.osha.gov/pls/oshaweb/owadisp.show_document?p_table=STANDARDS&p_id=9992)

<sup>39</sup> Consulter : [http://europe.osha.eu.int/good\\_practice/risks/ds/oe/](http://europe.osha.eu.int/good_practice/risks/ds/oe/)

<sup>40</sup> Consulter : <http://www.bls.gov/iif/> and <http://www.hse.gov.uk/statistics/index.htm>

<sup>41</sup> Les professionnels agréés peuvent être des hygiénistes industriels diplômés, des hygiénistes du travail diplômés, des professionnels de la sécurité brevetés ou tout titulaire de qualifications équivalentes.

### 3.0 Bibliographie et sources d'information supplémentaires

- American Society for Testing and Materials (ASTM) E 1686-02, Standard Guide for Selection of Environmental Noise Measurements and Criteria, Janvier 2003.
- ANZECC (Australian and New Zealand Environment and Conservation Council). 1992. National water quality management strategy: Australian water quality guidelines for fresh and marine waters. ISBN 0-642-18297-3. Australian and New Zealand Environment and Conservation Council. Canberra Act 2600. Nouvelle Zélande.
- Commission des Communautés européennes (CCE). 1988. European community environmental legislation: 1967-1987. Document Number XI/989/87. Directorate-General for Environment, Consumer Protection and Nuclear Safety. Bruxelles, Belgique. 229 pages.
- Euromot. 2006. Banque mondiale Bank – International Finance Corporation General Environmental, Health and Safety Guidelines. Note de synthèse. Novembre 2006.
- Commission européenne (CE), 2001. Integrated Pollution Prevention and Control (IPCC) Reference Document on the Application of Best Available Techniques to Industrial Cooling Systems, Décembre 2001
- Commission européenne (CE). 2006. Integrated Pollution Prevention and Control Reference Document on Best Available Techniques (BREF) for Large Combustion Plants. Juillet 2006.
- G. G. Oliver et L. E. Fidler, Aspen Applied Sciences Ltd., Towards a Water Quality Guideline for Temperature in the Province of British Columbia, Mars 2001.
- Agence internationale de l'énergie. 2007. Fossil Fuel-Fired power Generation. Case Studies of Recently Constructed Coal- and Gas-Fired Power Plants.
- Organisation internationale de normalisation, ISO/DIS 1996-2.2, Acoustics – Description, assessment and measurement of environmental noise – Part 2: Determination of environmental noise levels.
- Jamaïque. 2006. The Natural Resources Conservation Authority Act. The Natural Resources Conservation Authority (Air Quality) Regulations, 2006.
- NRC. 2002. Coal Waste Impoundments: Risks, Responses, and Alternatives. Committee on Coal Waste Impoundments, Committee on Earth Resources, Board on Earth Sciences and Resources, National Research Council. ISBN: 0-309-08251-X.
- Journal officiel des Communautés européennes. 2001. Directive 2001/80/EC of the European Parliament and of the Council of 23 October 2001 on limitation of emissions of certain pollutants into the air from large combustion plants.
- République populaire de Chine. 2003. National Standards of the People's Republic of China. GB 13223-2003. Emission Standard of Air Pollutants for Thermal Power Plants. 23 décembre 2003.
- République des Philippines. 1999. DENR Administrative Order No. 2000-81. RA 8749: The Philippine Clean Air Act of 1999 and its Implementing Rules and Regulations. Décembre 2001.
- Schimmoller, Brian K. 2004. "Section 316(b) Regulations: The Yin and Yang of Fish Survival and Power Plant Operation" Power Engineering/July 2004 p. 28.
- Tavoulaareas, E. Stratos, et Jean-Pierre Charpentier. 1995. Clean Coal Technologies for Developing Countries. Étude technique de la Banque mondiale n° 286, Energy Series. Washington.
- The Gazette of India. 2002. Ministry of Environment and Forest Notification, New Delhi, the 9<sup>th</sup> of July, 2002. Emission Standards for Diesel Engines (Engine Rating More Than 0.8 MW (800kW) for Power Plant, Generator Set Applications and Other Requirements.
- The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. (IEEE), IEEE Guide for Power-Station Noise Control, IEEE Std. 640-1985, 1985
- UNIPEDE / EURELECTRIC. 1997. Wastewater effluents Technology, Thermal Generation Study Committee. 20.04 THERCHIM 20.05 THERRES. Avril 1997.
- UNIPEDE. 1998. Wastewater and water residue management – Regulations. Thermal Generation Study Committee. 20.05 THERRES. Février 1998
- U.S. Department of Energy (DOE) / National Energy Technology Laboratory (NETL), 2007. Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants
- U.S. Environmental Protection Agency (EPA). 1994. Water Quality Standards Handbook: Second Edition (EPA-823-B94-005a) Août 1994.
- U.S. Environmental Protection Agency (EPA). 1988d. State water quality standards summary: District of Columbia. EPA 440/5-88-041. Criteria and Standards Division (WH-585). Office of Water Regulations and Standards. Washington, District of Columbia. 7 pp.
- U.S. Environmental Protection Agency (EPA). 1997. EPA Office of Compliance Sector Notebook Project Profile of the Fossil Fuel Electric Power Generation Industry. EPA/310-R-97-007. Septembre 1997.
- U.S. Environmental Protection Agency (EPA). 2001. Federal Register / Vol. 66, No. 243, National Pollutant Discharge Elimination System: Regulations Addressing Cooling Water Intake Structures for New Facilities, 18 décembre 2001 pp. 65256 – 65345.
- U.S. Environmental Protection Agency (EPA), 2005. Control of Mercury Emissions from Coal Fired Electric Utility Boilers: An Update. Air Pollution Prevention and Control Division National Risk Management Research Laboratory Office of Research and Development.
- U.S. Environmental Protection Agency (EPA), 2006. Federal Register / Vol. 71, No. 129, Standards of Performance for Stationary Combustion Turbines; Final Rule, July 6, 2006 pp. 38482-38506.
- U.S. Environmental Protection Agency (EPA), 2006. Federal Register / Vol. 71, No. 132, Standards of Performance for Stationary Compression Ignition Internal Combustion Engines; Final Rule, July 11, 2006 pp. 39154-39184.
- U.S. Environmental Protection Agency (EPA). 2006. Final Report. Environmental Footprints and Costs of Coal-Based Integrated Gasification Combined Cycle and Pulverized Coal technologies. Juillet 2006.
- U.S. Environmental Protection Agency (EPA). 2007. Federal Register / Vol. 72, No. 113, Amendments to New Source Performance Standards (NSPS) for Electric Utility Steam Generating Units and Industrial-commercial-Institutional Steam Generating Units; Final Rule, June 13, 2007 pp. 32710-32768
- U.S. Environmental Protection Agency (EPA), 2008. Federal Register / Vol. 73, No. 13, Standards of Performance for Stationary Spark Ignition Internal Combustion Engines and National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants for Reciprocating Internal Combustion Engines; Final Rule. pp3568-3614
- West Virginia Water Research Institute. 2005. Guidance Document for Coal Waste Impoundment Facilities & Coal Waste Impoundment Inspection Form. Morgantown, WV. December 2005.
- OMS (Organisation mondiale de la santé). 2006. Air Quality Guidelines Global Update 2005, Particulate matter, ozone, nitrogen dioxide and sulphur dioxide.
- OMS – Bureau régional de l'OMS pour l'Europe, Copenhague. 2000. Air quality guidelines for Europe, 2e édition, 2000.
- Groupe de la Banque mondiale. Pollution Prevention and Abatement Handbook 1998.

---

Groupe de la Banque mondiale avril 2006. Clean Energy and Development:  
Towards an Investment Framework.

Groupe de la Banque mondiale. Sep 2006. Technical and Economic  
Assessment of Off-Grid, Mini-Grid and Grid Electrification Technologies  
Summary Report.

## Annexe A — Description générale des activités

Les centrales thermiques brûlent des combustibles fossiles ou de la biomasse pour produire de l'énergie électrique et de la chaleur. La puissance mécanique est produite par un moteur thermique qui transforme l'énergie thermique provenant de la combustion d'un combustible fossile en énergie rotative. Un générateur convertit cette énergie mécanique en énergie électrique, en créant un mouvement relatif entre un champ magnétique et un conducteur. La figure A-1 est un diagramme d'une centrale thermique à chaudière et de ses installations auxiliaires.

L'énergie thermique ne peut pas être entièrement transformée en puissance mécanique, selon le deuxième principe de la thermodynamique. Par conséquent, les centrales thermiques produisent également de la chaleur de faible température. Si celle-ci n'est pas utilisée, elle est perdue et se diffuse dans l'environnement. Si la chaleur rejetée est employée à des fins utiles (p. ex., pour des processus industriels ou dans un système de chauffage centralisé), la centrale thermique est qualifiée de centrale de cogénération ou de production combinée de chaleur et d'électricité (PCCE).

### Types de centrales thermiques

Les centrales thermiques peuvent être classées en fonction de leur mode de combustion ou de gazéification : chaudières, moteurs à mouvement alternatif à combustion interne et turbines à combustion. Les systèmes à cycle combiné et de cogénération sont plus efficaces puisqu'ils exploitent la chaleur perdue dans les systèmes de combustion classiques. Le type de système doit être choisi en fonction de la charge électrique, des combustibles disponibles et des prescriptions énergétiques de la centrale électrique. D'autres processus auxiliaires, tels que le traitement du charbon et la lutte contre la pollution, doivent également se dérouler dans le contexte de la production d'électricité. Les

paragraphes suivants décrivent chaque système et examinent les processus auxiliaires de la centrale (USEPA 1997).

### *Chaudières (turbines à vapeur)*

Les centrales thermiques classiques productrices de vapeur génèrent de l'électricité en procédant à la conversion d'énergie en plusieurs étapes: le combustible est brûlé dans des chaudières pour chauffer l'eau qui passe à la phase de vapeur à haute pression ; celle-ci entraîne ensuite une turbine à vapeur pour générer de l'électricité. La chaleur qui alimente le système provient généralement de la combustion de charbon, de gaz naturel, de mazout ou de combustibles de la biomasse, ainsi que de certains types de déchets ou de combustibles recyclés. La vapeur à haute température et à haute pression produite dans la chaudière entre dans une turbine à vapeur. À l'autre extrémité de la turbine se trouve un condenseur dans lequel la température est peu élevée et la pression est faible. La vapeur qui est propulsée de la chaudière sous haute pression vers le condenseur à basse pression, active les ailettes de la turbine qui, à leur tour, entraînent le générateur électrique.

La vapeur à faible pression qui sort de la turbine entre dans le condenseur, et se condense au contact de tubes maintenus à une faible température par un courant d'eau de refroidissement. La vapeur condensée par refroidissement est alors transportée par le circuit d'alimentation en eau de la chaudière jusqu'à la chaudière en vue de sa réutilisation. Un flux constant d'eau de refroidissement à basse température doit être assuré dans les tubes du condenseur, pour maintenir la chambre du condenseur (côté vapeur) à la pression requise et produire de l'électricité de manière efficace. L'eau de refroidissement se réchauffe durant le processus de condensation. Si le système de refroidissement est un système ouvert ou à passage unique, cette eau réchauffée est rejetée dans la masse d'eau dans laquelle elle a

été prélevée<sup>42</sup>. Dans un système en circuit fermé, l'eau chaude est refroidie par recirculation dans une tour de refroidissement, un lac ou un bassin, auquel cas la chaleur est rejetée dans l'atmosphère par le biais de l'évaporation et/ou d'un transfert de chaleur approprié. Si un système de refroidissement à recirculation est utilisé, il suffit d'une quantité relativement faible d'eau d'appoint pour compenser les pertes occasionnées par l'évaporation et les eaux rejetées dans la cadre des opérations de purge de la tour de refroidissement, qui doivent être effectuées périodiquement pour maîtriser l'accumulation de matières solides. Un système de recirculation utilise environ un vingtième de la quantité d'eau utilisée par un système à passage unique.

Les turbines à vapeur ont généralement un rendement thermique d'environ 35 %, ce qui signifie que 35 % de la chaleur provenant de la combustion est transformée en électricité. Les 65 % de la chaleur restants partent dans la cheminée (généralement 10 %) ou sont rejetés avec l'eau de refroidissement du condenseur (généralement 55 %).

Le charbon et le lignite sont les combustibles les plus couramment utilisés dans les centrales thermiques, bien que ces dernières emploient aussi parfois du fioul lourd. Les systèmes de génération de vapeur au charbon sont conçus pour utiliser du charbon pulvérulent ou du charbon concassé. Plusieurs types de générateurs de vapeur alimentés au charbon sont utilisés ; ils sont généralement classés en fonction des caractéristiques du charbon qui alimente les brûleurs et du mode de combustion du charbon. Dans les chambres de combustion sur lit fluidisé, un gaz force la mise en mouvement des particules des combustibles. Le coussin de gaz entre les particules solides permet à celles-ci de se déplacer librement et, par conséquent, de s'écouler comme un liquide. Cette technologie permet de réduire les émissions de SO<sub>2</sub> et de NO<sub>x</sub>.

<sup>42</sup> Si des eaux souterraines sont utilisées pour le refroidissement, l'eau de refroidissement est habituellement rejetée dans un plan d'eau de surface.

car il est possible d'utiliser un sorbant SO<sub>2</sub>, du calcaire par exemple, de manière efficace. Par ailleurs, compte tenu de la faible température à laquelle se déroule l'opération, la quantité de gaz NO<sub>x</sub> qui se forme est moindre que celle produite par une technologie classique.

Le gaz naturel et les combustibles liquides sont habituellement amenés jusqu'aux centrales thermiques dans des gazoducs ou des oléoducs. Le charbon et les biocombustibles peuvent être acheminés par chemin de fer, péniche ou camion. Dans certains cas, le charbon est mélangé avec de l'eau pour former une boue liquide qui peut être pompée dans un pipeline et amenée jusqu'à la centrale thermique. Une fois arrivé à la centrale, le charbon est déchargé et stocké, ou directement amené au chargeur ou à la trémie. Lors du transport du charbon pendant les mois chauds et sous un climat sec, il peut être nécessaire de prendre des mesures de suppression de la poussière.

Le charbon peut être nettoyé et préparé avant d'être concassé ou pulvérisé. Les impuretés présentes dans le charbon telles que les cendres, les métaux, la silice et le soufre, peuvent entraîner un encrassement et la scorification des chaudières. Le nettoyage du charbon peut servir à réduire la quantité de soufre qu'il contient, afin de respecter la réglementation applicable aux émissions de dioxyde de soufre (SO<sub>2</sub>), et réduire également la teneur en cendres et la quantité de métaux lourds. Le nettoyage du charbon est coûteux, mais ce coût peut être compensé, au moins en partie, par l'amélioration du rendement énergétique, un allègement des contrôles des émissions auquel il faut procéder, et un abaissement des coûts de gestion des déchets. Ce nettoyage s'effectue généralement effectué à la mine par concentration gravimétrique, flottation ou diverses méthodes de déshumidification.

Le charbon prélevé dans la soude ou le silo à charbon subit des opérations de concassage, broyage et déshumidification supplémentaires avant d'être brûlé dans le brûleur ou le

système de combustion. Plusieurs mécanismes peuvent être utilisés pour broyer le charbon et le préparer. Des pulvérisateurs, des cyclones et des chargeurs sont autant de matériels utilisés pour broyer et sécher le charbon. Le fait d'augmenter la surface particulaire du charbon et de diminuer son degré d'humidité accroît nettement sa puissance calorifique. Une fois qu'il a été préparé, le charbon est amené dans la centrale jusqu'au système de combustion. Des dispositifs placés dans la partie inférieure des chaudières récupèrent les cendres et/ou les scories.

### **Moteurs à mouvement alternatif**

Les moteurs à combustion interne convertissent l'énergie chimique des combustibles (généralement le gazole ou le fioul lourd) en énergie mécanique, suivant une configuration semblable à celle d'un moteur de camion ; l'énergie mécanique ainsi produite est utilisée pour actionner un générateur. Deux types de moteurs sont normalement utilisés : le moteur quatre temps à piston fourreau, qui fonctionne à une vitesse moyenne, et le moteur deux temps à crosse, qui opère à basse vitesse. Les deux types de moteurs suivent le cycle thermodynamique diesel standard. De l'air est aspiré ou envoyé de forcé dans un cylindre, puis comprimé au moyen d'un piston. Un combustible est injecté dans le cylindre et s'enflamme sous l'effet de la chaleur produite par la compression de l'air. Le mélange brûlant de combustible et d'air se dilate et pousse le piston. Le cycle prend fin avec l'extraction des produits de combustion du cylindre.

Les gaz d'échappement du moteur subissent les effets du profil de charge du moteur primaire ; des conditions ambiantes telles que l'humidité et la température de l'air ; de la qualité du fioul, notamment sa teneur en soufre, sa teneur en azote, sa viscosité, sa capacité d'allumage, sa densité et sa teneur en cendres ; et des conditions du site et des équipements auxiliaires du moteur primaire, comme les propriétés de refroidissement et la contre-pression des gaz d'échappement.

Les paramètres du moteur qui ont un impact sur les émissions de NO<sub>x</sub> sont l'avance, la durée, et l'atomisation de l'injection du carburant ; les conditions de l'air de combustion, qui dépendent du réglage des soupapes, du système d'air de suralimentation, et du refroidissement de l'air de suralimentation en amont des cylindres ; et le processus de combustion, qui dépend du mélange air-combustible, de la conception de la chambre de combustion et du taux de compression<sup>43</sup>. Les émissions de matières particulaires sont fonction des conditions générales du moteur, particulièrement le système d'injection de combustible et son entretien, ainsi que de la teneur en cendres du combustible, qui est de l'ordre de 0,05 à 0,2 %. Les émissions de SO<sub>x</sub> sont directement liées à la teneur en soufre du combustible. Le fioul peut avoir une teneur en soufre très variable, qui peut aller de seulement 0,3 % jusqu'à 5 %, dans certains cas.

Les moteurs diesel peuvent utiliser des combustibles divers comme le carburant diesel, le fioul lourd, le gaz naturel, le pétrole brut, les biocombustibles (comme l'huile de palme, etc.) et des combustibles émulsifiés (comme Orimulsion, etc.).

Généralement, les rendements électriques en mode simple vont de 40 % pour les moteurs à vitesse moyenne, à environ 50 % pour les moteurs de grande capacité, et sont encore plus élevés pour les cycles combinés. Le rendement total d'un système PCCE peut généralement être de 60 à 80 % en mode liquide, et encore plus élevé en mode gaz, dans certains cas. Le rapport chaleur-force est généralement compris entre 0,5 et 1,3 pour les systèmes PCCE, selon l'utilisation particulière qui en est faite.

### **Moteurs à gaz à mélange pauvre**

<sup>43</sup> Si l'avance est trop courte, la pression du cylindre augmente et la formation d'oxyde d'azote est plus importante. Si l'avance est trop longue, la consommation de combustible et la vitesse du turbocompresseur augmentent. Les émissions de NO<sub>x</sub> peuvent être réduites par une réduction de l'avance mais, dans ce cas, les matières particulaires et la quantité d'espèces non brûlées augmentent.

Généralement, les rendements électriques des très gros moteurs fixes opérant à vitesse moyenne en mode simple sont compris entre 40 et 47 %, et peuvent atteindre près de 50 % en cycle combiné. Le rendement total des centrales PCCE peut en principe atteindre 90 %, selon leur application. Le rapport chaleur-force est généralement compris entre 0,5 et 1,3 pour les PCCE, selon leur emploi spécifique.

#### *Allumage par étincelle (AI)*

Les moteurs à gaz Otto à allumage par étincelle fonctionnent souvent sur le modèle des systèmes à mélange pauvre, ce qui signifie qu'un mélange pauvre air-combustible est utilisé dans le cylindre (p. ex., le volume d'air est nettement supérieur à celui qui est nécessaire à la combustion). Afin de stabiliser l'allumage et la combustion du mélange pauvre dans les types de moteurs plus importants, une chambre de précombustion est ajoutée, qui utilise un mélange air/combustible plus riche. L'allumage est amorcé par une bougie d'allumage ou un autre dispositif situé dans la chambre de précombustion, ce qui produit une source d'allumage à haute énergie pour la principale charge de combustible qui se trouve dans le cylindre. Le paramètre le plus important régissant le taux de formation de NOx dans les moteurs à combustion interne est la température de combustion ; la teneur en NOx des gaz d'échappement augmente avec cette température. Il est toutefois possible de réduire le ratio combustible/air, de sorte que la même quantité spécifique de chaleur libérée par la combustion sert à réchauffer une masse plus importante de gaz d'échappement, ce qui se traduit par une température de combustion maximum plus faible. Cette méthode, qui repose sur un ratio combustible/air peu élevé, est qualifiée de mélange pauvre et est un moyen efficace de réduire le NOx. Un moteur à mélange pauvre et à allumage par étincelle produit, par conséquent, de faibles émissions de NOx. C'est un moteur qui utilise un gaz pur ; il fonctionne uniquement avec des combustibles gazeux.

#### *Moteurs hybrides*

Certains types de moteurs hybrides peuvent fonctionner avec différents combustibles : ils peuvent être alimentés au moyen de gaz naturel à faible pression ou de combustibles liquides, comme le carburant diesel (à titre de combustible d'appoint, etc.), le fioul lourd, etc. Ce type de moteur peut tourner à pleine charge dans les deux modes. Les moteurs hybrides peuvent également être conçus pour fonctionner en mode gaz uniquement, avec utilisation d'un combustible liquide pour l'allumage du gaz en veilleuse.

#### **Turbines à combustion**

Les systèmes de turbine à gaz fonctionnent de manière similaire aux systèmes de turbine à vapeur, à la différence que ce sont les gaz de combustion, et non la vapeur, qui font tourner les aubes des turbines. En plus du générateur électrique, la turbine entraîne un compresseur rotatif pour comprimer l'air qui est ensuite mélangé avec du gaz ou un combustible liquide dans une chambre à combustion. Plus la compression est forte, plus la température et le rendement d'une turbine à gaz sont élevés. L'obtention de températures plus élevées s'accompagnent toutefois généralement d'un accroissement des émissions de NOx. Les gaz d'échappement sont émis dans l'atmosphère par la turbine. Contrairement au système de la turbine à vapeur, le système de turbine à gaz ne comporte pas de chaudière ou de système d'alimentation en vapeur, de condenseurs ou de dispositif d'élimination de la chaleur perdue. Les coûts d'équipement sont donc nettement plus faibles dans le cas des systèmes de turbines à gaz que dans celui des turbines à vapeur.

Aux fins de la génération d'électricité, les turbines à gaz sont souvent utilisées aux périodes de pointe qui exigent des démarrages rapides et de courtes périodes de fonctionnement. La plupart des turbines à gaz simples, sans dispositifs de contrôle, qui sont actuellement en service ont un rendement limité compris entre 20 et 30 %.

### **Cycle combiné**

La production d'électricité dans une centrale à cycle combiné fait intervenir à la fois des turbines à gaz et des générateurs à vapeur. Dans un système à cycle combiné (TGCC), les gaz d'échappement chauds des turbines à gaz sont utilisés pour fournir l'intégralité, ou une partie, de la chaleur dans la chaudière, qui produit de la vapeur pour la turbogénératrice. Cette association porte le rendement thermique à une fourchette de 50 à 60 %. Les systèmes à cycle combiné peuvent comprendre plusieurs turbines à gaz actionnant une seule turbine à vapeur. Ils peuvent aussi comporter, dans certains cas, des moteurs diesel et des générateurs de vapeur.

Les systèmes de gazéification intégrée de charbon à cycle combiné (GICC) sont des technologies émergentes. Dans un système GICC, le gaz de houille est fabriqué et nettoyé dans un « gazéifieur » sous pression, ce qui réduit les émissions et les particules<sup>44</sup>. Le gaz de houille est ensuite brûlé dans un système de production TGCC.

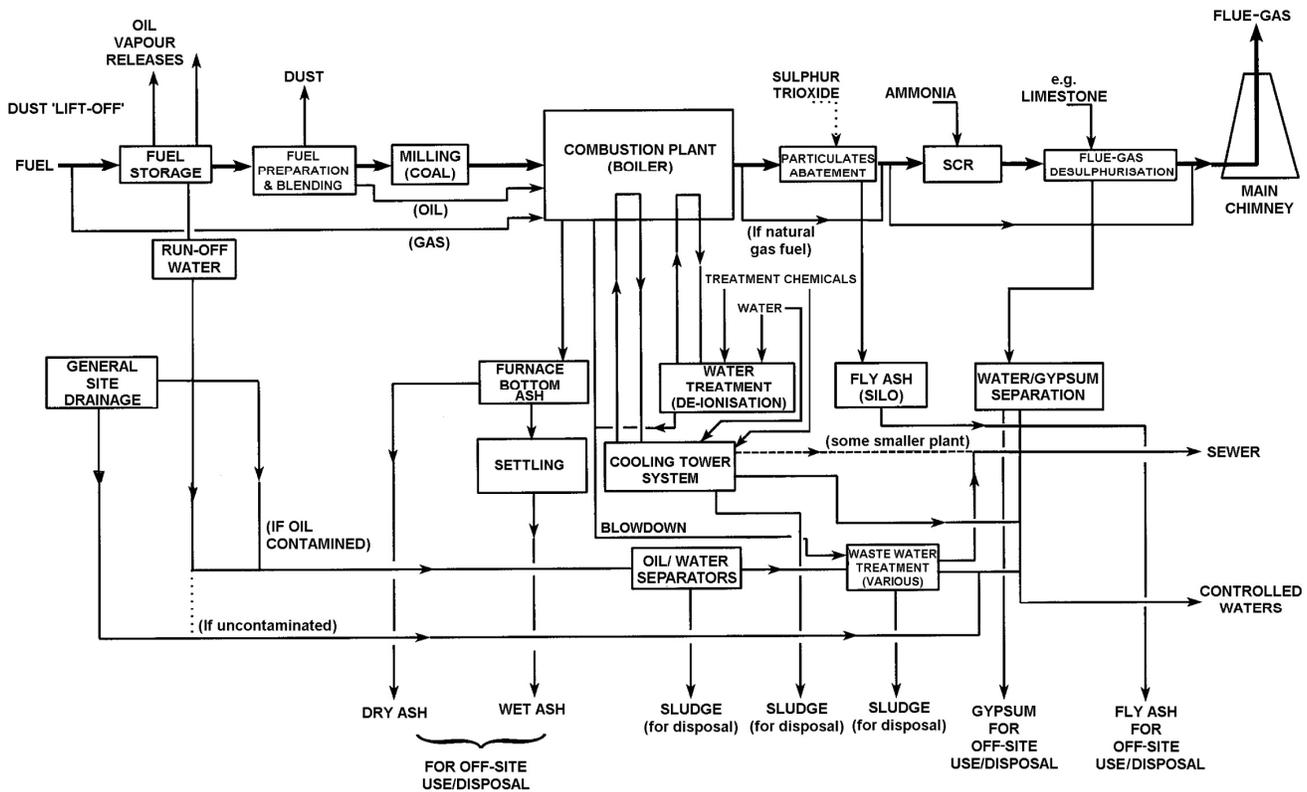
### **Cogénération**

La cogénération est la réunion d'un système conçu pour produire de l'électricité et d'un système utilisé pour produire de la chaleur et de la vapeur industrielle et/ou alimenter un chauffage urbain. Ce système permet d'utiliser plus efficacement les intrants énergétiques, et permet de récupérer une énergie thermique qui serait, sinon, perdue, pour l'utiliser dans un processus industriel. Les technologies de cogénération sont classées selon qu'elles produisent en premier l'énergie électrique (topping cycle) ou l'énergie thermique (bottoming cycle). La plupart des systèmes de cogénération produisent en premier de l'énergie électrique (topping cycle).

---

<sup>44</sup> La gazéification est un processus selon lequel le charbon est introduit dans une atmosphère réductrice avec de l'oxygène ou de l'air et de la vapeur.

Figure A-1  
Diagramme général d'une centrale thermique<sup>45</sup> et des équipements auxiliaires



Source: CE 2006

Dust "Lift-off"	« Dégagement » de poussières
Oil Vapour Releases	Rejet de vapeurs d'huile
Fuel	Combustible
Fuel Storage	Aire de stockage de combustible
Fuel Preparation & Blending	Préparation et mélange de combustible
Dust	Poussière
Milling (Coal)	Broyage (charbon)
(Oil)	(Fioul)
Combustion Plant (Boiler)	Système de combustion (chaudière)
Particulates Abatement	Réduction des émissions de particules
Sulphur Trioxide	Trioxyde de soufre
SCR	RCS
Ammonia	Ammoniac
Flue-Gas Desulphurisation	Désulfuration des gaz de combustion
e.g. Limestone	Calcaire, par ex.
Main Chimney	Cheminée principale
Flue-Gas	Gaz de combustion
Run-off Water	Eau de ruissellement
(Gas)	(Gaz)

<sup>45</sup> Uniquement applicable aux installations de chaudières avec une tour de refroidissement. Le diagramme ne s'applique pas aux moteurs et turbines qui ont des configurations totalement différentes.

(If natural gas fuel)	(si gaz naturel)
Treatment Chemicals	Produits chimiques industriels
Water	Eau
General site drainage	Système général de drainage
Furnace bottom ash	Cendres de grille
Water treatment (de-ionisation)	Traitement de l'eau (déionisation)
Fly ash (silo)	Cendres volantes (réservoirs)
Water/gypsum separation	Séparation eau/gypse
Settling	Tassement
Cooling tower system	Système de tour de refroidissement
(some smaller plant)	(certaines petites centrales)
Sewer	Égouts
(If oil contaminated)	(Si pollués par de l'huile)
Blowdown	Purge
Oil/water separators	Séparateurs huile/eau
Waste water treatment (various)	Traitements (divers) des eaux usées
Controlled waters	Eaux assujettis à un contrôle
Dry ash	Cendres (par voie sèche)
Wet ash	Cendre (par voie humide)
For off-site use/disposal	Pour utilisation/élimination hors site
Sludge (for disposal)	Boues (pour élimination)
Sludge (for disposal)	Boues (pour élimination)
Sludge (for disposal)	Boues (pour élimination)
Gypsum for off-site use/disposal	Gypse pour utilisation/élimination hors site
Fly ash for off-site use/disposal	Cendres volantes utilisation/élimination hors site

## Annexe B : Conseils pour l'évaluation environnementale des projets de centrales thermiques

Il importe, dans le cadre de la préparation d'une évaluation environnementale d'un projet de centrale thermique, de prendre en compte toute politique ou stratégie énergétique et/ou environnementale nationale, y compris des aspects stratégiques comme les améliorations du rendement énergétique dans les systèmes existants de production, transmission et distribution d'électricité, la gestion de la demande, le site d'implantation du projet, le choix de combustible, le choix des technologies, et la performance environnementale.

### **Nouvelles centrales et expansion des centrales existantes**

Une évaluation environnementale (EE) pour les nouvelles centrales, et une EE conjuguée à un audit environnemental des centrales existantes, doivent être réalisées à un stade précoce du cycle du projet, afin de déterminer les normes d'émissions propres au site, et d'autres paramètres pour les centrales thermiques neuves ou agrandies. Le tableau B-1 suggère des éléments clés de l'EE, étant entendu que l'envergure de cette dernière dépend des circonstances particulières du projet.

**Tableau B-1 Éléments clés EHS suggérés pour l'EE d'un nouveau projet de centrale thermique**

Analyse des options	
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Choix du combustible, y compris les combustibles non fossiles ((charbon, huile, gaz, biomasse, et autres types d'énergie renouvelables – éolienne, solaire, géothermique, hydro), sources d'approvisionnement en combustible</li> <li>• Technologie de génération d'électricité               <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Rendement de la génération d'électricité thermique (PCS-brut, PCI-brut, PCS-net, PCI-net)</li> <li>○ Coût</li> <li>○ Performance en matière d'émissions de CO<sub>2</sub> (gCO<sub>2</sub>/kWh)</li> </ul> </li> <li>• Réduction des émissions de GES/mesures de compensation</li> </ul>

Étude d'impact	
	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ Rendement de la conversion énergétique</li> <li>○ Dispositions en matière de compensation</li> <li>○ Utilisation de sources d'énergie renouvelables, etc.</li> <li>• Étude préliminaire de la qualité de l'eau des plans d'eau récepteurs</li> <li>• Approvisionnement en eau               <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Eaux de surface, eaux souterraines, désalination</li> </ul> </li> <li>• Système de refroidissement               <ul style="list-style-type: none"> <li>○ À passage unique, circuit fermé par voie humide, circuit fermé par voie sèche</li> </ul> </li> <li>• Système d'élimination des cendres – élimination par voie humide vs élimination par voie sèche</li> <li>• Contrôle de la pollution               <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Émissions atmosphériques - traitement des gaz de combustion primaire vs secondaire (coût, performance)</li> <li>○ Effluents (coût, performance)</li> </ul> </li> <li>• Rejets des effluents               <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Eaux de surface</li> <li>○ Évaporation</li> <li>○ Recyclage – rejet nul</li> </ul> </li> <li>• Implantation               <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Considérations relatives à d'acquisition de terrains</li> <li>○ Accès au combustible/réseau électrique</li> <li>○ Zonage d'occupation du sol, existant et futur</li> <li>○ Données de référence sur l'environnement, existantes et prévues (air, eau, bruit)</li> </ul> </li> <li>• Estimation des émissions de GES (tCO<sub>2</sub>/an, gCO<sub>2</sub>/kWh)</li> </ul>

**Mesures  
d'atténuation/programme  
de gestion**

- Impact sur la qualité de l'air
  - SO<sub>2</sub>, NO<sub>2</sub>, PM<sub>10</sub>, PM<sub>2.5</sub>, métaux lourds, si nécessaire, dépôts acides si pertinent
  - Impacts additionnels contribuant à l'atteinte des valeurs limites de qualité de l'air
  - Courbes de concentration isoplèthes (à court terme, moyenne annuelle, si nécessaire), avec superposition des cartes topographique et d'occupation des sols
  - Impacts cumulatifs des sources existantes/projets futurs s'ils sont connus
  - Détermination de la hauteur de cheminée
  - Considérations relatives aux impacts sur la santé
- Qualité de l'eau/impact des prélèvements
  - rejet thermique en cas de système de refroidissement à passage unique
  - autres contaminants clés, le cas échéant
  - impact des prélèvements d'eau
- Impact sonore
  - Courbes de niveau de bruit, avec superposition des cartes d'occupation du sol et des sites des récepteurs
- Détermination des mesures de prévention et de réduction de la pollution
- Air (hauteur de cheminée, mesures de contrôle de la pollution, coût)
- Effluents (mesures de traitement des eaux usées, coût)
- Bruit (mesures de contrôle du bruit, coût)
- Utilisation/élimination des déchets (p. ex., cendres, sous-produit DGC, huile épuisées)
  - Plan de gestion des

**Programme de suivi**

- cendres (équilibre quantitatif entre production, élimination, utilisation des cendres, taille du site d'élimination des cendres, dispositions pour le transport des cendres)
- Dispositions pour l'approvisionnement en combustible
  - Plan de préparation et d'intervention d'urgence
  - Évaluation du risque industriel, si pertinent
  - Paramètres
  - Fréquence d'échantillonnage
  - Critères d'évaluation
  - Points d'échantillonnage, avec superposition des cartes de la configuration du site/des zones avoisinantes
  - Coût

Les activités d'analyse des impacts sur la qualité, qui sont effectuées dans le cadre de l'évaluation environnementale, doivent couvrir les aspects suivants :

- Collecte des données de base, qui vont d'informations qualitatives relativement simples (pour les petits projets) à des données quantitatives détaillées (pour les grands projets) sur les concentrations ambiantes des paramètres et les moyennes de périodes cadrant avec les normes de qualité de l'air pertinentes du pays hôte (p. ex., PM<sub>10</sub>, PM<sub>2.5</sub>, SO<sub>2</sub> [pour les centrales au mazout et au charbon], NO<sub>x</sub> et ozone troposphérique ; et période moyenne : une heure maximum, 24 heures maximum, moyenne annuelle), à l'intérieur d'un bassin atmosphérique déterminé dans lequel le projet proposé est situé<sup>46</sup> ;

<sup>46</sup> Le terme « bassin atmosphérique » désigne la zone entourant la centrale dont la qualité de l'air ambiant est directement affectée par les émissions de la centrale. La taille du bassin atmosphérique local dépend des caractéristiques de la centrale, telles que la hauteur de cheminée, et des conditions météorologiques et de la topographie locales. Dans certains cas, les bassins atmosphériques sont définis dans le cadre de la législation, ou par les autorités environnementales concernées. Sinon, l'EE doit clairement définir le bassin

- Évaluation de la qualité initiale du bassin atmosphérique (p. ex., bassin dégradé ou non dégradé) ;
- Évaluation de la qualité initiale de l'eau, si nécessaire ;
- Utilisation de modèles de dispersion mathématiques ou physiques de la qualité de l'air pour estimer l'impact du projet sur les concentrations ambiantes des polluants ;
- Si les dépôts acides sont jugés pouvoir avoir un impact significatif, utilisation de modèles sur la qualité de l'air appropriés, pour évaluer les dépôts acides qui couvrent de longues distances et peuvent franchir les frontières nationales ;
- L'envergure des données de base à collecter et de l'évaluation de l'impact sur la qualité de l'air dépend des aspects particuliers du projet (p. ex., taille du projet, quantité d'émissions atmosphériques et impacts potentiels sur le bassin atmosphérique). Des suggestions sont présentées dans le tableau B-2.

**atmosphérique**

**Évaluation de l'impact sur la qualité de l'air**

normes de qualité de l'air ambiant) ou de l'absence de dégradation (les normes de qualité de l'air ambiant sont respectées)

- Évaluation des niveaux additionnels et totaux indiqués par des modèles simples (pour les petits projets)
- Évaluation des niveaux additionnels et totaux indiqués par des modèles perfectionnés (pour les projets de moyenne et grande taille, ou pour les petits projets, si cela est jugé nécessaire après l'utilisation de modèles simples)<sup>47</sup>
- Modification des niveaux d'émissions, le cas échéant, pour faire en sorte que les impacts additionnels soient faibles (p. ex., 25 % des limites standard pertinentes pour la qualité de l'air ambiant) et que le bassin atmosphérique ne se dégrade pas

**Tableau B-2 – Approche suggérée pour l'évaluation de l'impact sur la qualité de l'air**

<b>Collecte de données de référence sur la qualité de l'air initiale</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Informations qualitatives (pour les petits projets, p. ex., &lt; 100MWth)</li> <li>• Échantillonnage périodique manuel (pour les projets de taille moyenne, p. ex., &lt; 1,200MWth)</li> <li>• Échantillonnage automatique en continu (pour les grands projets, p. ex., &gt;= 1,200MWth)</li> <li>• Sources de modèles existantes</li> </ul>
<b>Collecte de données météorologiques de référence</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Données continues sur un an pour l'établissement d'un modèle de dispersion, communiquées par une station météorologique qui se trouve à proximité du site (p. ex., aéroport, station météorologique), ou une installation sur le site, le cas échéant, pour les projets de moyenne et grande taille</li> </ul>
<b>Évaluation de la qualité du bassin</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Détermination du degré de dégradation du bassin atmosphérique (non respect des</li> </ul>

atmosphérique, en consultation avec les responsables de la gestion environnementale à l'échelon local.

Lorsqu'il existe des raisons de penser que la centrale thermique sera agrandie à moyen ou long terme, ou que la contribution d'autres sources de pollution augmentera sensiblement, l'analyse doit prendre en compte l'impact de la conception proposée pour la centrale, à la fois dans l'immédiat et après toute expansion prévue de manière formelle de sa capacité ou l'apparition d'autres sources de pollution. La conception de la centrale doit permettre d'installer à une date ultérieure des dispositifs de contrôle de la pollution supplémentaires, si cela est souhaitable ou nécessaire, sur la base des impacts escomptés sur la qualité de l'air, et/ou des changements attendus des normes d'émission (p. ex., par suite d'une adhésion imminente à l'UE). L'étude environnementale doit également prendre en compte d'autres préoccupations environnementales suscitées par le projet, par exemple en ce qui concerne les combustibles et les émissions dues aux impuretés qu'ils contiennent. Si ces impuretés devaient générer

<sup>47</sup> Pour de plus amples informations sur des modèles perfectionnés/simples, voir Appendix W to Part 51 – Guidelines on Air Quality Models by US EPA (Final Rule, 9 novembre 2005)

des émissions dangereuses avérées, l'EE doit estimer le volume des émissions, évaluer leur impact et proposer des mesures d'atténuation pour les limiter<sup>48</sup>. Le cadmium, le mercure et d'autres métaux lourds sont autant d'exemples de composants qui peuvent être présents dans certains types de charbon, de fioul lourd, de coke de pétrole, etc..

### **Réhabilitation de centrales existantes**

Une évaluation environnementale des mesures de réhabilitation proposées doit être effectuée à un stade précoce du processus de préparation du projet, pour qu'il soit possible d'évaluer les options de réhabilitation avant que les principales décisions concernant la conception du projet ne deviennent définitives. L'évaluation doit comprendre un audit environnemental des impacts des opérations de la centrale existante sur les populations et écosystèmes riverains, une EE qui examine les modifications de ces impacts qui résulteraient de l'adoption d'autres spécifications pour les ouvrages de réhabilitation, et des estimations des coûts d'équipement et d'exploitation pour chaque option. Selon l'ampleur et la nature du projet de réhabilitation, l'audit/évaluation environnementale peut être de portée relativement limitée, et ne porter que sur un petit nombre de points précis sur lesquels le projet aurait un impact, ou être aussi vaste que nécessaire lorsqu'il s'agit de construire une nouvelle unité sur le site de la centrale existante. Normalement, l'audit/EE doit couvrir les points suivants :

- Qualité environnementale ambiante dans le bassin atmosphérique ou le bassin versant affecté par la centrale, notamment estimations approchées de la contribution de la centrale à la charge totales des principaux polluants

considérés ;

- Impact de la centrale, dans les conditions d'exploitation existantes et dans le cadre de différents scénarios de réhabilitation, sur l'air ambiant et la qualité de l'eau, qui touche les populations riveraines et les écosystèmes sensibles ;
- Coûts probables des mesures à prendre pour respecter d'autres normes d'émissions ou d'autres objectifs environnementaux, pour la centrale dans son ensemble ou pour des éléments spécifiques de ses opérations ;
- Recommandations portant sur une gamme de mesures efficaces au plan des coûts visant à améliorer la performance environnementale de la centrale dans le cadre du projet de réhabilitation et sur les normes d'émissions correspondants et autres conditions à remplir par suite de l'adoption de mesures spécifiques.

Ces questions doivent être traitées avec la précision requise par la nature et l'ampleur du projet proposé. Si la centrale est située dans un bassin atmosphérique ou un bassin versant pollué par des émissions de sources diverses, y compris la centrale elle-même, il importe de comparer les coûts d'une amélioration de l'air ambiant ou de la qualité de l'eau résultant d'une réduction des émissions de la centrale, et ceux qui résulteraient d'une réduction des émissions provenant d'autres sources.

<sup>48</sup> Plusieurs tats américains ont adopté une réglementation qui permet aux centrales thermiques au charbon de choisir entre respecter les normes d'émission de mercure par rapport à la production d'électricité, ou les normes de contrôle des émissions. Par exemple, l'Illinois exige que toutes les centrales thermiques au charbon, d'une puissance installée de 25 MW ou plus, respectent une norme d'émission de mercure de 0,0080 lbs de mercure par gigawatt/heure (GWh) de production brute d'électricité ou à un contrôle des émissions de 90 % des apports de mercure.

