© **A. GIUFFRE' EDITORE** - *Juris data online* - Legislazione

DM 01/10/2008 n. 36816 (testo vigente)

DECRETO DEL MINISTERO DELL'AMBIENTE E DELLA TUTELA DEL TERRITORIO 1 ottobre 2008 (in Suppl. ordinario n. 29 alla Gazz. Uff., 3 marzo 2009, n. 51). - Linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili in materia di impianti di combustione, per le attivita' elencate nell'allegato I del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59.

Preambolo

IL MINISTRO DELL'AMBIENTE E DELLA TUTELA

DEL TERRITORIO E DEL MARE

di concerto con

IL MINISTRO DELLO SVILUPPO ECONOMICO

e

IL MINISTRO DEL LAVORO, DELLA SALUTE

E DELLE POLITICHE SOCIALI

Visto il decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, recante «Attuazione integrale della direttiva 96/61/CE relativa alla prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento» e in particolare l'art. 4, comma 1 che prevede l'emanazione di linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili, nonche' che l'autorizzazione integrata ambientale sia rilasciata, tra l'altro, nel rispetto delle linee guida medesime e l'art. 4, comma 2, che prevede che, fino all'istituzione di una nuova commissione integrata secondo le disposizioni dello stesso comma, operi la commissione istituita con decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio del 19 novembre 2002 (pubblicato nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana n. 302 del 27 dicembre 2002) ai sensi dell'art. 3, comma 2 del decreto legislativo n. 372/1999;

Acquisiti gli elaborati tecnici riportati in allegato al presente decreto, predisposti dalla commissione istituita con decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio del 19 novembre 2002 (pubblicato nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana n. 302 del 27 dicembre 2002) ai sensi dell'art. 3, comma 2 del decreto legislativo n. 372/1999;

Sentita la Conferenza unificata istituita ai sensi del decreto legislativo 25 agosto 1997, n. 281, nella seduta del 20 marzo 2008;

Decreta:

Articolo 1

Emanazione delle linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione degli migliori tecniche disponibili

Art. 1.

1. Ai sensi dell'art. 4, commi 1 e 2 del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, sono emanate

linee guida recanti i criteri specifici per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili, per gli impianti esistenti che esercitano le attivita' rientranti nelle categorie descritte ai seguenti punti dell'allegato I del medesimo decreto:

«1.1. Impianti di combustone con potenza termica di combustione di oltre 50 MW.».

Tali linee guida, che costituiscono parte integrante del presente decreto, sono riportate in allegato.

2. Per criteri di tipo generale e per la definizione dei sistemi di monitoraggio, relativamente alle categorie di attivita' citate al comma 1, le linee guida riportate in allegato sono da considerarsi unitamente alle linee guida generati e alle linee guida in materia di sistemi di monitoraggio gia' emanate per le attivita' rientranti nelle categorie descritte ai punti 1.3, 2.1, 2.2, 2.3, 2.4, 2.5 e 6.1 nell'allegato I del decreto legislativo 4 agosto 1999, n. 372, con decreto del 31 gennaio 2005, pubblicato nel supplemento ordinario n. 107 alla Gazzetta Ufficiale n. 135 del 13 giugno 2005.

Articolo 2

Entrata in vigore

Art. 2.

1. Il presente decreto entra in vigore il giorno successivo alla pubblicazione nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana.

Il presente decreto sara' trasmesso agli organi di controllo per la registrazione e pubblicato nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana.

Allegato 1

Allegato

Linee guida recanti i criteri per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili ex art. 3 comma 2 del decreto legislativo 372/99.

Linee guida relative ad impianti esistenti per le attività rientranti nelle categorie IPPC:

1.1. Impianti di combustione con potenza termica di combustione di oltre 50MW

GRANDI IMPIANTI DI COMBUSTIONE LINEE GUIDA PER LE MIGLIORI TECNICHE DISPONIBILI

D.Lgs. 59/2005 GRUPPO

TECNICO RISTRETTO

Livio de Santoli, coordinatore

Università di Roma «La Sapienza»

Marcello Capra

Ministero delle Attività Produttive

Pasquale De Stefanis

ENEA CR Casaccia

Luigi Napoli

Assoelettrica

Paolo Pittiglio

ISPESL

Lino

Giovanni Ricci

ENEL Produzione

Vincent Spinelli

EDISON

Giuseppe Viviano

Istituto Superiore di Sanità

1 SCOPI E OBIETTIVI

1.1 Premessa

Con decreto del Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, di concerto con il Ministro delle Attività Produttive e con il Ministro della Salute, in data 15 aprile 2003, è stata istituita la Commissione Nazionale ex art. 3, comma 2, del decreto legislativo 372/99 (recepimento della direttiva 96/61/CE nota come IPPC), per la redazione delle linee guida per l'individuazione delle Migliori Tecniche Disponibili (MTD), ai fini del rilascio, da parte delle autorità competenti nazionali e regionali, dell'autorizzazione integrata ambientale (AIA). La Commissione suddetta ha istituito, a sua volta, sedici gruppi tecnici ristretti (GTR), composti da rappresentanti dei Ministeri interessati e degli interessi industriali, ed ha incaricato i GTR di predisporre una proposta di linee guida in ciascuno dei settori ritenuti al momento prioritari.

Questo documento presenta la proposta del GTR «Grandi Impianti di Combustione»- Il gruppo di lavoro è composto da:

Prof. Ing. Livio de Santoli, dell'Università di Roma «La Sapienza», in qualità di coordinatore del GTR.

Ing. Marcello Capra del Ministero delle Attività Produttive, in qualità di componente del GTR.

Ing. Pasquale De Stefanis dell'ENEA CR Casaccia, in qualità di componente del GTR.

Ing. Luigi Napoli di Assoelettrica, in qualità di esperto del settore.

Ing. Paolo Pittiglio dell'ISPESL, in qualità di componente del GTR.

Ing. Lino Giovanni Ricci della ENEL Produzione, in qualità di componente del GTR.

Ing. Vincent Spinelli della EDISON in qualità di componente del GTR.

Dott. Giuseppe Viviano dell'Istituto Superiore di Sanità, in qualità di componente del GTR.

Il documento predisposto dal GTR ha la valenza di strumento per l'approfondimento delle conoscenze tecnologiche nel settore, sia ad uso dell'industria che dovrà presentare domanda di autorizzazione integrata ambientale sia ad uso del funzionario dell'autorità competente che dovrà istruire il procedimento e rilasciare l'autorizzazione.

In quanto strumento di approfondimento delle conoscenze questo documento non contiene indicazioni su «limiti di emissione», essendo questi ultimi il risultato di un processo di valutazione che deve tenere in conto degli aspetti specifici dell'impianto che si autorizza e del sito su cui tale impianto opera. La proposta contiene invece un'elencazione di tecniche disponibili ritenute le migliori oggi utilizzabili dal punto di vista tecnico-economico e delle prestazioni ambientali che sono conseguibili.

Inoltre il documento non contiene indicazioni sulla documentazione che dovrà essere prodotta dal richiedente al fine della richiesta dell'autorizzazione, ritenendo che tale aspetto debba essere trattato in altra sede; questo documento contiene invece gli elementi di valutazione e controllo degli aspetti ambientali significativi e dei parametri operativi specifici del settore.

Il GTR ha inoltre discusso e concordato un'impostazione relativa all'analisi costi-benefici delle MTD che saranno valutate. In una visione del rapporto costi-benefici che include i costi ed i benefici sia per le industrie che per la collettività, il GTR ha ritenuto - come già indicato da altri GTR - che la fattibilità economica sia, per definizione, una valutazione che deve essere effettuata caso per caso da colui che ha la competenza per l'individuazione della specifica tecnica. Una fattibilità economica non può prescindere dalla realtà aziendale che viene trattata e dalla collocazione territoriale degli impianti (per la definizione dei costi ovvero dei benefici sociali e per la valutazione della presenza di infrastrutture sul territorio che consentono determinate scelte aziendali).

Poiché il prodotto richiesto al GTR è il complesso degli elementi per la definizione di una «linea guida», questo documento contiene solo alcune indicazioni propedeutiche all'effettuazione dell'analisi di fattibilità del tipo costi/benefici. Nel seguito del testo, infine, si farà ripetutamente cenno al documento comunitario noto come «BRef». Si tratta del documento di riferimento per l'identificazione delle migliori tecniche, edito dall'ufficio IPPC della UE sito in Siviglia.

L'Unione Europea, infatti, si è attrezzata per favorire l'attuazione della direttiva IPPC creando un apposito ufficio, operante presso il Centro comunitario di ricerca di Siviglia.

L'ufficio «IPPC» coordina una serie di gruppi tecnici che sono incaricati della redazione di documenti di riferimento per l'individuazione delle migliori tecnologie, Best Available Techiniques Reference documents (BRef.). L'Italia ha attivamente contribuito ai lavori dei gruppi tecnici, con il coordinamento del Ministero dell'Ambiente.

Per il settore dei Grandi Impianti di combustione è oggi disponibile il documento «Integrated Pollution Prevetion and Control (IPPC) «Reference Document on Best Available Techniques (BRef) for Large Combustion Plants» (luglio 2006) disponibile sul sito dell'ufficio IPPC di Siviglia all'indirizzo http://eippcb.jrc.es. Anche in questo documento si farà uso dell'acronimo inglese BAT che in lingua inglese è utilizzato per indicare le Best Available Techiniques (MTD in italiano).

1.2 Struttura e organizzazione del Documento:

Il presente documento si articola in 10 capitoli, ed è così composto:

Capitolo 1 : «Scopi e obiettivi»

Capitolo 2 : «Ricognizione della situazione del settore con particolare riferimento alle specificità del tessuto industriale nazionale». In questo capitolo viene fornita una visione d'insieme dei grandi impianti di combustione in Italia, sono esposti oltre che i dati sulla produzione e la distribuzione territoriale dei maggiori impianti di combustione anche i dati macroeconomici del settore, nonché una visione di insieme delle emissioni inquinanti significative associate ai grandi impianti di combustione.

Capitolo 3 : «Descrizione del processo di produzione, degli eventuali sottoprocessi e degli impianti per i quali sono analizzate le migliori tecniche disponibili». In questo capitolo si espongono le basi della tecnica di combustione e produzione degli impianti stessi, tale capitolo è stato ideato per fornire anche ad un lettore non addetto ai lavori una base conoscitiva della fondamenta delle tecniche di combustione e produzione; tale capitolo può altresì rappresentare per l'addetto ai lavori un sicuro e aggiornato riferimento dello stato dell'arte della materia.

Capitolo 4 : «Descrizioni delle analisi elaborate in ambito comunitario per la individuazione delle MTD, con particolare riferimento, ove disponibili, alle conclusioni del Bref Large Combustion Plants». Questa parte del documento espone e definisce le MTD per i grandi impianti di combustione, per fare ciò si è adottata una schematizzazione di impianto in riferimento al tipo di combustibile utilizzato, sono stati così trattati impianti alimentati a :

- Gas Naturale;

- Gas siderurgico e di Sintesi;

- Olio combustibile e Orimulsion;

- Carbone;

- Biomasse;

- Co-combustione;

Ovviamente gli impianti esaminati sono stati riferiti alla realtà impiantistica italiana, così ad esempio per impianti alimentati a carbone si sono esclusi impianti alimentati con lignite o torba.

Per ognuna delle tipologie impiantistiche oltre ad indicare le MTD disponibili, sono stati riportati ove possibile esempi riferiti ad impianti preesistenti, in taluni casi si sono indicate anche le emissioni degli stessi, risulta allora doverosa una precisazione sulle efficienze e sulle emissioni riportate in alcune tipologie impiantistiche trattate; in particolare per impianti a carbone i valori di emissione rilevabili sono variabili in range ampli coerentemente alla molteciplità di fattori, per verità non solo tecnici, che influenzano gli stessi, per tale ragione riportare dei valori «medi» sarebbe stato limitante e fuorviante rispetto alla realtà degli stessi; si è quindi preferito indicare spesso dei range anche ampli, ma che fossero più vicini a ciò che si può riscontrare oggi in Italia.

Capitolo 5 : «Tecnologie emergenti». In questo capitolo si sono indicate le tecnologie emergenti per alcuni dei combustibili visti in precedenza, come apparirà chiaro nello stesso capitolo il termine «emergente» va interpretato, poiché non sempre una tecnologia emergente è MTD, e non sempre tale tecnologia è applicabile; si è deciso quindi di riportare quelle tecnologie che ad oggi sembrano maggiormente promettenti.

Capitolo 6 : «Definizione (sulla base dell'approfondimento e dell'estensione delle analisi svolte in sede comunitaria), della lista delle migliori tecniche per la prevenzione integrata dell'inquinamento dello specifico settore in Italia.»

In questo capitolo sono riportate le tecniche (e le problematiche ad esse associate) per la riduzione degli inquinanti maggiormente significativi dei grandi impianti di combustione, in particolare sono riportate le misure primarie e secondarie di riduzione delle emissioni di SO2 e NOX, le tecniche di riduzione delle polveri e le tecniche combinate di riduzione degli ossidi di zolfo e degli ossidi di azoto.

Capitolo 7 : «Analisi dell'applicabilità ad impianti esistenti delle tecniche di prevenzione integrata dell'inquinamento elencate al punto precedente, anche con riferimento ai tempi di eventuale attuazione». Anche per questa sezione si è adottata una suddivisione del lavoro in base al tipo di combustibile impiegato.

Capitolo 8 : «Fattibilità economica delle tecniche elencate analizzata attraverso analisi costi-benefici». In questo capitolo oltre a definire le maggiori voci di costo dei grandi impianti di combustione, si è riportata una analisi di come la recente liberalizzazione del mercato dell'energia abbia influenzato i costi di generazione, a completamento si è fornita una delle possibili vie utilizzate per una analisi dei costi e dei benefici nota come «levelised cost methodology», tale metodologia è stata inoltre corredata di un esempio riportando una sintesi dello studio AIE «Projected Costs of Generating Electricity».

Capitolo 9 : «Definizione dei criteri di individuazione e utilizzazione delle migliori tecniche disponibili». In questo capitolo, fermo restando che nel determinare le migliori tecniche disponibili si deve tener conto e far riferimento alla definizione di MTD indicata nell'allegato IV del decreto legislativo n. 372 del 1999, vengono riportate alcune considerazioni di carattere generale per le autorità competenti al rilascio della autorizzazione IPPC.

Capitolo 10 : «Glossario» con la definizione dei termini più significativi sul tema dei Grandi Impianti di Combustione.

2 RICOGNIZIONE DELLA SITUAZIONE DEL SETTORE, CON PARTICOLARE RIFERIMENTO ALLE SPECIFICITÀ DEL TESSUTO INDUSTRIALE NAZIONALE

2.1 Dati sulla produzione

Il settore industriale di riferimento è principalmente il settore elettrico e, in particolare, il settore della generazione elettrica. Dai dati pubblicati dal GRTN risulta nel 2004 una richiesta di energia elettrica sulla rete pari a 325,4 TWh con un incremento dell'1,5% rispetto al 2003. La richiesta ha trovato copertura per 303,3 TWh, nella produzione nazionale lorda che ha fatto registrare un incremento del 3,2%, rispetto al 2001. A tale incremento ha contribuito in misura determinante l'aumento (+12,7%) della produzione idroelettrica che ha raggiunto i 49,9 TWh, a fronte dei 44,3 TWh del 2003, dovuto al favorevole andamento delle precipitazioni, e un aumento, più contenuto in termini percentuali (+1,4%) ma ugualmente rilevante in valore assoluto della produzione termoelettrica che ha raggiunto i 246,1 TWh.

La produzione eolica, fotovoltaica e geotermica è risultata pari a 7,3 TWh (6,8 TWh nel 2003).

Il saldo import-export, pari a 45,6 TWh, è sensibilmente diminuito (quasi del 10%) rispetto al 2003, in conseguenza di una più cautelativa modalità di utilizzo della capacità di interconnessione.

Nella Tabella 1 è riportata la produzione e la richiesta di energia elettrica in Italia negli ultimi venti anni. Nelle tabelle 2 e 3 sono riportate, per gli anni 2003 e 2004, distinte tra produttori e autoproduttori (soggetti che consumano almeno il 70% dell'energia elettrica autoprodotta), rispettivamente la produzione elettrica totale e quella termoelettrica disaggregate per tipologia d'impianto e per regione.

Tabella 1: Produzione e richiesta di energia elettrica in Italia - GWh (Fonte GRTN): omissis.

Tabella 2: Produzione di energia elettrica in Italia nel 2004 - Fonte GRTN: omissis.

Tabella 3: Produzione di energia termoelettrica in Italia: omissis.

Con riferimento alla produzione termoelettrica, inclusa quella geotermoelettrica, riportata nella Tabella 3, i dati evidenziano una forte concentrazione della produzione in alcune regioni: Lombardia, Veneto, Liguria e Emilia Romagna nell'Italia Settentrionale, Lazio e Toscana, nell'Italia Centrale, Puglia, Sicilia e Sardegna nell'Italia meridionale e insulare.

2.2 Indicazione della distribuzione territoriale degli impianti

In base ai dati pubblicati dal GRTN, riportati in tabella 4, al 2004 risultava installata in Italia una potenza efficiente lorda pari a circa 62.212 MW. La ripartizione territoriale, in termini di potenza efficiente lorda, riportata in Figura 1, evidenzia, una concentrazione coerente con i dati relativi alla produzione. In particolare la Lombardia e, in misura minore, il Veneto, l'Emilia Romagna e la Liguria e sono le Regioni del Nord con maggiore capacità produttiva. Nel Centro Italia il Lazio è di gran lunga la regione che dispone di maggiore potenza di generazione, seguita dalla Toscana, mentre risultano decisamente inferiori gli apporti da parte delle altre Regioni. Nell'Italia meridionale e insulare, Puglia, Sicilia e Sardegna sono le regioni che dispongono di potenza in misura significativa.

Tabella 4: Situazione impianti termoelettrici in Italia: omissis.

Un'analisi focalizzata sui grandi impianti di combustione (Tabella 5), ossia sugli impianti termoelettrici con potenza termica maggiore di 50 MW, conferma sia in termini di localizzazione degli impianti sia in termini di produzione la distribuzione territoriale già evidenziata per la totalità degli impianti termoelettrici. Nel 2004, la produzione lorda afferente ai grandi impianti di combustione ha rappresentato il 94% circa del totale della produzione termoelettrica e il 78% circa del totale della produzione nazionale.

Nel 2004 la produzione lorda da gas naturale, pari a circa 129,8 TWh, ha costituito circa il 52,9% del totale della produzione termoelettrica, mentre la produzione da prodotti petroliferi, pari a circa 47,3 TWh, circa il 19,3%, in forte diminuzione rispetto agli ultimi anni. Molto prossimo a quello dei prodotti petroliferi è l'apporto dato dal carbone da cui sono stati prodotti circa 45,5 TWh, corrispondenti al 18,6% circa della produzione termoelettrica complessiva. Dai dati riportati in tabella si evince che il rendimento medio del parco termoelettrico, riferito alla produzione netta, è risultato, nel 2004, pari al 40,5%. In relazione al tipo di combustibile utilizzato si passa dal 33,7% fatto registrare dagli impianti utilizzanti combustibili solidi (carbone) al 45,3% degli impianti a gas naturale. Intorno al 40% è il rendimento degli impianti classificati come alimentati ad altri combustibili solidi, che comprendono principalmente i tre impianti IGCC di gassificazione del TAR, con tecnologia Texaco, installati in Italia.

Figura 1: Potenza efficiente lorda degli impianti termoelettrici in Italia al 31 dicembre degli anni 1963 e 2004: omissis.

Tabella 5: Potenza e produzione gruppi termoelettrici maggiori di 50 MWt - anno 2004:

Regione	Numero Impianti	Numero Gruppi	Potenza efficiente lorda MW	Produzione lorda GWh
PIEMONTE	22	34	3.052	9.370
LOMBARDIA	32	63	10.355	39.372

TRENTINO ALTO ADIGE	2	2	26	189
VENETO	14	27	5.314	21.569
FRIULI VENEZIA GIULIA	6	13	1.389	6.054
LIGURIA	5	13	2.959	13.036
EMILIA ROMAGNA	18	34	4.958	23.668
TOSCANA	19	29	3.010	12.289
UMBRIA	5	8	854	4.569
MARCHE	4	7	553	3.438
LAZIO	13	24	7.757	21.076
ABRUZZI	7	7	428	2.751
MOLISE	5	7	459	911
CAMPANIA	6	14	1.333	2.665
PUGLIA	12	31	5.580	29.590
BASILICATA	5	11	274	1.121
CALABRIA	6	10	1.975	5.745
SICILIA	13	38	5.227	24.527
SARDEGNA	14	27	3.029	13.556
Totale ITALIA	208	399	58.532	235.499

Fonte GRTN

Tabella 6: Produzione di energia termoelettrica in Italia e relativi consumi globali e specifici di combustibile: omissis.

Di particolare rilievo, ai fini di una caratterizzazione del parco di generazione termoelettrico, sono i dati della Tabella 10 che riportano per tipologia impiantistica e per combustibile i valori della produzione lorda e di consumo specifico alla stessa riferiti. I dati evidenziano come, per gli impianti di sola produzione di energia elettrica, siano in esercizio centrali a ciclo combinato il cui rendimento lordo sfiora il 55%, la cui produzione, pari a 41,6 TWh, risulta poco meno di un terzo del totale della produzione da gas naturale. Considerando anche l'apporto degli impianti a ciclo combinato in cogenerazione, la cui produzione è risultata pari a 45,2 TWh, con un rendimento elettrico medio del 45%, la produzione elettrica da questa tipologia impiantistica caratterizzata da elevati rendimenti, rappresenta oltre il 35% del totale della produzione termoelettrica. I prodotti petroliferi (rientrano in questo ambito l'olio combustibile, i distillati leggeri, il gasolio) sono principalmente utilizzati in centrali con ciclo a vapore a condensazione per sola produzione di energia elettrica la cui produzione è risultata pari a 35,7 TWh, con un rendimento medio del 38,1%, ormai inferiore a quello medio dell'intero parco.

Tabella 7: Produzione lorda di energia termoelettrica tradizionale in Italia e relativi consumi specifici medi nel 2004 secondo tipo di combustibile e tipo di impianto (fonte GRTN): omissis.

Di rilievo è l'apporto dato dagli impianti di cogenerazione, in totale oltre 83 TWh, pari a oltre il 33% della produzione termoelettrica. In particolare tali impianti utilizzano, oltre a gas naturale, a

cui fa capo una produzione di 55,6 TWh circa, per la restante parte altri combustibili quali gas da gassificazione del TAR, gas di raffineria, gas da processi siderurgici. Per gli impianti di cogenerazione i consumi specifici medi per la produzione di energia elettrica riportati in tabella 7, già nettati della quota attribuita alla produzione di calore, risultano significativamente più contenuti rispetto a quelli degli impianti di sola generazione.

Tabella 8: Produzione lorda e consumi specifici medi gruppi termoelettrici maggiori di 50 MWt - Anno 2004 (fonte GRTN): omissis.

In tabella 8 sono riportati i dati relativi alla produzione elettrica e ai consumi specifici, per singola tipologia impiantistica, riferiti ai grandi impianti di combustione. Per gli impianti con sola produzione di energia elettrica si segnala, rispetto ai dati riferiti a tutti gli impianti, un minor consumo specifico, e quindi un maggior rendimento. Ciò è dovuto alla taglia degli impianti che partendo da almeno 50 MW termici, non comprende gli impianti di taglia ridotta, generalmente caratterizzati, a parità di tecnologia utilizzata, da una minore efficienza. Invece il valore medio complessivo del consumo specifico, riferito alla sola produzione elettrica, relativo agli impianti di cogenerazione, risulta di poco più elevato rispetto a quello riferito a tutti gli impianti termoelettrici (cfr. Tabella 10).

2.3 Numero di personale impiegato

La quantificazione del personale impiegato nell'esercizio dei grandi impianti di combustione può essere operata unicamente in via estimativa non potendo fare direttamente riferimento agli organici delle aziende che dispongono di tali impianti. Ciò per diversi ordini di motivi. In primo luogo le maggiori aziende a cui fanno capo tali impianti sono dei gruppi integrati che svolgono più attività della filiera elettrica. Inoltre anche nel caso di esistenza di uno specifico ramo d'azienda destinato alla gestione degli impianti di produzione occorrerebbe comunque scorporare dal computo del personale le unità destinate alla gestione di altre tipologie impiantistiche che non rientrano nell'ambito dei grandi impianti di combustione (impianti idroelettrici e altri impianti che utilizzano fonti rinnovabili, impianti di taglia inferiore ai 50 MW termici). Infine nel caso degli autoproduttori, tipicamente aziende la cui attività industriale principale è diversa da quella della generazione elettrica, dovrebbe essere enucleata la quota di personale operante in questa ultima attività. A fronte di totale complessivo degli addetti operanti nel settore elettrico pari a circa 68.000 unità (dato dicembre 2004, fonte Assoelettrica), che comprende il personale occupato in tutte le attività della filiera (produzione, distribuzione, trasmissione, dispacciamento, commercializzazione, attività nucleari) avente il contratto di lavoro del settore elettrico, è possibile stimare in non più di 15.000 addetti il numero di occupati nei grandi impianti di combustione.

2.4 Dati macroeconomici

Una quantificazione in termini economici del sottoinsieme costituito dai grandi impianti di combustione può essere operata attraverso una valorizzazione dell'energia elettrica prodotta da tali impianti, che come riportato in tabella 5 è risultata, nel 2004, pari a circa 235 TWh. A tal fine può essere adottato come riferimento il prezzo medio di acquisto dell'energia elettrica ponderato con le quantità scambiate nel mercato del giorno prima (comprensive delle quantità relative ai contratti bilaterali) registrato sulla borsa elettrica italiana, IPEX, avviata a partire dal mese di aprile 2004.

Applicando tale valore, pari a 56,18 euro/MWh, alla produzione attribuibile ai grandi impianti di combustione si determina un ammontare dell'ordine dei 13,2 miliardi di euro che può considerarsi rappresentativo del valore dell'attività dello specifico sottosettore. E' da segnalare che tale valore è fortemente dipendente dall'andamento congiunturale dei prezzi dei combustibili utilizzati negli impianti termoelettrici essendo i costi variabili la quota più rilevante dei costi di produzione.

2.5 Principali emissioni del settore

2.5.1 Liste di inquinanti significativi in aria ed acqua definite in ambito UE

Il D.Lgs. 59/05 «Attuazione integrale della direttiva 96/61/CE relativa alla prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento» «all'articolo 12 prevede un inventario delle principali emissioni e loro fonti finalizzato alla costituzione dell'inventario nazionale (INES, Inventario Nazionale delle Emissioni e loro Sorgenti), le cui informazioni vanno ad alimentare il registro europeo delle emissioni di inquinanti (EPER, European Pollutant Emission Register). Tale registro sarà sostituito dal nuovo registro E-PRTR (European Pollutant Release and Transfer Register) che l'Unione Europea realizzerà sulla base di quanto previsto dal recente Regolamento (CE) 166/2006 («Regulation on of the European Parliament and of the Council concerning the establishment of a European Pollutant Release and Transfer Register and amending Council Directives 91/689/EEC and 96/61/EC»). Il Registro E-PRTR nasce nell'ambito della Convenzione di Aarhus (Convention on Access to Information, Public partecipation in Decision-making and Access to Justice in Environmental Matters) amplia i contenuti informativi che saranno accessibili al pubblico. Il primo anno di riferimento sarà il 2007 e i dati raccolti saranno disponibili a partire dal 2009.

Le linee guida per l'esecuzione dell' inventario INES sono stabilite dal decreto del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio del 23 novembre 2001, pubblicato sul supplemento ordinario alla Gazzetta Ufficiale del 13 febbraio 2002, il quale recepisce le linee guida che la UE ha predisposto per la realizzazione dell'EPER.

In tale decreto, e sulle Linee Guida europee, sono presenti due liste di inquinanti, una relativa alle emissioni in aria (40 voci) ed una relativa a quelle in acqua (28 voci), ritenuti significativi ai fini della costituzione dei registri delle emissioni.

Le sopra citate linee guida presentano inoltre sottoliste di inquinanti considerati significativi per ciascuna singola categoria IPPC. Per gli impianti di combustione con potenza termica di combustione di oltre 50 MW, compresi nella categoria 1.1 del D.Lgs. 59/05, le sostanze presenti nelle sottoliste considerate significative per le emissioni in aria sono 15; 14 sono quelle considerate significative per le emissioni in acqua.

Tali sottoliste rappresentano una indicazione di minima delle emissioni di inquinanti che ciascun gestore deve considerare (valutandone l'applicabilità al proprio caso).

La Tabella 9 riporta le voci ricompresse dalle sottoliste, unitamente alle soglie al di sopra delle quali scatta l'obbligo della dichiarazione al censimento INES.

Emissioni in aria	Identificazione	Valore soglia [kg / anno]
Metano (CH4)	totale	100.000
Monossido di carbonio (CO)	totale	500.000
Biossido di carbonio (CO2)	Totale (secondo le linee guida IPCC 1996)	100.000.000
Protossido di azoto (N2O)	totale	10.000
Ossidi di azoto (NOX)	Espressi come NO2	100.000
Ossidi di zolfo (SOX)	Espressi come SO2	150.000
Arsenico (As) e composti	totale, come As	20

Cadmio (Cd) e composti	totale, come Cd	10
Cromo (Cr) e composti	totale, come Cr	100
Nichel (Ni) e composti	totale, come Ni	50
Piombo (Pb) e composti	totale, come Pb	200
Idrocarburi policiclici aromatici (IPA)	somma dei 6 IPA di Borneff	50
Cloro e composti	totale, come HCI	10.000
Fluoro e composti	totale, come HF	5.000
PM 10	totale	50.000
Emissioni in acqua		
Azoto totale	totale, come N	50.000
Fosforo totale	totale, espresso come P	5.000
Cadmio (Cd) e composti	totale, come Cd	5
Cromo (Cr) e composti	totale, come Cr	50
Rame (Cu) e composti	totale, come Cu	50
Mercurio (Hg) e composti	totale, come Hg	1
Nichel (Ni) e composti	totale, come Ni	20
Piombo (Pb) e composti	totale, come Pb	20
Zinco (Zn) e composti	totale, come Zn	100
Benzene, Toluene, Etilbenzene, Xileni (BTEX)	totali	200
Idrocarburi policiclici aromatici (IPA)	somma dei 6 IPA di Borneff	5
Carbonio organico	totale espresso come C o COD/3	50.000
Cloruri	totale, come HCI	2.000.000
Fluoruri	totale, come FI	2.000

Tabella 9

2.5.2 Emissioni in atmosfera

Nel processo di combustione le sostanze maggiormente prodotte sono il biossido di zolfo (SO2), gli ossidi di azoto (NO, NO2 e N2O) l'ossido di carbonio (CO) e le polveri. Vengono inoltre emessi modesti quantitativi di altre sostanze, tipicamente metalli quali nichel, vanadio etc., che sono presenti come impurezze nei combustibili utilizzati, ovvero si producono nel corso della combustione.

Nella tabella che segue sono riportati i valori delle emissioni in atmosfera da grandi impianti di combustione espressi sia in termini di tonnellate / anno sia in termini percentuali rispetto alle

emissioni nazionali (fonte APAT- Censimenti in ambito di accordi UNECE).

Tabella 10: Emissioni in atmosfera da impianti di produzione di energia: omissis.

Da un punto di vista dei controlli la misura in continuo delle emissioni di SO2, NOX e polveri è obbligatoria per gli impianti di potenza termica superiore ai 300 MW, per le emissioni di CO è obbligatorio per gli impianti di potenza superiore ai 6 MW.

Per quanto riguarda le emissioni dei microinquinanti i controlli sono assicurati da misure condotte ad hoc sui differenti impianti. Le modalità di tali controlli sono definite nelle singole autorizzazioni.

2.5.3 Emissioni in acqua

Le acque utilizzate nel processo di combustione sono in massima parte impiegate per il raffreddamento del ciclo e dei macchinari e pertanto non subiscono alcuna alterazione di tipo chimico bensì subiscono esclusivamente un processo di riscaldamento.

Altre modeste quantità subiscono trattamenti chimici; esse sono costitute essenzialmente dalle acque acide o alcaline, dalle acque inquinabili da oli (provenienti da piazzali ed aree all'interno delle quali si possono verificare versamenti accidentali di sostanze oleose), dalle acque provenienti dagli impianti di abbattimento delle emissioni (DeSOx e DeNOx).

Anche in questo caso sono in atto monitoraggi per la verifica del rispetto dei limiti fissati dalle norme, sia in termini di misure in continuo sia in termini di esecuzione di misure periodiche e/o spot.

2.5.4 Produzione di rifiuti

II processo di combustione produce una serie di rifiuti quali:

- ceneri pesanti (bottom ash / boiler slag);

- ceneri leggere (fly ash);

- residui dai processi di abbattimento fumi.

Dai processi produttivi sono generate altre tipologie di rifiuti tra le quali ricordiamo:

- fanghi derivanti da pulizia caldaie;

- catalizzatori esauriti; fanghi provenienti dal trattamento delle acque reflue;

- oli esausti.

Alcuni dei rifiuti sopra citati sono recuperati in altri cicli produttivi; è il caso delle ceneri di carbone, che vengono riutilizzate nel processo del cemento e del calcestruzzo, o il caso dei gessi prodotti dagli impianti di desolforazione.

A titolo indicativo si cita l'esempio dell'Enel che, relativamente alle ceneri leggere da carbone, a fronte di una produzione di circa 1.146.000 t ha conferito per recupero circa 1.078.000 t, pari a circa il 94% (dati anno 2002).

La suddivisione della produzione dei rifiuti speciali non pericolosi e speciali pericolosi per attività economica è resa possibile dall'elaborazione della banca dati delle dichiarazioni MUD

nelle quali il produttore dei rifiuti inserisce il codice corrispondente alla descrizione dell'attività economica prevalente come dichiarata sul Registro delle imprese.

Prendendo in esame il dato nazionale dei rifiuti prodotti dai macrosettori economici (Tabella 11) si può notare che, come negli anni precedenti, il contributo maggiore è fornito dalle attività manifatturiere che concorrono al totale dei rifiuti speciali non pericolosi per oltre il 60% e di circa il 70% nel caso dei rifiuti pericolosi.

Il settore «Produzione energia elettrica» accorpato con «acqua e gas», risulta aver prodotto:

anno 2000 rifiuti speciali non pericolosi t 2 837 435; rifiuti speciali pericolosi t 83 2009

anno 2001 rifiuti speciali non pericolosi t 2 632 203; rifiuti speciali pericolosi t 72 089

Tabella 11 - Produzione di rifiuti speciali pericolosi e non pericolosi per attività economica (anni 2000-2001): omissis.

2.5.5 Livelli di emissione per tipologia di combustibile (dati sul parco esistente)

Premessa

II presente paragrafo riporta, in via del tutto indicativa, alcuni range di emissioni relativamente a combustibili solidi (carbone) e liquidi (olio combustibile) per alcune tipologie di impianti.

I dati sono derivati dalla comunicazione che il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio ha inviato al European IPPC Bureau di Siviglia per segnalare e motivare alcune «split views» relativamente al BREF sui grandi impianti di combustione.

Si precisa che per le tipologie di impianto non riportate, il range di emissione risulta sempre limitato superiormente dai valori fissati dal D.Lgs. 152/06; il limite inferiore è variabile e dipende dalle caratteristiche del combustibile impiegato, che possono variare per ogni singola fornitura.

I dati si riferiscono al parco esistente indipendentemente dall'utilizzo o meno delle MTD.

Combustibili solidi

a. Polveri

Potenza [MWth]	MTD installata	Range emissioni [mg/Nm3]
<500	PE	40 ÷ 50
>500	PE + DeSOx + DeNOx catalitico	25 ÷ 30

b. SO2

Potenza [MWth]	MTD installata	Range emissioni [mg/Nm3]
<500	Mix combustibili	1.150 ÷ 1.400
>500	DeSOx	250 ÷ 320

c. NOx

Potenza [MWth]	MTD installata	Range emissioni [mg/Nm3]
<500	Misure primarie	520 ÷ 650
>500	Misure primarie	430 ÷ 550
>500	DeNOx	<200

Combustibili liquidi

d. Polveri

Potenza [MWth]	MTD installata	Range emissioni [mg/Nm3]
<500	Mix combustibile [1]	40 ÷ 250 [2]
<500	PE	40 ÷ 130 [2]
>500	PE	30 ÷ 50

[1] Per impianti di tale taglia la valutazione economica risulta discriminante per l'installazione di un PE

[2] Il valore riportato è stato misurato prima che l'impianto venisse adeguato ai disposti del DM 12 luglio 1990.

e. SO2

Potenza [MWth]	MTD installata	Range emissioni [mg/Nm3]
<500	Mix combustibile	340 ÷ 1.400
>500	Mix combustibile	340 ÷ 380

f. NOx

Potenza [MWth]	MTD installata	Range emissioni [mg/Nm3]
<500	Misure primarie	340 ÷ 450
>500	Misure primarie	440 ÷ 450 [1]
>500	SCR	190÷ 200

[1] II valore riportato è stato misurato prima che l'impianto venisse adeguato ai disposti del DM 12 luglio 1990.

3 DESCRIZIONE DEL PROCESSO DI PRODUZIONE, DEGLI EVENTUALI SOTTOPROCESSI E DEGLI IMPIANTI PER I QUALI SONO ANALIZZATE LE MIGLIORI TECNICHE DISPONIBILI.

3.1 Introduzione: principi di combustione

II processo di combustione di uno o più combustibili fossili sta alla base della tecnologia realizzativa dei grossi impianti di generazione, dove lo scopo ultimo è quello di produrre vapore quale fluido energetico per la successiva conversione dell'energia termica in energia meccanica ed elettrica. Tale processo può avvenire normalmente all'interno di una caldaia o in altri casi in generatori di vapore con l'utilizzo dell'energia termica come residuo di altri processi.

La combustione può essere definita come una rapida reazione chimica che coinvolge l'ossigeno ed alcuni elementi normalmente presenti in un combustibile, normalmente carbonio ed idrogeno, in misura molto meno significativa lo zolfo.

Il Carbonio e l'Idrogeno reagiscono con l'Ossigeno presente nell'aria secondo le seguenti reazioni chimiche

$C + O2 \quad CO2$

$2H2 + O2 \quad 2\ H2O$

Le reazioni di combustione sono esotermiche, avvengono ad alta temperatura ed il calore liberato varia tra 32.800 kJ/kg e 142.700 kJ/kg, a seconda che venga utilizzato solo carbonio o solo idrogeno rispettivamente. L'energia prodotta dai combustibili fossili, non può essere calcolata solo dalla somma delle energie contenute nel carbonio e nell'idrogeno, ma deve essere considerata anche l'energia chimica delle formazioni molecolari presenti e dagli altri elementi che possono contribuire alla quantità totale di calore rilasciato.

Poiché il processo di combustione libera acqua in forma gassosa, quella contenuta nel combustibile riduce la quantità di calore trasferibile, utile per la produzione del vapore. A tale proposito si definisce Potere Calorifico Inferiore (PCI) e superiore (PCS) di un combustibile (riferito all'unità di peso, in kg, o di volume, in m3) il calore sviluppato durante la combustione quando l'acqua formata è allo stato liquido o vapore, rispettivamente. Nella pratica ha maggior interesse il PCI perché i prodotti della combustione sono caldi, con l'acqua allo stato vapore, mentre la determinazione sperimentale fornisce normalmente il PCS.

L'obiettivo di una combustione efficiente è quello di rilasciare il calore disponibile minimizzando le instabilità, per eccessiva o impropria aerodinamica dei fluidi in gioco. La combustione degli elementi e dei composti di un combustibile con l'ossigeno richiede una temperatura sufficientemente elevata per innescare la reazione (che può essere una scintilla, o una sorgente calda), unita a condizioni di miscelamento idonee e per tempi sufficientemente lunghi per la completa combustione.

In una caldaia (dove non si produce lavoro meccanico) l'energia termica di conversione degli elementi combustibili con l'ossigeno dipende dai prodotti finali, non dai composti intermedi che si formano durante il processo. Una semplice dimostrazione di questa legge è la combustione di 1 kg di carbonio con l'ossigeno. La reazione può avvenire in una sola fase, con la formazione di produrre CO2, o in due fasi, una prima con la formazione di CO, che produce una minore quantità di calore, ed una seconda per produrre CO2. Comunque la somma del calore rilasciato nelle due fasi è la stessa dei 32800 kJ/kg ottenuti nella combustione in fase singola.

Le modalità di reazione del carbonio e ossigeno sono di fondamentale importanza nel progetto del componente dove risiede il processo: deve essere perseguito l'obiettivo del completo

miscelamento del combustibile con l'ossigeno per formare solo CO2. Il non raggiungimento di questo requisito comporta sensibili perdite, sia nella quantità di calore liberato (e nell'efficienza di combustione) che nell'aumento della produzione d'inquinanti. Infatti, ad esempio, con la formazione di CO anziché CO2, solo il 28% del calore teoricamente disponibile, sarebbe rilasciato.

Allo scopo di massimizzare l'energia termica, il processo di combustione dovrà risultare completo: con una quantità in eccesso o in difetto, rispetto all'aria stechiometrica, non si raggiunge l'obiettivo.

Per conoscere in pratica, con sufficiente approssimazione, il volume di aria necessario da un combustibile, si possono considerare come normali costituenti il carbonio, l'idrogeno e trascurare gli altri elementi, come lo zolfo, normalmente presente in quantità trascurabili. Il volume di aria teorico VT (a 0°C e 760 mmHg) necessario per la combustione di 1 kg di combustibile che contiene C kg di carbonio e H kg di idrogeno e O kg di ossigeno, si ottiene in m3, la seguente formula:

VT = 108 (C/12+H/4-O/32)

Tale valore comunque è del tutto teorico in quanto occorre tener conto delle geometrie in gioco che influenzano grandemente il processo.

Nelle combustioni industriali realizzate con combustibili gassosi riesce abbastanza facile controllare le proporzioni tra portate di combustibile e di aria comburente, in modo da essere in condizioni stechiometriche; in altri casi è più opportuno avere delle condizioni di combustione povera (con eccesso d'aria) per rispettare i limiti delle emissioni di inquinanti.

Alcuni parametri sono indicativi per caratterizzare il processo di combustione, tipicamente:

- temperatura di accensione: temperatura alla quale deve essere portata la miscela ariacombustibile perché possa bruciare. Questo parametro dipende da vari fattori quali la pressione, le modalità di riscaldamento e, per combustibili solidi, dalla loro granulometria.

- velocità di accensione: è molto importante per combustibili gassosi o vaporizzabili poiché è sinonimo della velocità di reazione chimica del combustibile. Se ne può rilevare l'importanza che per esempio da questa dipende il dimensionamento della camera di combustione di un motore a scoppio o nel caso di un comune ugello gas, dove la fiamma risulterà aderente all'ugello stesso solo se la velocità di uscita è inferiore a quella di accensione; in caso contrario la fiamma si stacca dalla bocca dell'ugello e si spegne.

- limiti di infiammabilità: una miscela gassosa non può accendersi qualunque sia la sua composizione. Per ogni combustibile esistono due limiti, inferiore e superiore, che delimitano il campo al di fuori del quale la miscela non si accende. Oltre che alla composizione, i limiti di infiammabilità dipendono da molteplici altri fattori quali la temperatura e la pressione, dalla forma dell'ambiente in cui sono contenuti e dalle modalità di accensione.

3.2 Tecnologie dei processi di generazione

Il paragrafo descrive i più comuni processi industriali per grossi impianti di generazione di energia elettrica, basati sul processo di combustione di combustibili fossili, compresi i materiali e componenti comunemente utilizzati.

La scelta del sistema o processo utilizzato dipende da molteplici parametri come la modalità di esercizio (di base o di punta), la disponibilità di un certo tipo di combustibile, la richiesta di energia del parco di generazione esistente. Laddove richiesto, il processo di combustione

potrebbe integrarsi con altri processi e sistemi ausiliari, quali quelli di controllo degli inquinanti, la movimentazione e la pulizia del combustibile.

3.2.1 Impianti di generazione con caldaia a vapore

Il processo di generazione d'energia elettrica basato sul ciclo a vapore si articola sostanzialmente in quattro sottoprocessi: riscaldamento (la combustione in caldaia per produrre vapore), il sistema vapore (per il trasporto del vapore in turbina), l'espansione del vapore in turbina (Figura 2) e il raffreddamento finale nel condensatore.

Figura 2: omissis.

Il calore prodotto per combustione all'interno della caldaia genera vapore all'interno dei banchi tubieri che costituiscono la caldaia, sia lungo le pareti, che nella parte superiore (convettiva). Il refluo del processo di combustione sono fumi e ceneri.

Il vapore ad alta pressione e temperatura arriva in turbina, come mostrato schematicamente in Figura 3. All'uscita si trova il condensatore, mantenuto a bassa pressione e temperatura. La differenza tra le condizioni energetiche all'ingresso ed all'uscita della turbina a vapore determinano la potenza prodotta all'asse e di conseguenza la potenza elettrica del generatore.

Figura 3: omissis.

Il rendimento termico teorico dell'unità, dipende dalle condizioni di pressione e temperatura presenti nella caldaia e nel condensatore.

Il vapore a bassa pressione uscente dalla turbina entra nel lato mantello del condensatore ed è condensato dall'acqua di raffreddamento, a bassa temperatura, che circola all'interno dei tubi: il condensatore è un componente essenziale nel ciclo d'impianto determinando il minimo livello di pressione del vapore esaurito. Il condensato ritorna in caldaia spinto dalla pompa acqua alimento dove ripete il ciclo descritto.

Una portata costante di acqua di raffreddamento a bassa temperatura nei tubi del condensatore è necessaria a mantenere il lato mantello ad una bassa pressione, per garantire un'efficiente produzione di energia elettrica. Attraverso il processo di condensazione, l'acqua di raffreddamento incrementa la sua temperatura: se il circuito è di tipo aperto l'acqua calda ritorna all'ambiente da cui è stata prelevata, altrimenti, con un circuito chiuso, è ricircolata attraverso le torri di raffreddamento dove il calore è ceduto all'aria per evaporazione e/o cessione del calore sensibile. In quest'ultimo caso sono necessari dei piccoli reintegri d'acqua, per compensare gli spurghi, periodici o continui, necessari ad evitare l'accumulo di particelle solide. Rispetto ai sistemi a ciclo aperto, quelli con ricircolazione utilizzano circa 1/20 della portata d'acqua totale.

Caldaia

In generale nel parco termoelettrico italiano sono normalmente disponibili ed esercite tre tipologie di caldaie: a circolazione naturale, a circolazione forzata e ad attraversamento forzato (once-through o Benson, che detengono circa il 70% mercato mondiale. In Figura 4 sono illustrate le principali differenze concettuali tra caldaia a circolazione naturale e Benson.

Figura 4: Schema del principio di funzionamento dalla caldaia a circolazione naturale e a circolazione forzata: omissis.

Nelle caldaie a circolazione naturale, la circolazione d'acqua avviene per la diversa densità del vapore e della miscela acqua-vapore nei tubi interni di salita ed esterni di discesa rispettivamente. Nei moderni impianti di combustione questa soluzione non è tra le più efficienti;

per ottenere maggiori portate di vapore sono state utilizzate caldaie a circolazione forzata (sull'evaporatore) e Benson. I vantaggi di quest'ultima si possono riassumere in :

- la produzione di vapore è possibile con ogni pressione;

- si raggiunge il rendimento massimo con condizioni di vapore supercritico;

- rendimenti elevati anche ai carichi parziali;

- brevi tempi di avviamento;

- esercizio a pressione variabile con rapidi transitori di carico;

- adatta per tutti i combustibili disponibili sul mercato.

Componenti di caldaia

La caldaia è costituita da economizzatore, evaporatore, surriscaldatore e risurriscaldatore.

- Economizzatore: qui l'acqua di alimento viene preriscaldata dai fumi ancora caldi, fino a circa 10°C al di sotto della temperatura di saturazione. Per questo è il primo scambiatore che risulta investito dai fumi a più bassa temperatura, quindi si trova all'uscita di caldaia.

- Evaporatore: con la reazione esotermica tra ossigeno e combustibile che avviene nella camera di combustione della caldaia, si ha la cessione di calore all'acqua di circolazione presente all'interno di tubi disposti sulle pareti (verticalmente o elicoidalmente): il completamento della trasformazione dell'acqua dallo stato liquido a quello vapore avviene nell'evaporatore, raggiungendo la temperatura di saturazione per pressioni sottocritiche o surriscaldata per condizioni supercritiche (pressione superiore al valore corrispondente al punto critico nel diagramma acqua-vapore). In quest'ultimo caso il passaggio avviene senza variazione del volume specifico, solo un picco nella capacità termica sta ad indicare la discontinuità del fluido.

- Surriscaldatore: in questa parte della caldaia si sfruttano i fumi a temperatura più elevata per produrre vapore surriscaldato, cioè ad una temperatura maggiore della temperatura di saturazione a quella pressione. Tale alto valore favorisce il salto di pressione attraverso la turbina, evitando la condensazione del vapore nello stadio di alta pressione. Una parte di quello che attraversa la turbina è estratto per preriscaldare l'acqua alimento.

- Risurriscaldatore: il vapore che ha già subito un'espansione parziale in turbina, viene riportato alle condizioni di alta temperatura per poter estrarre ulteriore lavoro utile e migliorare il rendimento nella successiva espansione negli stadi di media e bassa pressione della turbina.

Turbina a vapore

Nella turbina l'energia termica del vapore ad alta pressione e temperatura prodotto in caldaia viene convertita in energia meccanica per rotazione della macchina. Poiché l'albero di turbina è collegata rigidamente con il rotore dell'alternatore, l'energia meccanica viene così trasferita e convertita in energia elettrica. Durante l'espansione la temperatura e la pressione del vapore diminuiscono, nei moderni impianti da circa 300 bar a circa 30 mbar; a causa dell'elevato salto di pressione l'espansione è articolata in più stadi: alta pressione (AP), Media pressione (MP) e bassa pressione (BP).

Condensatore

II vapore all'uscita della turbina, privato del suo contenuto energetico utilizzabile

meccanicamente, entra direttamente al condensatore dove subisce la trasformazione finale passando da condizioni sature (miscela di acqua e vapore) allo stato liquido. Sistemi efficaci di condensazione, dipendenti dalla temperatura del fluido refrigerante, consentono di ridurre la pressione al di sotto di quella atmosferica (fino a 0.025 bar assoluti) Ciò permette di massimizzare la potenza meccanica estraibile dall'espansione del vapore in turbina.

Sistema di raffreddamento

II calore latente viene trasferito all'acqua di raffreddamento del condensatore, che scorre nel lato tubi e ceduto all'ambiente: al fiume o al mare nel caso di circuito di aperto o alle torri di raffreddamento (e da qui, per evaporazione, all'aria) nel caso di ciclo chiuso.

3.2.2 Impianti di generazione a letto fluido

La combustione a letto fluido negli impianti di generazione è apparsa negli ultimi anni, una valida alternativa agli impianti tradizionali, con caldaie alimentate a polverino di carbone, potendo utilizzare miscele di combustibili eterogenei, anche di derivazione biologica, meno pregiati, difficili da trattare, con alto contenuto di ceneri, di zolfo e di alcali. Le particelle solide che partecipano al processo sono di dimensioni grossolane, normalmente tra 0.1 e 0.6 mm, costituite, oltre che da combustibile e cenere, anche da calcare e sabbia.

L'espressione letto fluido sta ad indicare che le particelle sono mantenute sospese dal gas fluidizzante, in quantità tale che la densità media della sospensione è notevolmente superiore a quella del solo gas.

Una tipica configurazione del letto fluido circolante comprende un reattore (riser), geometricamente sviluppato in altezza per garantire un tempo minimo di residenza per la reazione di combustione, un sistema di alimentazione delle particelle di combustibile (in genere posto vicino al fondo del reattore), una portata di gas verso l'alto in grado di trascinare le particelle verso la parte alta del reattore, ed un sistema (normalmente ciclone) per separare le particelle solide dai fumi di scarico all'atmosfera. Queste, così separate, sono quindi reintrodotte nel fondo del reattore a completare la combustione. Il termine circolante, con il quale viene individuato questo tipo di reattore, sta a sottolineare come il sistema di separatore dei solidi e di reintroduzione sono componenti essenziali della configurazione della caldaia. La gran quantità di solidi presenti nel reattore costituisce un volano termico in grado di cautelarsi contro repentine variazioni della temperatura di esercizio. Inoltre la turbolenza del processo e della sospensione solida trascinata favorisce una uniformità di temperatura all'interno di tutto il reattore. La combustione delle particelle solide avviene su tutta l'altezza del reattore; l'aria comburente è immessa in parte al di sotto di una piastra distributrice sul fondo del reattore ed in parte a differenti quote lungo l'altezza, per favorire una regolazione puntuale della temperatura tra 800 e 950°C, favorendo la cattura dello zolfo e minimizzando la formazione degli ossidi di azoto. La presenza di elevate concentrazioni di solidi in sospensioni nella corrente di gas favorisce elevati coefficienti di scambio termico e scambio di materia fra solidi e gas e fra la corrente fluida e le pareti del reattore. Il ricircolo di parte dei solidi (comprese le particelle combustibili ancora non completamente bruciate) garantisce maggiori tempi di residenza, sufficienti ad ottenere una elevata efficienza di combustione.

La desolforazione dei fumi viene effettuata all'interno della camera di combustione, introducendo con il combustibile anche reagenti, come calcare o dolomite; i solidi circolanti sono in definitiva costituiti da ceneri, sorbente calcinato o spento, incombusti, sabbia o altro materiale inerte che vanno a formare il «letto.».

Il reattore a letto fluido è l'equivalente della caldaia dei cicli tradizionali, quindi normalmente accoppiato ad un ciclo a vapore: il calore viene ceduto sia nel loop primario, attraverso le pareti della camera di combustione (rivestite di tubi) e prima della reimmissione nella caldaia, sia per convezione, all'uscita dei fumi dal ciclone.

Tanto più efficace risulta il ciclone, tanto migliore è la separazione delle particelle dai fumi, tanto più i prodotti intermedi della combustione come le sostanze catramose che si formano, rimangono in caldaia fino alla completa combustione.

Le superfìci di scambio termico possono risultare soggette a erosione e corrosione: l'effetto è tanto più marcato quanto maggiore è l'alternanza dell'atmosfera ossidante o riducente, cioè della maggiore o minore quantità di aria presente. Per questa ragione i fasci tubieri di scambio termico localizzati nella zona ossidante, sono anche quelli maggiormente resistenti a questi effetti.

Figura 5: Schema del letto ricircolante: omissis.

3.2.3 Impianti di generazione con turbine a gas

Le turbine a gas sono macchine che operano con un ciclo funzionale del tutto analogo a quello di un ciclo Diesel, con la sola differenza che la compressione dell'aria, il flusso di combustibile e l'espansione dei gas combusti avvengono con continuità in un organo rotante anziché in un cilindro a stantuffo. L'eliminazione delle masse in moto alternativo costituisce uno dei pregi fondamentali di questa macchina, consentendo di raggiungere elevate potenze. A differenza della turbina a vapore, parte della potenza sviluppata è utilizzata per azionare un compressore che innalza la pressione dell'aria comburente per il miscelamento con il combustibile in camera di combustione. Tanto maggiore è la compressione, tanto più elevata è la temperatura di scarico della turbina ed il rendimento di conversione.

Nella configurazione base questa macchina non ha né una caldaia, né un ciclo termico come la turbina a vapore, cosicché ha un ridotto costo capitale. Per applicazioni nei grossi impianti di generazione dell'ENEL, le turbine a gas a ciclo semplice sono chiamate a svolgere tipicamente un servizio di punta, dove sono necessari frequenti avviamenti e fermate.

3.2.4 Impianti di generazione con ciclo combinato

I cicli combinati rappresentano una categoria di impianti in cui alla generazione di potenza sono preposte sia le turbine a vapore che le turbine a gas. Nel parco di produzione italiano sono sostanzialmente presenti due tipi di cicli combinati:

- cicli ripotenziati;

- turbine a gas con generatore di vapore a recupero.

II primo tipo deriva dal ripotenziamento delle centrali di generazione tradizionali, dove il preriscaldamento dell'acqua di alimento del ciclo termico è effettuato in uno scambiatore recuperatore utilizzando i fumi di scarico della turbina a gas, anziché attraverso il prelievo di una parte del vapore dalla turbina: in questo modo è stato possibile avere, per lo stesso sito, un incremento sia della potenza installata (per le turbine a gas installate) che per la maggiore potenza ricavata dalla turbina a vapore (per la minore quantità di vapore estratta durante l'espansione), sia per l'incremento di rendimento del ciclo complessivo.

La seconda configurazione è relativa agli impianti di più recente costruzione, dove l'incremento della potenza delle turbine a gas ha favorito la soluzione con turbina a vapore che segue il carico stabilito dalla prima. Il ciclo prevede che i fumi prodotti dalla combustione, dopo l'espansione nella turbina a gas, attraversino un generatore di vapore a recupero (a uno o più livelli di pressione), in grado di produrre vapore da far espandere nella turbina, per produrre ulteriore potenza elettrica. Il ciclo a vapore si completa in modo tradizionale con un condensatore con il suo circuito di smaltimento del calore. Questa combinazione, per gli alti rendimenti delle turbine a gas dell'ultima generazione, consente di raggiungere in assoluto i migliori rendimenti degli impianti di generazione in Italia.

3.2.5 Impianti di cogenerazione

La cogenerazione (Combined Heat and Power, CHP) è la combinazione di sistemi destinati alla produzione contemporanea di energia elettrica ed energia termica, quindi costituisce una tecnologia che consente di incrementare l'efficienza complessiva di un sistema di conversione di energia. Concentrando in un unico impianto la produzione di energia elettrica e la produzione di calore, con la cogenerazione si sfrutta in modo ottimale l'energia primaria del combustibile: la frazione di energia a temperatura più alta viene convertita in energia pregiata (elettrica) e quella a temperatura più bassa, invece di essere dissipata nell'ambiente come calore di scarto, viene resa disponibile per le applicazioni termiche più appropriate. Rispetto alla produzione separata delle stesse quantità di energia elettrica e calore la produzione combinata comporta quindi un risparmio economico in relazione al minor consumo di combustibile. Inoltre viene ridotto il rilascio di calore residuo nell'ambiente. In termini pratici la tecnologia di cogenerazione può essere classificata a seconda che il prodotto finale privilegiato sia energia elettrica o termica. Nel primo caso l'utilizzo del combustibile è finalizzato alla produzione di energia elettrica, con una caldaia o con turbina a gas, ed il calore di risulta è usato per processi industriali.

In Tabella 12 sono riportati i contributi dei vari stati membri dell'EU nel 1998 come potenza elettrica prodotta da impianti CHP e le percentuali di energia termica e totale prodotta.

Stato	Energia da CHP (GWh)	Energia termica(%)	En.elettrica totale(%)
Belgio	3410	9,6	4,1
Danimarca	25591	66,9	62,3
Germania	41770	11,3	7,5
Grecia	981	2,3	2,1
Spagna	21916	22,2	11,2
Francia	12660	22,7	2,5
Irlanda	404	2,0	1,9
Italia	44856	21,6	17,3
Lussemburgo	320	87,7	22,5
Olanda	47835	55,4	52,6
Austria	14268	76,2	24,8
Portogallo	3288	12,8	8,4
Finlandia	25128	75,6	35,8
Svezia	9544	95,5	6,0
Regno Unito	18644	7,4	5,2
EU_15	270615	21,0	10,9

Tabella 12 - (Rif. BREF Draft Marzo 2003 - Eurostat 2001)

3.3 Rendimento dell'impianto di generazione

Ci sono diversi modi per descrivere il rendimento di un processo di generazione basato sulla

combustione. Al fine di permetterne confronti, sono stati predisposti un gran numero di standard, nazionali ed internazionali in grado di stabilire le prove di accettazione e le misure da effettuare per calcolare il rendimento dell'impianto.

Per gli impianti di generazione il rendimento deve intendersi come riferito ad un certo carico elettrico disponibile, nelle condizioni di esercizio normale, cioè quando l'impianto viene esercito giornalmente nelle condizioni richieste. In tal caso il rendimento è calcolato in base ai valori medi misurati e registrati su un certo intervallo di tempo.

3.3.1 Rendimento di Carnot

II rendimento (o fattore) di Carnot di un processo termico è la misura della qualità della conversione del calore in lavoro e rappresenta il massimo rendimento di conversione ottenibile tra due livelli di temperatura. Questo valore può essere scritto come:

$Nc = 1 - To/T$

dove To è la temperatura ambiente (in K) e T la temperatura (in K) a cui il calore è disponibile. In Figura 6 è mostrato il confronto tra il rendimento ideale di Carnot con quelli raggiunti attraverso le tecnologie di combustione attualmente presenti.

Figura 6: Confronto tra rendimento ideale di Carnot e quelli raggiunti attraverso le tecnologie di combustione attualmente presenti: omissis.

3.3.2 Rendimento termico

La definizione di rendimento termico si riferisce all'effettivo ciclo dell'impianto di generazione ed è definito come il rapporto tra la potenza meccanica utile prodotta e la potenza termica trasferita al fluido di processo del ciclo. In base a ciò la potenza meccanica utile è la potenza meccanica prodotta all'albero di turbina, al netto della potenza meccanica fornita al ciclo dalle pompe (di estrazione condensato, ecc.).

In questo bilancio la pompa acqua di alimento, se azionata dal vapore spillato dalla turbina a vapore, non viene considerata, mentre compare a tutti gli effetti se azionata da un motore elettrico, quindi con un equivalente meccanico in ingresso al ciclo termodinamico. Il calore trasferito al processo è quello trasferito al ciclo acqua-vapore.

Nel caso di un ciclo combinato con turbina a gas ed a vapore, la potenza meccanica utile è la somma delle singole potenze meccaniche delle turbine, ancora quando la pompa acqua alimento è azionata da una turbina alimentata con vapore spillato, meno la potenza meccanica della motopompa estrazione del condensato. Anche in questo caso, qualora la pompa acqua alimento fosse comandata da un motore elettrico, la potenza meccanica viene diminuita della quota corrispondente alla potenza meccanica della pompa acqua alimento. Il calore trasferito al ciclo di processo, in questo caso, è uguale al solo calore fornito all'aria nella camera di combustione della turbina a gas.

3.3.3 Rendimento di unità

La definizione di rendimento d'unità fa riferimento al ciclo d'impianto come illustrato in Figura 7. Fisicamente rappresenta il rapporto tra la potenza elettrica netta prodotta, misurata sui morsetti di alta tensione del trasformatore principale, e l'energia fornita con il combustibile.

Figura 7: trasferimento di energia in un impianto termico: omissis.

3.3.4 Exergia ed efficienza energetica

Secondo le leggi della termodinamica, l'elettricità può essere sempre totalmente convertita in calore, mentre non sempre è possibile il processo inverso. Ciò vuol dire anche che l'elettricità è una forma di energia più pregiata del calore; inoltre, poiché a temperatura maggiore il calore contiene una quota superiore di energia convertibile, che non a temperatura minore, la qualità del primo è superiore rispetto al secondo, a minor temperatura. In sostanza i metodi della termodinamica classica, come i bilanci termici, possono non essere sufficienti a risolvere tutti i tipi di problemi, in particolare per l'ottimizzazione e contabilità energetica degli impianti e dei cicli termodinamici. Da qui l'esigenza di introdurre la nuova variabile, exergia, che esprime in termini qualitativi il grado di convertibilità dell'energia disponibile. Infatti, è definita come la massima quantità di lavoro che si può ottenere da una certa quantità di calore, quando viene preso lo stato ambiente come stato di riferimento della sorgente termica inferiore. La differenza con quanto riportato nel 3.3.1 sta nel fatto che in questo caso è definito uno stato finale come riferimento, mentre, nell'altro, questo può avere un livello energetico qualsiasi.

La quantificazione può essere fatta attraverso il Fattore di Qualità (Quality Factor, QF) che fornisce la frazione di exergia di una certa quantità di energia in una certa forma. Così definito il fattore di qualità per la potenza elettrica e meccanica è 1, mentre per la potenza termica dipende dalla temperatura alla quale il calore è disponibile. Ricordando quanto riportato al par. 3.3.1, il QF termico non è altro che il fattore di Carnot tra lo stato iniziale e quello di riferimento. Ovviamente tale valore è sempre minore di 1, divenendo nullo a temperatura ambiente.

Applicando questo parametro nel quadro di un bilancio globale del processo, sia all'energia di ingresso (Eningresso) che all'energia utile (Enutile_uscita), è possibile calcolare l'efficienza exergetica del processo, che risulta espresso come:

Un confronto tra rendimento energetico ed exergetico, con questa metodologia, è illustrato nella Figura 8, mentre l'analogo confronto tra differenti impianti di generazione basati sulla combustione è riportato in Tabella 13.

Figura 8: confronto tra rendimento energetico e exergetico: omissis.

Tabella 13: omissis.

3.3.5 Dipendenza tra rendimento e aspetti ambientali

Si è visto come da un punto di vista termodinamico la sorgente più fredda condizioni il rendimento del processo produttivo. A tal fine è interessante osservare come le grandezze climatiche influenzino i valori di rendimento.

Si tenga inoltre presente che oggi in Italia, al fine di risparmiare la risorsa idrica normalmente utilizzata per la condensazione del vapore degli impianti termoelettrici, si costruiscono sempre più frequentemente impianti (centrali) con sistemi di condensazione ad aria e conseguentemente il rendimento viene ulteriormente penalizzato.

Nella tabella che segue sono riportate, a titolo di esempio, le variazioni di efficienza di uno stesso processo produttivo in funzione delle caratteristiche climatiche del sito, con riguardo a differenti aree europee. E' evidente come analoghe osservazioni possano essere operate per le aree geografiche italiane.

Tabella 14: variazioni di efficienza di uno stesso processo produttivo in funzione delle caratteristiche climatiche del sito: omissis.

3.3.6 Perdite di rendimento negli impianti di combustione

Durante il processo di trasferimento al fluido vettore (vapore) dell'energia termica risultante dal processo di combustione una parte di questa viene perduta attraverso i gas di scarico. Le perdite totali dipendono da molteplici parametri quali il tipo di combustibile (contenuto di acqua e ceneri, dal potere calorifico, ...), il rapporto aria-combustibile, la temperatura di uscita dei gas, le modalità di esercizio del generatore di vapore. Le perdite di calore dal generatore di vapore possono essere classificate come:

- perdite con i gas di scarico, che dipendono dalla temperatura finale dei gas, rapporto ariacombustibile, composizione del combustibile e dal grado di sporcamento dei fasci tubieri;

- perdite attraverso combustibile non bruciato, la cui energia chimica non è convertita in calore (la combustione incompleta causa presenza di CO ed idrocarburi nei fumi);

- perdite attraverso materiale incombusto nei residui come ceneri pesanti e volatili;

- perdite per convezione e irraggiamento, che dipendono principalmente dalla qualità dell'isolamento della caldaia.

Oltre a queste, occorre tenere conto anche dei consumi di energia per esercizio delle apparecchiature ausiliarie dell'impianto, come trasporto del combustibile, mulini del carbone, pompe e ventilatori, sistemi di estrazione della cenere, pulizia dei fasci tubieri.

Una combustione scadente diminuisce la resa economica, aumenta l'impatto ambientale e può compromettere la sicurezza dell'impianto. Alcuni parametri che influenzano più di altri la vita dell'impianto e sono monitorati per mantenere l'efficienza al massimo livello, sono:

- composizione del combustibile;

- granulometria del macinato;

- composizione dei fumi;

- portata dell'aria comburente e dei fumi;

- perdite d'aria nel combustore;

- sporcamento della caldaia;

- temperatura dell'aria e dei fumi;

- distribuzione di temperatura all'interno della caldaia;

- riduzione del tiraggio;

- profilo della fiamma;

- quantità di incombusti prodotti.

3.3.7 Tematiche per il miglioramento del rendimento nei grossi impianti di combustione

- Combustione

II combustibile è miscelato in aria e bruciato nella caldaia. Non è possibile ottenere e mantenere un mix ideale d'aria e combustibile, perciò si rende normalmente necessaria una maggiore quantità di aria rispetto a quella stechiometrica; inoltre una parte del combustibile non brucia

completamente. La temperatura dei fumi in uscita deve essere mantenuta abbastanza alta per prevenire la condensazione delle sostanze acide lungo le superfici scaldanti.

- Incombusti nella cenere

L'ottimizzazione della combustione porta a minori quantità di incombusti nelle ceneri. Occorre notare che le tecnologie di abbattimento degli NOX attraverso la combustione porta tuttavia ad un incremento degli incombusti. Ciò potrebbe peggiorare la qualità delle ceneri volatili e rendere difficile la loro utilizzazione in applicazioni civili, dove occorre il rispetto di requisiti standard nazionali ed europei.

- Eccesso d'aria

La quantità dell'aria in eccesso dipende dal tipo di caldaia e dalla natura del combustibile, tipicamente è richiesta un eccesso del 15-20% per caldaie alimentate a polverino di carbone. Per ragioni di qualità della combustione, relativa alla formazione di CO e di incombusti, e per ragioni di corrosione e sicurezza (esplosione in caldaia), non è possibile ridurre l'eccesso d'aria oltre a determinati livelli.

- Vapore

I parametri più importanti per incrementare il rendimento dell'impianto sono la pressione e la temperatura del vapore. Nei moderni impianti di generazione, il vapore già parzialmente espanso in turbina ad alta pressione, viene ulteriormente riscaldato negli stadi di risurriscaldamento. Tali parametri termodinamici (pressione e temperatura) definiscono le caratteristiche di progetto dell'impianto e la loro variazione deve essere contenuta all'interno di intervalli piuttosto ridotti.

- Temperatura fumi

La temperatura dei fumi uscenti dalla caldaia varia tradizionalmente tra 120° e 220°C e dipende essenzialmente dal tipo di impianto utilizzato.

- Vuoto al condensatore

Dopo aver completato l'espansione nel corpo di bassa pressione della turbina, il vapore è condensato nel condensatore cedendo il calore residuo al sistema di raffreddamento: allo scopo di garantire il massimo salto di pressione alla turbina, è conveniente aumentare il vuoto ai valori più spinti. In generale il grado di vuoto è subordinato alla temperatura dell'acqua di raffreddamento, minore per sistemi a circolazione forzata di quelli con torre di raffreddamento. Ove disponibile, la refrigerazione con acqua è normalmente quella preferibile.

- Esercizio a pressione costante e variabile.

Nell'esercizio a pressione costante, la pressione all'ingresso turbina è mantenuta costante a tutti i carichi, variando l'area di passaggio del vapore all'ingresso turbina. Nell'esercizio a pressione variabile, con l'area di ingresso turbina mantenuta costante al massimo grado di apertura, la potenza è regolata variando la pressione a monte della turbina.

- Preriscaldamento del condensato e dell'acqua alimento

II condensato uscente dal condensatore e l'acqua di alimento alla caldaia sono riscaldati a valori di temperatura di poco inferiori alla temperatura di saturazione del vapore estratto. L'energia termica proveniente dal processo di condensazione così rimane nel sistema, riducendo la quantità di calore da rimuovere al condensatore e migliorando il rendimento.

- Cogenerazione (CHP)

La generazione combinata di calore (vapore di processo o calore urbano) e energia elettrica aumenta il rendimento del combustibile, a circa 70-90%.

Le varie azioni di ottimizzazione adottate per migliorare il rendimento dell'impianto di generazione tra il 1993 e 2000, che hanno portato a una riduzione delle emissioni di CO2 pari a 11.0 Mtonn/anno, sono illustrate in Figura 9

Figura 9: ottimizzazioni di rendimento dell'impianto tra 1993-2000: omissis.

4 DESCRIZIONI DELLE ANALISI ELABORATE IN AMBITO COMUNITARIO PER LA INDIVIDUAZIONE DELLE MTD, CON PARTICOLARE RIFERIMENTO, OVE DISPONIBILI, ALLE CONCLUSIONI DEL BREF LARGE COMBUSTION PLANTS

4.1 Combustibili gassosi

I combustibili gassosi utilizzati nei grandi impianti di combustione sono essenzialmente il gas naturale, i gas siderurgici ed i gas di sintesi.

La Tabella 15 presenta alcune caratteristiche dei combustibili gassosi utilizzati in grandi impianti di combustione (la Tabella è tratta dal BAT REFERENCE DOCUMENT).

Tabella 15: omissis.

4.2 Grandi impianti di combustione alimentati a gas naturale

II gas naturale è un combustibile pulito che non dà luogo ad emissioni di SO2 o di materiale particolato.

Le emissioni di CO2 derivanti dalla combustione di gas naturale sono intrinsecamente molto più basse rispetto a quelle degli altri combustibili fossili.

II gas naturale viene fornito dai metanodotti principali e da diramazioni secondarie e prima di essere utilizzato nei grandi impianti di combustione il gas, a seconda della pressione disponibile per alimentare l'utenza, può essere ridotto di pressione in apposita stazione di decompressione o compresso con compressori.

Impianti che utilizzano combustibili gassosi sono fondamentalmente:

- turbine a gas

- generatori di vapore

- motore a gas di grossa potenza (anche se rari).

Il gas naturale ha il livello più basso di produzione specifica di CO2 tra tutti i combustibili.

4.2.1 Turbine a gas

Le turbine a gas vengono impiegate nella produzione di energia elettrica:

- Ciclo combinato per la copertura del carico elettrico di base (con possibilità di funzionare anche in assetto cogenerativo);

- Ciclo semplice per rispondere ai carichi di punta.

Le turbine a gas possono essere utilizzate anche per mechanical drive, ovvero azionano macchine operatrici tipo compressori (stazione di compressione dei gasdotti).

Si distinguono:

- turbine a gas heavy-duty o industriali, progettate e sviluppate esclusivamente per l'impiego industriale e principalmente per la produzione di energia elettrica, oggi disponibili fino a 250÷260 MWe.

- aeroderivate, oggi disponibili fino a 50 MWe circa, hanno rendimenti più elevati delle precedenti ma traggono minor vantaggio dall'adozione di cicli combinati perché hanno temperature dei gas di scarico inferiori.

Il gas naturale è il combustibile gassoso usuale per le turbine a gas ma vengono impiegati anche gas con potere calorifico basso o medio, come il gas di gassificazione del carbone, delle biomasse, i gas da impianti siderurgici e il gas di raffineria.

Il gas da bruciare in turbina deve essere il più possibile pulito, per evitare fenomeni di sporcamento o corrosione nella macchina.

La macchina «turbina a gas» è costituita da tre elementi fondamentali: compressore, combustore e turbina di espansione (o espansore); il compressore, in genere assiale, è trascinato direttamente dall'espansore, mediante collegamento meccanico (uno o più alberi). L'aria ambiente, prima di essere alimentata al compressore, viene filtrata per evitare che, dato l'elevato flusso di aria utilizzato, si abbia sporcamento delle palettature; il compressore porta il flusso di aria a 10 - 30 bar, valore quest'ultimo raggiunto nelle turbine a gas aeroderivate o nelle grandi macchine industriali di ultima generazione.

Il combustore provvede ad innalzare la temperatura del fluido gassoso; il rendimento della macchina aumenta all'aumentare della temperatura massima finale (TIT) (in uscita dal combustore e in entrata nell'espansore); questa temperatura viene in pratica limitata dai problemi di resistenza dei materiali; la combustione completamente stechiometrica porterebbe i gas combusti fino alla temperatura di 2430 °C, livello incompatibile con l'attuale tecnologia delle turbine a gas: il range di temperatura va dai 1230 ai 1430 °C (1300°C è un valore rappresentativo delle moderne unità industriali); per avere livelli termici sopportabili dal materiale la quantità di aria al combustore è notevolmente superiore, 2 - 3,5 volte quella (circa 17 Kg per Kg di metano) corrispondente alla combustione stechiometrica; per evitare che l'eccesso di aria dia luogo a condizioni di non infiammabilità della miscela gassosa, nel combustore si realizzano una zona (primaria) di combustione con rapporto quasi stechiometrico, che assicura stabilità di fiamma, seguita da una zona (secondaria) dove viene aggiunta parte dell'aria restante per completare l'ossidazione del combustibile e quindi una terza zona (di diluizione) dove l'aria viene aggiunta per ottenere i gas combusti alla temperatura desiderata per iniziare l'espansione. Dato che il flusso gassoso in ingresso nell'espansore può raggiungere temperature ben superiori alle massime temperature sopportate dai materiali utilizzati (indicativamente 800 °C per le superleghe e 550-600 °C per gli acciai altolegati) si può ricorrere dove necessario a rivestimenti per aumentare la resistenza del combustore e delle palette della turbina, ai materiali non metallici come le ceramiche, o al raffreddamento del corpo metallico della palettatura, almeno nei primi stadi dell'espansore; il raffreddamento è in genere realizzato con aria, con vapore o a film.

I materiali utilizzati per le turbine a gas possono essere divisi in tre gruppi: acciai inossidabili, leghe a base di nichel e leghe a base di cobalto; in generale i materiali utilizzati per i compressori sono gli stessi delle turbine a vapore; i materiali a base di nichel sono utilizzati tipicamente per le parti del combustore. Per le palette delle turbine vengono impiegate superleghe a base di nichel

per le loro buone proprietà meccaniche alle alte temperature, dove occorre contrastare il fenomeno dello scorrimento viscoso (creep). L'ottimizzazione di queste superleghe riguardo alla resistenza meccanica dà luogo ad una resistenza non ottimale alla corrosione, specie alle alte temperature; vengono quindi applicati rivestimenti per migliorare la resistenza alla ossidazione e alla corrosione del materiale delle palette della turbina. Anche alle palette del compressore vengono applicati rivestimenti per aumentarne la resistenza alla corrosione dato che a basse temperature la condensa e le soluzioni acide risultano corrosive.

Nella configurazione monoalbero la turbina a gas ha tutti gli stadi mossi alla stessa velocità; l'accoppiamento diretto al generatore elettrico alla velocità di 3000 RPM consente la produzione alla frequenza fissa di rete 50 Hz; la massima potenza delle turbine a gas «heavy-duty» o industriali progettate appositamente per l'impiego stazionario è limitata dalla resistenza meccanica del materiale delle palette: essa infatti limita la velocità periferica all'apice delle palette, ovvero il diametro massimo, la massima sezione frontale e la massima portata d'aria del compressore, la quale determina la potenza della turbina.

Nella configurazione bialbero, tipicamente presente nelle turbine avioderivate, la parte di turbina a bassa pressione che genera potenza può funzionare in un esteso range di velocità; la parte ad alta pressione è disaccoppiata e muove sull'altro albero il compressore.

Il gas esausto che viene scaricato dalla turbina a gas ha ancora un elevato contenuto di ossigeno (circa 15%) e può costituire il comburente per una combustione che può avvenire successivamente in una caldaia a valle.

Questa possibilità è sfruttata ad esempio per ripotenziare una caldaia esistente installando a monte di questa una turbina a gas il cui scarico alimenta, come aria di combustione, la caldaia; questa produce la maggior parte (in genere i 3/4) dell'intera potenza e si ottiene un aumento del rendimento complessivo e/o una maggiore potenzialità di cogenerazione con calore in eccesso ma a temperatura più bassa; si ottiene pure un notevole risparmio di combustibile da bruciare rispetto al caso di alimentazione di sola aria, ed infine si hanno diminuzioni consistenti di emissione di NOx.

4.2.2 Impianti a ciclo combinato

Gli impianti in ciclo combinato sono diventati sempre più numerosi e sono costituiti essenzialmente da:

- turbina a gas e relativo generatore elettrico;

- generatore di vapore a recupero (HRSG) con possibilità di ulteriori bruciatori per la post combustione;

- turbina a vapore e relativo generatore elettrico;

- condensatore del vapore scaricato dalla turbina a vapore (il fluido refrigerante può essere l'acqua o l'aria);

- sistemi ausiliari.

I fumi scaricati dalla turbina con temperature in genere comprese tra 430 e 630 °C (a seconda del tipo di turbina a gas e delle condizioni ambientali) entrano nel generatore di vapore a recupero (HRSG) dove si ha la produzione di vapore impiegato come fluido motore nella relativa turbina a vapore (ciclo di Rankine) in genere del tipo a condensazione.

Circa 1/3 della potenza dell'intero impianto è prodotta dalla turbina a vapore ed i rimanenti 2/3

essendo prodotti dalla turbina a gas e ciò consente che il rendimento del ciclo combinato è particolarmente elevato anche in virtù di questa suddivisione, data l'elevata efficienza della conversione energetica nella turbina a gas.

II generatore di vapore a recupero può avere configurazione orizzontale e quindi con circolazione naturale dell'acqua all'interno dei tubi, oppure verticale con circolazione forzata tramite pompe .

I fumi scaricati al camino del HRSG hanno ormai ceduto il calore all'acqua e quindi sono relativamente freddi, tipicamente attorno ai 100 °C, compatibilmente con l'insorgere di problemi dovuti alla condensazione di specie acide.

La possibilità di utilizzare l'elevato contenuto di ossigeno nei gas esausti scaricati dalla turbina a gas è sfruttata nei cicli combinati «fired» realizzando la post-combustione all'interno dello stesso generatore di vapore a recupero, nel quale viene quindi installato un bruciatore supplementare; si ottiene un aumento della produzione di vapore nel HRSG e quindi della potenza della turbina a vapore o maggiore disponibilità di vapore per l'utenza (funzionamento cogenerativo).

Nella configurazione industriale il ciclo combinato «fired» è utilizzato di frequente per controllare la produzione di vapore dall'HRSG in modo indipendente dall'uscita della turbina a gas.

4.2.3 Generatori di vapore o caldaie alimentate a gas

Questi generatori di vapore sono simili a quelli alimentati ad olio combustibile, infatti il combustibile gassoso viene spesso utilizzato come combustibile di riserva e di start-up per caldaie ad olio e a carbone. I bruciatori sono installati a diversi livelli e configurazioni: frontali, contrapposti, tangenziali.

Di seguito possiamo distinguere diversi generatori a seconda del loro utilizzo:

- Generatori con funzionamento continuo per produzione di vapore surriscaldato che viene inviato nella turbina a vapore per produrre energia elettrica; nelle moderne caldaie il vapore raggiunge condizioni supercritiche e con doppio risurriscaldamento si arriva a disporre di vapore a 290 bar e 580 °C.

- Generatori di vapore ausiliario per impianti termoelettrici, soprattutto quelli a ciclo combinato, dispongono di caldaie di potenzialità adeguata per fornire vapore leggermente surriscaldato a bassa pressione per l'avviamento dei gruppi, per la possibile fornitura di calore alle utenze presenti nel sito e in caso di fermata dell'impianto (manutenzione / emergenza) per il riscaldamento generale.

Caldaie alimentate con combustibile gassoso come i forni di processo che servono a riscaldare in modo diretto prodotti chimici in particolare nei processi della raffinazione del petrolio ed in applicazioni di riscaldamento industriale. In tali casi si impiegano, oltre al gas naturale, anche sottoprodotti gassosi dei vari processi.

4.2.4 Rendimenti

La tabella riporta i rendimenti di impianti nuovi o già esistenti.

I valori di rendimento delle turbine a gas sono riferiti alle condizioni ISO (15 °C; 60% u.r.; 1013 mbar), macchine nuove, pulite e che lavorano a pieno carico.

Per i cicli combinati le riduzioni di carico sono fortemente penalizzanti per il rendimento. Inoltre è da considerare il rendimento medio nell'arco di un anno, che incorpora le perdite dovute a

depositi, sporcamenti, transitori di avviamento, possono portare a valori di rendimento inferiori anche del 2% rispetto a quelli indicati nella Tabella 16.

Tabella 16: omissis

4.2.5 Abbattimento delle emissioni

La Tabella 17 riporta le possibili tecniche per l'abbattimento delle emissioni NOX, le principali emissioni legate alla combustione del gas naturale.

Infatti il gas naturale fornito è sostanzialmente privo di zolfo e di polveri, eliminate già alla produzione con trattamenti e lavaggi specifici; solo piccolissime quantità di composti dello zolfo dell'ordine di qualche parte per milione sono ammessi nei metanodotti.

Come si può notare i sistemi di abbattimento degli ossidi di azoto per turbine a gas o cicli combinati sono essenzialmente di tre tipi:

- iniezione di acqua o vapore;

- impiego di sistemi di combustione dry low Nox (DLN);

- riduzione catalitica selettiva (SCR).

L'iniezione di acqua o vapore è fatta direttamente nella camera di combustione delle turbine a gas. L'acqua, che deve avere requisiti di elevata purezza, ha una efficacia circa doppia rispetto al vapore che viene impiegato nei cicli combinati in quanto disponibile alla necessaria pressione.

Tabella 17: omissis.

L'iniezione di acqua/vapore, con rapporti rispetto al combustibile di 1÷1,2 può avere influenza sui parametri operativi della turbina e riduce la vita utile dei componenti principali (combustori, pale, ugelli) a causa di shock termici sulle superfici interessate. Gli elevati rapporti acqua/combustibile o vapore/combustibile può inoltre creare problemi di instabilità di combustione dovute a pulsazioni dinamiche della fiamma.

Ormai per molti impianti esistenti e per impianti nuovi con turbine a gas si utilizzano bruciatori Dry Low NOX.

Nell'impiego di sistemi di combustione DLN, la combustione non avviene con una fiamma diffusiva (nella quale l'apporto di comburente avviene per diffusione all'interfaccia tra combustibile ed aria) che è sostanzialmente stechiometrica, ma con una fiamma premiscelata, con rapporti di equivalenza imposto (tra 1,6 e 2) all'interno dei limiti di infiammabilità; più bassa è la temperatura di fiamma minori sono le emissioni di NOX.

L'abbattimento degli NOX può avvenire a valle della turbina mediante la tecnica della Riduzione Catalitica Selettiva (SCR). Il processo è basato sull'iniezione di ammoniaca nei gas combusti, a temperatura di 350÷380 °C su un catalizzatore a base di ossidi di vanadio o di tungsteno che ricopre una matrice ceramica a nido d'ape, da collocare in una sezione intermedia del generatore di vapore a recupero.

La conversione di turbine a gas esistenti, che adottano sistemi di abbattimento come l'iniezione di vapore, in sistemi con combustori DLN è tecnicamente possibile. Analogamente l'installazione di sistemi SCR nei cicli combinati esistenti, anche se tecnicamente fattibile, implica modifiche sostanziali del generatore di vapore a recupero (quasi il rifacimento) tale da rendere economicamente non sostenibile tale tecnica. In aggiunta all'aspetto economico bisogna

considerare la necessità di spazi, non sempre disponibile, e l'emissione dello slip di ammoniaca che comunque rappresenta un impatto a livello ambientale.

4.2.6 Livelli di emissione NOX e CO associate alle diverse tipologie d'impianto ed alle MTD

La Tabella seguente riporta gli intervalli dei livelli di emissione NOX e CO ottenibili con le relative MTD.

Riguardo alla minimizzazione delle emissioni di CO, MTD è considerata la completa combustione, da non considerare separatamente dalla riduzione dell' NOX. A tal proposito è importante notare come le emissioni di NOx e CO devono essere considerate correlate I'una all'altra, ovvero non è tecnicamente possibile avere contemporaneamente basse emissioni NOx e basse emissioni di CO. In altre parole non è possibile che i livelli di emissione di questi due parametri siano contemporaneamente prossimi all'estremo inferiore dei range riportati in Tabella 18 (omissis).

4.3 Gas siderurgici

4.3.1 Generalità

I grandi impianti di combustione possono essere alimentati da gas siderurgici, ovvero sottoprodotti del processo di produzione dell'acciaio.

Le caratteristiche di tali gas dipendono dal processo di produzione a monte e ciò impatta sulle scelte tecnologiche della loro utilizzazione, che pertanto devono essere analizzate caso per caso.

Tali gas, data la loro composizione, contengono ancora carbonio e idrogeno da ossidare in un processo di combustione per il recupero energetico (produzione di energia elettrica e/o termica).

I gas siderurgici, a seconda del processo da cui sono prodotti, possono essere raggruppati come nella Tabella 19.

Come si può notare il PCI di tali gas è notevolmente inferiore rispetto a quello del gas naturale (indicativamente 8500 kcal/Nm3). Negli impianti di combustione in cui si bruciano i gas siderurgici è indispensabile quindi avere la possibilità di integrare tali gas combustibili con gas naturale o olio combustibile al fine di:

- Mantenere nel giusto range il PCI del mix di gas combustibili (stabilità della fiamma di combustione) e quindi poter disporre del giusto margine di regolazione a fronte di variazioni di qualità o quantità dei gas siderurgici;

- poter regolare eventuali richieste di carico termico o elettrico richieste all'impianto di combustione;

- eseguire correttamente le fasi transitorie come l'avviamento dell'impianto di combustione;

Nome	Descrizione	Potere Calorifico Inferiore medio (PCI dry) kcal/Nm3
AFO	Residuo gassoso delle reazioni di riduzione del minerale di ferro che avvengono nell'altoforno per la produzione della ghisa. L'AFO viene prodotto in quantità	730÷840

	elevate rispetto agli altri gas siderurgici ed è quello che ha il più basso potere calorifico.	
LDG	Residuo gassoso prodotto dal processo di affinazione della ghisa nel cosiddetto convertitore ad ossigeno LD (l'ossigeno per mezzo di una lancia viene insufflato nella ghisa fusa contenuta nel convertitore da cui poi vengono raccolti tali gas). Può non essere presente in tutti i siti siderurgici.	1900
COG	Residuo gassoso prodotto nel processo di cokizzazione del carbone al fine di ottenere il coke metallurgico. Tale gas ha il maggior potere calorifico se comparato agli altri gas siderurgici.	4400÷4500

Tabella 19

La composizione chimica dei gas siderurgici è ovviamente diversa a seconda del tipo di processo da cui provengono:

Composizione (v/v % dry)	AFO	COG	LDG
H2	2,42	60,29	0,96
CO	22,72	5,04	69,24
N2	53,68	4,46	14,89
CH4	-	25,31	-
CO2	21,18	1,29	14,57
O2	-	0,29	0,34
C2+	-	3,32	-

Gli impianti di combustione che utilizzano gas siderurgici sono:

- generatori di vapore (caldaie)

- turbine a gas in ciclo semplice

- turbine a gas in ciclo combinato con e senza post combustione

I bruciatori impiegati in tali impianti sono quindi «bruciatori policombustibile» ed insieme al trattamento del gas rappresentano la parte impiantistica più importante dal punto di vista tecnologico.

Cicli Combinati con Turbine a Gas (CCGT)

Tipicamente i gas siderurgici subiscono uno o più trattamenti di filtrazione al fine di rimuovere il particolato in essi presente e rendere i gas idonei alla combustione in turbina a gas.

Tale operazione viene eseguita tramite elettrofiltri :

- gli elettrofiltri decatramatori per il COG sono di forma cilindrica verticale con struttura interna a nido d'ape. Il particolato costituito essenzialmente da catrame si accumula sulle pareti delle

celle del nido d'ape. Il particolato viene ciclicamente asportato dal filtro grazie a lavaggi con acqua.

- gli elettrofiltri depolveratori per LDG hanno forma di parallelepipedo con all'interno una serie di piastre perforate in modo da indirizzare il flusso di gas da trattare. Le particelle sottoposte all'azione del campo elettrico degli elettrodi (piastre piane) si ionizzano e vengono attratte dalle piastre su cui si depositano.

- gli elettrofiltri finali depolveratori a umido vengono utilizzati per trattare il mix dei gas AFO, LDG, COG e possono essere composti da più stadi di filtrazione con efficienza di filtrazione crescente.

Le acque derivanti dal trattamento dei gas siderurgici:

e) lavaggio dei decatramatori e degli elettrofiltri del gas LDG, lavaggio degli elettrofiltri finali e dei filtri del gas COKE, guardie idrauliche;

f) le condense linee gas;

g) le acque raccolte nella «vasca bassa conducibilità», provenienti dalla rigenerazione prefiltri.

confluiscono un impianto di trattamento acque reflue.

Si tratta di un impianto chimico - fisico, costituito dalle seguenti sezioni di trattamento:

- equalizzazione (con cloruro ferrico e soda);

- neutralizzazione (con soda);

- flocculazione (con polielettrolita anionico);

- decantazione + ispessimento fanghi + disidratazione fanghi;

- ossidazione (con acqua ossigenata);

- chiarificazione con filtri a sabbia;

- strippaggio con vapore + incenerimento in torcia dei gas;

- filtrazione a carboni attivi.

Nella quasi totalità, la portata di acqua dell'impianto di trattamento affluisce ad un serbatoio di accumulo e viene riutilizzata, in ciclo chiuso, per il trattamento dei gas e il reintegro delle guardie idrauliche, al fine di realizzare un risparmio idrico.

Al fine di rendere possibile la combustione dei gas siderurgici nelle turbine a gas inoltre la ricerca tecnologica si è dovuta concentrare essenzialmente sui combustori.

I normali bruciatori per GN sono stati pesantemente modificati per essere trasformati in bruciatori dual fuel (GN e mix gas siderurgici) a basso potere calorifico.

L'obiettivo primario è stato quello di ottenere:

- Una fiamma di combustione stabile che è indice di affidabilità di esercizio della macchina;

- adeguato eccesso d'aria e turbolenza all'interno del combustore al fine di ottimizzare la miscelazione dei gas combustibili a basso PCI ed ottenere emissioni di NOX e CO contenute;

- temperature di fiamma confrontabili con quelle della combustione del GN sia per limitare l'emissione di NOX che preservare la vita delle parti calde (camere di combustione, transitino pieces) della turbina a gas.

I principi fondamentali per l'abbattimento degli NOX si basano sulle temperature di fiamma più basse possibili, bassi tempi di residenza nel combustore, uniformità di temperature.

Per raggiungere tali obiettivi i metodi principali oggi utilizzati sono:

- Iniettare un diluente come acqua o vapore nella camera di combustione con fiamma diffusiva;

- premiscelare il combustibile con una parte dell'aria di combustione (combustione magra) in una zona primaria del combustore per poi far completare la combustione in una zona secondaria in presenza di fiamma. Tale tecnica prende il nome di DLN (Dry Low NOX).

Purtroppo la tecnica del DLN non è possibile adottarla per la combustione di gas siderurgici in quanto, data la presenza di idrogeno e ossido di carbonio in tali gas, si ha l'elevato rischio di formazione di miscele esplosive se si miscelasse prima con l'aria. Tra l'altro il pericolo di formazione di miscele esplosive con aria riguarda in generale tutto l'impianto e non solo la turbina a gas (gasdotti, filtri elettrostatici, etc.) per cui in tali impianti esistono i dovuti dispositivi di sicurezza per prevenire tali fenomeni.

Quindi il mix di gas combustibili e l'aria di combustione arrivano separatamente nel combustore dove avviene la combustione. L'azoto presente nel gas siderurgico, soprattutto nell'AFO (vedi sopra), svolge la funzione di inerte / diluente con un beneficio dal punto di vista dell'emissione di NOX.

Soltanto nella marcia a solo GN qualora non ci fosse la disponibilità dei gas siderurgici si utilizza l'iniezione di vapore per l'abbattimento degli NOX.

Il controllo e la regolazione del potere calorifico inferiore del mix di combustibili è quindi fondamentale. Questa operazione viene eseguita tramite l'utilizzo di calorimetri che misurano il PCI e di un miscelatore per mantenere un valore della miscela intorno a 1800 kcal/Nm3, valore quest'ultimo che consente la stabilità della combustione. Siccome il PCI dipende dalla composizione e dal mix dei gas AFO, COG, LDG, la portata di gas naturale di integrazione non può assumere un valore fisso bensì variabile; quindi l'utilizzo del gas naturale è necessario per la valorizzazione dei gas siderurgici che altrimenti non avrebbe le giuste caratteristiche per la combustione nelle turbine a gas.

I gas siderurgici che arrivano dai rispettivi reparti di produzione devono assolutamente subire il trattamento di pulizia prima di essere inviati alla combustione in turbina a gas.

Infatti essi sono saturi d'acqua e contengono polveri ed idrocarburi liquidi che devono essere eliminati al fine di evitare erosioni e corrosioni sulla palettatura mobile del compressore o della turbina oltre che per l'impatto ambientale.

Il gas siderurgico, subito dopo il trattamento di pulizia, viene compresso tramite compressori centrifughi refrigerati interstadio per poter essere immesso in camera di combustione alla pressione di circa 20 bar. L'energia richiesta per comprimere è notevole, circa 28 MW per comprimere 175.000 Nm3/h di mix gas siderurgici, e ciò comporta una fisiologica diminuzione di potenza elettrica prodotta.

I fumi di scarico della turbina a gas sono inviati ad un generatore di vapore a recupero per la produzione di vapore. Questi può essere predisposto con bruciatori per post combustione aumentabile con gas quali AFO e LDG.

Il vapore prodotto in questa sezione alimenta una turbina a vapore con spillamento di vapore per usi tecnologici.

Il rendimento elettrico netto del ciclo combinato, considerata la potenza assorbita dal compressore, è pari a 44÷46 % circa in assetto di pura condensazione ed in condizioni ISO. Tali valori sono misurati tramite performance test mentre il rendimento medio annuale è inferiore.

Per i cicli combinati le riduzioni di carico sono fortemente penalizzanti per il rendimento. Inoltre è da considerare il rendimento medio nell'arco di un anno, che incorpora le perdite dovute a depositi, sporcamenti, transitori di avviamento, possono portare a valori di rendimento inferiori anche del 2%.

Affinché venga mantenuto il massimo rendimento del ciclo combinato è necessario che la portata di alimentazione del gas combustibile sia quanto più costante (si ottimizza così l'assorbimento di potenza del compressore).

Nella realtà i gas siderurgici vengono forniti con una portata fortemente variabile in quanto dipendente dalle fasi di lavorazione dello stabilimento siderurgico.

Quindi per ottimizzare il rendimento l'impianto CCGT deve essere dimensionato per una portata minima costante di gas siderurgico ed inviare la restante parte, che sarà soggetta alle fluttuazioni, al post combustore installato nel generatore di vapore a recupero e/o ad una caldaia a fuoco tradizionale.

Generatori di vapore (caldaie)

Per ovvie ragioni logistiche ed economiche gli impianti di combustione alimentati con gas siderurgici sorgono nei pressi degli insediamenti industriali dove questi vengono prodotti.

I gasdotti trasportano quindi i gas siderurgici ad una pressione di circa 1,05 - 1,3 bar ed alimentano direttamente i bruciatori delle caldaie.

II vapore prodotto da queste caldaie viene inviato in turbine a vapore per la produzione di energia elettrica o in parte utilizzato come vapore tecnologico di processo.

I rendimenti elettrici a pura condensazione sono dell'ordine del 30÷35%.

II bruciatore policombustibile è costituito da un ugello per il mix di gas siderurgici, uno per gas naturale ed eventualmente uno spruzzatore per olio combustibile. Inoltre l'aria comburente viene regolata tramite serrande di regolazione azionate dai relativi leverismi di comando.

Gli inquinanti presenti nei fumi di combustione sono:

- polveri

- SO2

- NOX

- CO

Come è facilmente intuibile la variabilità della composizione chimica di ogni singolo gas siderurgico e la percentuale del singolo gas siderurgico nel mix di combustibile influenza pesantemente il comportamento termodinamico e cinetico della combustione e conseguentemente anche le emissioni di inquinanti nei fumi scaricati al camino.

Tale aspetto vale in generale sia che si tratti di caldaie che di turbine a gas.

Si può quindi affermare che tali impianti, sia essi CCGT che caldaie, che trasformano l'energia chimica dei gas siderurgici in energia meccanica o elettrica, rappresentino la tecnologia di riferimento per questa tipologia di gas e quindi sono da considerarsi vere e proprie MTD stanti le caratteristiche chimiche con cui questi vengono forniti.

Basti inoltre pensare che, laddove non fossero disponibili impianti idonei alla combustione dei gas siderurgici, questi sarebbero smaltiti in torcia calda.

4.3.2 Migliori tecniche disponibili (MTD)

Nella Tabella 20 sono riportate le MTD per i grandi impianti di combustione alimentati con gas siderurgici.

Tabella 20: omissis.

4.3.3 Livelli di emissioni associate alle MTD

Da tenere presente che gli impianti che utilizzano come combustibile i gas siderurgici, sono soggetti ad una ampia e continua fluttuazione sia in quantità, sia nel mix degli stessi (AFO, COG, LDG).

La combustione dei gas siderurgici deve essere sempre sostenuta da combustibili commerciali a più alto potere calorifico (gas naturale e/o olio combustibile) allo scopo di stabilizzare la fiamma in camera di combustione.

E' evidente da quanto sopra, che a fronte di una domanda di energia elettrica e termica pressoché costante dello stabilimento a cui spesso gli impianti sono asserviti, non è possibile, per contro, mantenere condizioni stabili nel mix combustibili a differenza di quanto è invece possibile fare con impianti di produzione energia che utilizzano a regime costante i soli combustibili commerciali (olio combustibile, gas naturale).

Risulta quindi tecnicamente non sostenibile la definizione ad esempio di un limite dinamico di emissione calcolabile istantaneamente come media pesata delle portate dei singoli combustibili per i rispettivi valori di emissione associate alle MTD specifiche per i singoli combustibili, dove questi ultimi derivano da MTD di impianti alimentati a condizione di regime costante ed esclusivamente alimentate con combustibili commerciali.

Oltre alle motivazioni di cui sopra, bisogna tenere presente che nel caso specifico vi è anche:

i) scarsa precisione nella misura di portata gas siderurgici nei pressi dei singoli impianti facenti parte la centrale (a differenza delle misure fiscali complessive di sito) dovuta alla fluttuazione della stessa o impossibilità tecnica di ricavare misure precise

ii) inesistenza di misure di portata di alcuni gas siderurgici nei pressi dei singoli impianti per impossibilità tecnica.

Tenendo presente che un complesso impiantistico così realizzato rappresenta comunque la tecnologia di riferimento per l'utilizzo di gas siderurgici.

II limite di emissione associato alle MTD è riportato nella tabella che segue ed è complessivo del MIX di gas siderurgici e combustibili commerciali.

I livelli di emissione sono da riferirsi alle caratteristiche chimiche del mix dei gas siderurgici e quindi non generalizzabili alla categoria gas siderurgici.

CICLO COMBINATO

Livello di emissioni NOX in mg/Nm3 (O2 rif. 15%)	Livello di emissioni CO in mg/Nm3 (O2 rif. 15%)	Livello di emissioni polveri in mg/Nm3 (O2 rif. 15%)	Livello di emissioni SO2 in mg/Nm3 (O2 rif. 15%)
30-80	10-100	5-20	20-80

GENERATORI DI VAPORE

Potenza Termica (P) (MW)	Livello di emissioni NOX in mg/Nm3 (O2 rif. 3%)	Livello di emissioni CO in mg/Nm3 (O2 rif. 3%)	Livello di emissioni polveri in mg/Nm3 (O2 rif. 3%)	Livello di emissioni SO2 in mg/Nm3 (O2 rif. 3%)
<300	300	150-250	45-50	700-1200
>300	190-200	150-250	30-45	380-420

Tabella 21

4.4 Gas di sintesi

4.4.1 Generalità

Un altro combustibile gassoso che può essere utilizzato è il gas di sintesi prodotto nei processi di ossidazione parziale in raffineria.

Nelle raffinerie i processi di distillazione separano i componenti leggeri ad alto valore di mercato (distillati) dalle frazioni più pesanti; queste ultime possono presentarsi in fase solida o semisolida (asfalto) oppure in fase liquida (oli vari o tar).

Nelle raffinerie è necessario produrre idrogeno indispensabile per i processi di idrotrattamento di prodotti intermedi, di hydrocracking e altro; per tale scopo è ampiamente utilizzata, assieme al processo di steam reforming, l'ossidazione parziale con ossigeno di un'ampia varietà di idrocarburi; la carica del processo è quasi completamente attraverso la reazione substechiometrica con ossigeno puro in presenza di vapor d'acqua, in un gas ricco di idrogeno e monossido di carbonio.

Il processo completo che porta all'ottenimento di syngas utilizzabile come combustibile per la turbina a gas è ampiamente descritto nelle linee guida sulle migliori tecniche disponibili del settore raffinerie.

E' così possibile produrre, in maniera integrata con i processi di raffineria, non solo idrogeno e gas di sintesi di base per processi chimici, calore e vapore per la raffineria, ma è conveniente produrre anche energia elettrica purificando il gas di sintesi per alimentare la turbina a gas di un

ciclo combinato (IGCC - Integrated Gasification Combined Cycle) simile a quello precedentemente descritto al 5.2.2.

La tecnologia IGCC presenta una elevata flessibilità nei confronti del tipo di combustibile utilizzato e permette di raggiungere alti rendimenti globali; si hanno inoltre basse emissioni e residui finali facilmente smaltibili.

In Italia sono stati realizzati tre impianti, per un totale di circa 1,3 GW di potenza elettrica; è inoltre in progetto per un'altra raffineria un impianto a ciclo combinato costituito da tre sezioni una delle quali sarà parzialmente alimentata con il gas di sintesi prodotto dalla gassificazione di idrocarburi pesanti.

4.5 Olio combustibile e orimulsion

4.5.1 Generalità

Le modalità di utilizzo dell'olio combustibile e dell'Orimulsion risultano analoghe a quelle per il carbone. Tali combustibili vengono infatti bruciati in caldaie che da un punto di vista funzionale risultano simili tra loro. Inoltre la combustione da luogo a prodotti (ossidi di zolfo ed azoto, particolato, etc.) che richiedono di tecniche di abbattimento simili. Tali tecniche sono riportate nel capitolo 6.

4.5.2 Movimentazione e stoccaggio dei combustibili

I combustibili liquidi sono approvvigionati tramite oleodotti, navi, autobotti, treni in funzione delle disponibilità.

I combustibili liquidi vengono stoccati in serbatoi la cui capacità varia dai 1.000 ai 100.000 m3 di tipologie costruttive differenti, dettate sia dalle dimensioni sia dalle caratteristiche dei combustibili in essi stoccati.

Tra i più diffusi si ricordano i serbatoi a tetto galleggiante, la cui geometria variabile evita il formarsi di sacche d'aria le quali potrebbero determinare situazioni pericolose.

In funzione delle caratteristiche dei materiali stoccati i serbatoi possono essere dotati di impianti per mantenere il combustibile a temperatura idonea ad un suo utilizzo / movimentazione.

La normativa in materia definisce regole molto precise per quanto riguarda le modalità di movimentazione e stoccaggio dei combustibili liquidi ed a essa si rimanda per ulteriori approfondimenti.

Caratteristiche chimiche.

Caratteristica che definisce i combustibili liquidi è il suo contenuto di zolfo. Per quanto riguarda gli oli si ricorda che una definizione molto diffusa identifica gli oli come ATZ (alto tenore di zolfo - > 2,5 %), MTZ (medio tenore di zolfo - 2,5 ÷ 1 %), BTZ (basso tenore di zolfo - 1 ÷ 0,5 %) e, più recentemente anche se impropriamente, STZ (senza tenore di zolfo - 0,5 ÷ 0,25 %).

Negli oli sono evidentemente presenti altre impurità, quali ad esempio i metalli, le quali caratterizzano le emissioni al camino.

4.5.3 Utilizzo dei combustibili liquidi

Tenuto conto del campo di applicazione delle presenti Linee Guida, i combustibili liquidi vengono utilizzati in caldaie costruttivamente molto simili a quelle per il carbone. I sistemi di

combustione impiegati sono di diverse tipologie sia per la posizione in caldaia (frontali, tangenziali, etc.) sia per i sistemi di polverizzazione dell'olio impiegati (a vapore, a pressione differenziale, etc.).

I combustibili liquidi vengono anche utilizzati, in quantità comunque di gran lunga inferiori, come alimentazione di turbogas, al cui paragrafo si rimanda.

4.5.4 Emissioni

Particolato solido

II particolato è generato da due fenomeni principali:

- Materiale proveniente dalle componenti organiche del combustibile non completamente combuste; possono essere identificate come:

- idrocarburi incombusti;

- particolato generato in fase gassosa o per pirolisi;

- cenosfere prodotte in fase liquida;

- ceneri provenienti dalla componente inorganica del combustibile.

Il particolato così prodotto si deposita sui fasci tubieri della caldaia provocando incrostazioni che possono ridurre le sezioni di passaggio dei fumi. Diventa così necessario provvedere periodicamente alla pulizia della caldaia.

Le ceneri leggere vengono trascinate nella corrente gassosa dei fumi e rimosse nella quasi totalità negli impianti di trattamento.

Tra gli impianti di abbattimento utilizzati ricordiamo gli elettrofiltri ed i cicloni. Questi ultimi, stante le capacità di abbattimento piuttosto limitate, sono presenti solo sugli impianti più vecchi.

Da segnalare che i filtri a manica, impiegati negli impianti a carbone, non possono essere utilizzati in quelli a combustibile liquido stante le caratteristiche chimico / fisiche delle polveri, le quali provocherebbero lo sporcamente quasi immediato del filtro con i relativi inconvenienti di funzionamento.

Anidride solforosa (SO2)

Gli impianti di abbattimento della SO2 sono gli stessi di quelli descritti nel paragrafo relativo.

E' da notare che grazie alla possibilità di disporre e di movimentare oli di qualità diverse, è possibile gestire le emissioni di SO2 all'origine, utilizzando cioè combustibili con contenuti di zolfo opportuni.

Si può ricorrere ad opportuni mix di combustibili, anche se con difficoltà dovute alla disponibilità di serbatoi di servizio ed a causa delle differenti caratteristiche chimico / fisiche; queste ultime possono, in alcuni casi, impedire l'applicazione della miscelazione degli oli.

Si sottolinea che, stante la possibilità offerte dal mercato di reperire oli con tenori di zolfo variabili in un range relativamente ampio, l'utilizzo di desolforatori in impianti a combustibili liquidi risulta molto ridotto.

Ossidi di azoto (NOX)

La formazione degli ossidi di azoto dipende da numerosi fattori, fra i quali si citano quale esempio il contenuto di azoto nel combustibile e le temperature in gioco in fase di combustione.

Per un contenimento di tali composti, si ricordi che con il termine generico di ossidi di azoto si indica la somma di NO e di NO2, si può ricorrere sia ad impianti di abbattimento sia a misure primarie.

Queste ultime si basano sull'effetto di contenimento generato dalla riduzione della temperatura di combustione e dalla combustione in difetto di ossigeno.

Tutte le tipologie di intervento al momento disponibili da un punto di vista industriale sono riportate nel paragrafo dedicato ai sistemi di abbattimento.

Ammoniaca

L'emissione di NH3 può essere conseguenza dell'eccesso di reagente usato nei sistemi DeNOx di tipo SNCR e SCR. Può essere considerata MTD il conseguimento di concentrazioni in emissione inferiori a 5 mg/Nm3

4.6 Carbone

4.6.1 Generalità

Come già detto nel paragrafo dedicato ai combustibili liquidi, le emissioni prodotte nella combustione del carbone necessitano di tecniche di abbattimento simili a quelle utilizzate per i combustibili liquidi.

La descrizione di tali tecniche, comuni quindi all'olio ed all'Orimulsion, è riportata nel capitolo 6.

Con riferimento al Decreto del Presidente del Consiglio dei ministri del 8 marzo 2002 «Disciplina delle caratteristiche merceologiche dei combustibili aventi rilevanza ai fini dell'inquinamento atmosferico, nonché delle caratteristiche tecnologiche degli impianti di combustione» con la dizione «combustibili solidi si intendono il carbone da vapore, il coke metallurgico e da gas, l'antracite, i prodotti antracitosi e loro miscele, gli agglomerati di lignite ed il coke da petrolio».

Il presente capitolo tratterà in maniera più diffusa il carbone in quanto esso rappresenta il combustibile maggiormente diffuso presso i grandi impianti di combustione.

I combustibili solidi sono approvvigionati tramite navi, treni o trasporto su gomma, in relazione alle distanze ed alle quantità utilizzate.

Il carbone è generalmente stoccato in cumuli in aree aperte (carbonili), di capacità tale da assicurare una autonomia di funzionamento all'impianto di alcuni mesi, indicativamente da 1 a 3. Sono comunque possibili stoccaggi coperti, che assicurano una migliore protezione dalle emissioni diffuse. Tale soluzione comunque risulta piuttosto costosa.

Una volta scaricato nel carbonile il carbone è generalmente trasferito all'impianto tramite nastri.

Lo stoccaggio e la movimentazione del carbone può causare la generazione di polveri diffuse (fugitive emissions). Al fine di limitare tali emissioni, i cumuli vengono generalmente spruzzati con acqua, alla quale vengono a volte aggiunte sostanze aventi un effetto «incrostante», capaci cioè di formare una pellicola sul mucchio di carbone tale da evitarne l'erosione da parte del

vento. Nel corso delle operazioni di movimentazione del carbone sono prese tutte le attenzioni al fine di ridurre al minimo la generazione di polveri diffuse.

Per quanto riguarda il trasporto su nastri, essi sono chiusi e tenuti in leggera depressione, sempre al fine di evitare spandimenti della polvere all'esterno.

4.6.2 Preparazione del carbone

Combustione di polverino di carbone

Prima di arrivare in caldaia il carbone è sottoposto alle seguenti azioni:

- vagliatura ed eventuale frantumazione delle pezzature più grosse. Tale operazione serve ad assicurare una omogeneità del materiale da un punto di vista meccanico;

- pulizia da eventuali materiali ferrosi. La presenza di materiali ferrosi può essere pericolosa per le parti meccaniche (esempio i nastri);

- pesatura;

- macinazione. Il carbone arriva nei mulini che provvedono a macinarlo finemente fino a ridurlo a dimensioni di polverino. Tale azione consente l'utilizzo di grandi quantità di combustibile con alti rendimenti e facilità di regolazione dei processi;

- essiccazione. Al carbone viene levata l'acqua presente al fine di migliorare il rendimento;

- classificazione. Una volta polverizzato, il carbone viene ulteriormente classificato per eliminare le parti più grosse, che vengono rimandate al mulino, mentre il polverino viene inviato nei bruciatori.

Combustione in letto fluido

II carbone da utilizzare in una caldaia a letto fluido necessita di essere spezzettato in dimensioni che variano tra i 3 ed i 20 mm.

Il carbone così preparato viene inviato direttamente in caldaia.

Impianti di generazione

II processo di generazione dell'energia negli impianti a condensazione segue i principi generali esposti nel capitolo dedicato alla combustione al quale si rimanda per i dettagli tecnici.

Si ricorda che possono essere utilizzate caldaie a condensazione (con estrazione delle ceneri di fondo a secco ed a umido), a letto fluido (pressurizzato, a pressione atmosferica), a griglia (tale tipo è poco usato negli impianti aventi le potenzialità di cui si occupano le presenti Linee Guida).

Tecniche di abbattimento degli inquinanti

Negli impianti che utilizzano carbone possono trovare applicazione le tecniche descritte nel paragrafo dedicato agli impianti di abbattimento (elettrofiltri, DeSOx, OFA, bruciatori a bassa produzione di NOX, reburning, DeNOx catalitici e non catalitici).

E' da segnalare anche tecniche non tipicamente impiantistiche quali il «fuel switch», il controllo dei livelli minimi di ossigeno e, in via più generale, l'applicazione di sistemi di gestione ambientale.

Tali tecniche saranno descritte dettagliatamente nel capitolo 6.

4.6.3 Livelli di emissione indicativi provenienti da impianti dotati di MTD per olio combustibile e carbone

Le due tabelle seguenti risultano dal documento BREF Large Combustion Plants Luglio 2006

Tabella 22: Ossigeno di riferimento 6%: omissis.

Tabella 23: Tabella Ossigeno di riferimento 3%: omissis.

Acidi cloridrico e fluoridrico

La desolforazione ad umido o di tipo semi-secco («spray-dry»), sono efficaci anche ai fini della rimozione di eventuali altri composti acidi presenti (98-99 %). I livelli di emissioni associati a tali MTD sono rispettivamente di 1-10 mg/Nm3 per HCL e di 1-5 mg/Nm3 per HF.

Nel caso di apparecchiature a letto fluido circolante è possibile ottenere buoni livelli di abbattimento di SOx anche tramite l'iniezione di calcare in camera di combustione. In tal caso il livello di emissione per HCL è più alto (15-30 mg/Nm3).

Ammoniaca

L'emissione di NH3 può essere conseguenza dell'eccesso di reagente usato nei sistemi DeNOx di tipo SNCR e SCR. Può essere considerata MTD il conseguimento di concentrazioni in emissione inferiori a 5 mg/Nm3.

4.6.4 Rendimenti indicativi provenienti da impianti dotati di MTD per olio combustibile e carbone

La Tabella 24 e Tabella 25 seguente riporta indicativamente i rendimenti per impianti con MTD per olio combustibile e carbone, tratta dalla corrispondente Tabella del Bref per quanto riguarda il carbone.

Tabelle 24 e 25: omissis.

I valori riportati sono da considerarsi del tutto indicativi, e passibili di variazioni poiché i valori dei rendimenti sono influenzati anche dal regime di funzionamento degli impianti (avviamenti e fermate); tali regimi sono determinati dal Gestore della Rete Nazionale (GRTN) sulla base delle esigenze della rete di trasmissione.

4.6.5 Coke di petrolio

II coke di petrolio, detto anche petcoke, è il residuo solido che si ottiene dal coking, un processo di raffineria nel quale, mediante piroscissione e successive reazioni di ricombinazione, frazioni petrolifere pesanti vengono convertite in prodotti leggeri (gas e benzine), distillati medi e coke residuo. Il pet coke trova impiego sia come combustibile, soprattutto nell'industria del cemento e negli impianti di produzione dell'energia, sia come materia prima, ad esempio nell'elettrometallurgia. Pur essendo a tutti gli effetti un derivato del petrolio, il coke di petrolio, come combustibile, è sempre stato assimilato al carbone, in quanto i prodotti presentano strette analogie: molto simili come aspetto fisico, presentano la stessa logistica della manipolazione ed hanno la medesima destinazione finale come fonte di energia sia negli impianti termici che in altre applicazioni industriali. Per quanto riguarda l'impiego come combustibile negli impianti a combustione, si segnalano gli impianti a combustione a letto fluido e gli impianti di gassificazione integrata a ciclo combinato (IGCC). Per quanto riguarda la prima tecnologia, il

coke di petrolio viene generalmente bruciato in letto fluido circolante (CFBC), caratterizzato da alte velocità di fluidizzazione e ricircolo delle particelle, che assicurano un'alta efficienza di combustione anche con combustibili a basso contenuto di sostanze volatili, e quindi poco reattivi, come il coke di petrolio. Per quanto riguarda la gassificazione, il coke di petrolio, sebbene contenga alti livelli di zolfo e di metalli pesanti, peraltro compensati dal basso contenuto di ceneri e dall'elevato potere calorifico, è un tipo di combustibile il cui utilizzo nel processo di gassificazione non comporta particolari problemi; da segnalare a tale scopo l'esperienza maturata nel progetto dimostrativo di Puertollano (Spagna), dove un impianto IGCC da 335 MWe, gestito da un consorzio di cui fa parte anche ENEL, viene alimentato con coke di petrolio, residuo della raffineria locale, miscelato al 50/50 con carbone.

Il coke di petrolio viene infine largamente utilizzato nel ciclo di produzione del cemento. Lo zolfo, anche se presente in alta percentuale, analogamente a quanto avviene nella combustione a letto fluido viene fissato stechiometricamente nel clinker durante il processo produttivo, contenendo drasticamente le emissioni di SO2. In tali impianti il coke viene utilizzato molto spesso in miscela con il carbone.

Sebbene ritenuto molto interessante dal punto di vista energetico ed economico (soprattutto se prodotto in loco), l'impiego del coke di petrolio negli impianti di combustione, a causa delle sue caratteristiche composizionali, è ritenuto da più parti problematico dal punto di vista ambientale.

Tuttavia occorre rilevare che i problemi di natura ambientale che si incontrano con il coke di petrolio non differiscono, almeno qualitativamente, da quelli ben conosciuti che generalmente contraddistinguono l'impiego di altri combustibili (fossili e non) in cui sono presenti significative quantità di zolfo, azoto e metalli pesanti. Nel seguito vengono illustrate le principali tecnologie che vengono utilizzate per contenere l'impatto ambientale negli impianti di combustione che utilizzano il coke di petrolio come combustibile.

Emissioni di SOX

Di scarsa rilevanza negli impianti IGCC, in cui quasi tutto lo zolfo (fino al 99%) presente nel combustibile può essere recuperato come zolfo elementare, e di modesta consistenza sia nei letti fluidi che nella produzione di cemento, dove vengono tenute sotto controllo dalle caratteristiche neutralizzanti dei due processi, le emissioni di SO2 e SO3 correlate all'uso del petcoke possono essere un serio problema nelle caldaie a polverino, dove esso da luogo ad emissioni molto ricche di SO2. In tali impianti diventa indispensabile l'impiego delle più efficienti tecnologie FGD (Flue Gas Desulphurisation) per la desolforazione dei fumi. Nel caso dei letti fluidi un dato operativo tipico è di una emissione di SO2 di 50 mg/Nm3 al 6% di O2, con un'efficienza di desolforazione pari a circa il 99%.

Emissioni di NOX

Rappresentano un problema significativo nella combustione del petcoke. Come avviene per gli altri combustibili il loro contenimento si basa essenzialmente sul perfezionamento dei processo di combustione e su un appropriato trattamento degli effluenti gassosi. Molto efficienti in tal senso si sono dimostrati i sistemi di abbattimento: post-combustione SCR (Selective Catalityc reduction) e SNCR (Selective Non-Catalytic Reduction), quest'ultima particolarmente adatta ad impianti a letto fluido. Nel caso dei letti fluidi un dato operativo tipico è di una emissione di NOX di 100 mg/Nm3 al 6% di O2.

Emissioni di sostanze organiche

Per quanto riguarda il coke di petrolio non si dispone allo stato attuale di sufficienti dati di letteratura per una valutazione di tali emissioni. Nella composizione chimica del coke di petrolio viene tuttavia spesso riscontrata la presenza di cloro (0,01-0,03 %) e ciò rende potenzialmente

possibile la formazione di sostanze organiche clorurate, con la conseguente necessità di accurati monitoraggi degli effluenti gassosi e di adeguato trattamento, ad esempio con carboni attivi.

Emissioni di polveri

Negli impianti di combustione del petcoke, dato l'elevato contenuto di metalli pesanti (in particolare Ni e V), l'emissione di polveri nell'atmosfera deve essere attentamente monitorata e contenuta: a tale scopo vengono ampiamente utilizzati i precipitatori elettrostatici, talvolta sovradimensionati per aumentarne l'efficienza, ed i filtri a maniche con filtri in tessuto (baghouse).

La tecnologia SNOX

E' una delle tecnologie innovative tra le più avanzate per il trattamento dei fumi di combustione da impianti termici. Il processo SNOX è stato applicato efficacemente alla combustione del petcoke nella raffineria AgipPetroli di Gela, dove la locale centrale termoelettrica si è dotata di questa tecnologia per il trattamento dei fumi provenienti dalle tre caldaie alimentate a petcoke.

4.7 Tecniche per la combustione delle biomasse

4.7.1 Premessa

II termine «biomassa» individua un'ampia gamma di materiali di origine biologica classificabili, secondo la vigente normativa nazionale, come dei veri combustibili (es. legna da ardere) o come rifiuti (es. scarti vegetali, rifiuti della lavorazione del legno, ecc.).

La definizione di biomassa più in linea con la nostra trattazione risulta essere, dal punto di vista normativo, quella riportata nella Direttiva 2001/80/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 23 ottobre 2001 concernente la limitazione delle emissioni nell'atmosfera di taluni inquinanti originati da grandi impianti di combustione.

In tale normativa vengono definiti come «biomassa» i prodotti costituiti interamente o in parte di materia vegetale di provenienza agricola o forestale, utilizzabili come combustibile per recuperare il contenuto energetico ed i rifiuti seguenti usati come combustibile:

a) Rifiuti vegetali derivanti da attività agricole e forestali;

b) Rifiuti vegetali derivanti dalle industrie alimentari di trasformazione, se l'energia termica generata è recuperata;

c) Rifiuti vegetali fibrosi della produzione di pasta di carta grezza e di produzione di carta dalla pasta, se sono coinceneriti sul luogo di produzione e se l'energia termica generata è recuperata;

d) Rifiuti di sughero;

e) Rifiuti di legno ad eccezione di quelli che possono contenere composti organici alogenati o metalli pesanti, a seguito di trattamento o di rivestimento, inclusi in particolare i rifiuti di legno di questo genere derivanti da rifiuti edilizi e di demolizione».

Il termine «biomasse» identifica dunque un'ampia gamma di materiali di varia origine e provenienza che possono differire enormemente fra di loro in termini di caratteristiche chimico-fisiche, ma che sono accomunate dalla natura di fonte rinnovabile di energia.

Una delle principali fonti di biomasse è costituita dagli scarti legnosi quali le cortecce, trucioli scarti di potatura, pannelli e altri residui da impianti per la produzione della pasta di carta o

segherie, ecc., tutti materiali caratterizzati da contenuti di umidità piuttosto elevati. Sebbene le caratteristiche chimico fisiche differiscano sensibilmente in funzione della pianta di origine, essi possono essere, in prima approssimazione classificati come scarti forestali o dell'industria di lavorazione del legno. Delle differenti caratteristiche si dovrà tuttavia tenere conto nella messa a punto dei relativi sistemi di stoccaggio, movimentazione, combustione e trattamento dei fumi.

Una tipologia di biomasse che va assumendo sempre più rilevanza è costituita dagli scarti dell'industria del legno quali piccoli alberi, rami, cime, che trovano per lo più impiego nell'industria di produzione della carta.

Altro scarto di origine agricola è costituito dalla paglia che trova applicazione, soprattutto nei Paesi del Nord Europa, come combustibile per centrali di teleriscaldamento e per la produzione combinata di energia elettrica e termica, per potenzialità fino a 40 MWe. Il suo utilizzo è limitato dagli alti tenori di cloro presenti, che possono dare luogo a marcati fenomeni di corrosione, in particolare nella sezione di surriscaldamento del vapore.

Altre biomasse impiegabili per la combustione sono costituiti da scarti dell'industria olearia (noccioli, sanse), e da vegetazioni di tipo lacustre (es.: canne); esse sono tutte caratterizzate da elevati contenuti di alcali (Na, K).

Contrariamente a quanto discusso nel BREF per i grandi impianti di combustione non verranno qui prese in esame le tecniche relative alla combustione della torba. Tale materiale, che non può essere considerato una biomassa, ma che presenta rispetto a molte di esse caratteristiche similari, non trova applicazioni in Italia, essendo il suo impiego per lo più circoscritto ad alcune realtà del Nord Europa (Finlandia, Irlanda), nelle quali è disponibile in quantità piuttosto rilevanti. Le sue particolari caratteristiche (bassa densità e limitato potere calorifico) ne hanno da sempre limitato il suo consumo a livello locale, essendo i costi di trasporto su lunghe distanze del tutto proibitivi.

4.7.2 Tecniche e processi applicati

Trasporto, stoccaggio e movimentazione di biomasse

II trasporto di biomasse viene effettuato tramite autoarticolati, trailers, autocarri e, su brevi distanze, anche tramite trattori.

Per lo stoccaggio di biomasse in pezzatura ridotta si fa uso di silos chiusi, mentre materiali grossolani, quali chips o cortecce, possono essere stoccati in mucchi all'aperto, mantenendo al coperto solo i quantitativi di uso giornaliero.

Dallo stoccaggio i combustibili sono, di norma, trasferiti all'impianto di combustione, tramite nastri trasportatori, che nel caso di materiali pulverulenti sono di tipo chiuso.

Un caso particolare è costituito dalla paglia, quasi sempre movimentata in balle del peso indicativo di 400-700 kg cadauna. Per lo scarico dei mezzi di trasporto si rende necessaria un'apposita gru che deposita le balle in un'area di stoccaggio, di volume tale da coprire 2-3 giorni di funzionamento dell'impianto al carico.

Pretrattamenti

II prettamento principale richiesto per le biomasse è costituto dalla riduzione del contenuto di umidità, che per alcune tipologie di materiali legnosi può risultare piuttosto elevato.

Sono per lo più impiegati essiccatori a vapore, di norma disponibile presso l'impianto. L'essiccamento può essere anche effettuato tramite i fumi di combustione prima dello scarico al camino; questa modalità può dare tuttavia luogo a emissioni di composti organici con

conseguenti problemi di intasamento delle apparecchiature (condensazione dei composti più pesanti) e/o di rilascio di emissioni odorose, a causa della presenza di composti aromatici.

Aspetti specifici della combustione di biomasse

La combustione delle biomasse in impianti di taglia medio-grande viene effettuata in apparecchiature concettualmente simili a quelle impiegate per il carbone, anche se «specializzate» per l'impiego dello specifico combustibile e che possono essere classificate come:

- Apparecchiature a griglia;

- apparecchiature a letto fluido.

Apparecchiature a griglia

Sono le apparecchiature di più antica concezione per la combustione delle biomasse, prima dell'avvento di quelle a letto fluido, comparse nella prima metà degli anni '80 e che sono divenute attualmente le apparecchiature più utilizzate nei nuovi impianti con capacità termica superiore ai 50 MWt.

Anche se concettualmente simili a quelle impiegate per il carbone, le griglie per la combustione di biomasse sono specifiche, in quanto caratterizzate da un'adeguata pendenza, analogamente a quanto previsto per la combustione dei rifiuti. Esse possono inoltre essere di tipo fisso o mobile; quest'ultime garantiscono migliori condizioni di combustione.

Nei moderni sistemi a griglia il sistema di controllo della combustione è in grado di garantire un'ottima distribuzione dell'aria comburente, dando luogo di conseguenza a livelli di incombusti molto ridotti nei fumi.

In alternativa alla configurazione classica, può essere adottata la configurazione cosiddetta «spreader stocker», nella quale un sistema di distribuzione posto in corrispondenza di una parete della camera alimenta in sospensione il materiale nella direzione opposta a quella di movimento della griglia. In questo modo è possibile assicurare tempi di residenza direttamente proporzionali alle dimensioni delle particelle di combustibile, essendo quelle più grandi alimentate più lontano dalla parete stessa.

Le apparecchiature a griglia sono le uniche impiegabili per la combustione mono-materiale della paglia, a causa della sua tendenza a sinterizzare e fondere che rende impraticabile l'impiego dei letti fluidi.

Apparecchiature a letto fluido

Le apparecchiature a letto fluido sono attualmente quelle che trovano maggiore impiego nei nuovi impianti per la combustione di biomasse.

Esse hanno una capacità termica di norma inferiore a 200 MWt e possono essere dimensionate anche per la combustione di altri combustibili a limitato potere calorifico (es. torba, CDR), nonché del carbone (in alcune realtà del Nord Europa è frequente il caso di «co-combustione»).

Sono apparecchiature abbastanza flessibili che possono tollerare elevati tenori di umidità e non richiedono una riduzione molto spinta (polverizzazione) delle dimensioni del combustibile.

Essi si distinguono in letti fluidi bollenti (BFBC) e letti fluidi circolanti (CFBC); per una loro descrizione di dettaglio si rimanda a quanto riportato nel paragrafo 4.6 riguardante la

combustione del carbone.

I letti fluidi bollenti sono per lo più impiegati per impianti di taglia piuttosto ridotta per la produzione di energia e nell'industria, dove la disponibilità dell'apparecchiatura risulta prioritaria. Per taglie più grandi sono preferibili i letti fluidi circolanti, in grado di garantire un migliore controllo della combustione. Le applicazioni tipiche sono gli impianti di teleriscaldamento e le caldaie per la produzione di energia elettrica.

Nei letti fluidi è possibile conseguire un migliore controllo delle emissioni di SO2 e NOX rispetto alle altre tipologie di apparecchiature di combustione.

La riduzione della SO2 può essere conseguita tramite iniezione di un reagente alcalino (calcare, dolomite) direttamente in camera di combustione, con efficienze di rimozione piuttosto elevate nei letti fluidi circolanti (fino a 90%) e minori nei letti bollenti (30-40%).

II contenimento delle emissioni di NOX può invece essere conseguito grazie ai ridotti livelli di temperatura operativa (850 °C circa) e l'impiego di una adeguata distribuzione e ripartizione fra primaria e secondaria dell'aria di combustione.

Gassificazione

Le biomasse possono essere sottoposte a gassificazione, di norma effettuata in apparecchiature a letto fluido, per la quale sono richieste temperature operative piuttosto ridotte (700-1000 °C), a causa della loro elevata reattività.

Un grosso limite della gassificazione consiste nel fatto che, al fine del conseguimento di condizioni di funzionamento ottimali che evitino, per quanto possibile, la formazione di composti pesanti indesiderati (TAR), l'intervallo possibile per le temperatura operativa risulta essere piuttosto ristretto. Questo fattore può rendere antieconomica la realizzazione di nuovi impianti basato su questa tecnica, rispetto a quelli che fanno uso di apparecchiature tradizionali di combustione.

Co-combustione di biomasse con altri combustibili

Sono presenti, soprattutto nei Paesi del Nord Europa, esperienze di combustione di biomasse con altri combustibili quali carbone, torba o scarti legnosi.

Le ragioni alla base della co-combustione possono essere diverse.

La principale consiste nel fatto che sovente la disponibilità di biomasse a livello locale non giustifica economicamente la realizzazione di un impianto di taglia ridotta.

La co-combustione con combustibili fossili ad alto contenuto di zolfo consente invece di ridurre, a livello locale, sia le emissioni di SO2 che di gas serra, essendo la CO2 prodotta da biomasse non contabilizzata ai fini del relativo computo.

Le apparecchiature a letto fluido, soprattutto se di tipo circolante, si prestano agevolmente alla combustione di un'ampia gamma di materiali, che possono essere trattati nelle cosiddette «caldaie multi-combustibile», sia da soli che in varie combinazioni fra di loro.

Depurazione dei fumi

Anche i sistemi di depurazione dei fumi sono concettualmente simili a quelli impiegati per la combustione di combustibili solidi di tipo tradizionale e possono variare in funzione della tipologia di apparecchiatura di combustione impiegata.

Rimozione delle polveri

Sono impiegati sia i filtri elettrostatici sia i filtri a maniche; questi ultimi sono tendenzialmente più diffusi, a causa della loro maggiore capacità di abbattimento, soprattutto nei confronti delle particelle più fini.

Abbattimento della SO2

L'abbattimento della SO2, di norma presente in livelli di concentrazione piuttosto ridotti nei fumi a causa del limitato contenuto di zolfo delle biomasse, viene di norma effettuato tramite iniezione di un reagente alcalino (calce, calcare, ecc) a secco a monte del sistema di rimozione delle polveri. Tali sistemi sono efficaci anche ai fini della rimozione di eventuali altri composti acidi presenti (HCI). Nel caso di apparecchiature a letto fluido (bollente, circolante) è possibile ottenere buoni livelli di abbattimento anche tramite l'iniezione di reagente (calcare, dolomite) in camera di combustione.

Abbattimento degli NOX

II controllo degli NOX può essere realizzato tramite misure primarie e secondarie. Tra le primarie si citano la riduzione degli eccessi di aria di combustione e l'impiego della combustione a stadi, con il primo stadio costituito da una combustione sottostechiometrica, vale a dire in difetto di aria di combustione.

Se è richiesto dalla normativa il rispetto di livelli di concentrazioni piuttosto ridotti (200 mg/Nm3 o inferiori) è necessario ricorrere a sistemi di riduzione selettiva non catalitica (SNCR) o catalitica (SCR), in analogia a quanto previsto per gli altri combustibili solidi.

Nel caso di impiego di sistemi SCR per la combustione di biomasse si riscontrano problemi specifici riguardanti la probabilità di una frequente e più accentuata disattivazione del catalizzatore, in conseguenza principalmente dell'elevato contenuto di alcali (soprattutto potassio) nei fumi di combustione. Questo fatto richiede rigenerazioni piuttosto frequenti del catalizzatore, tramite lavaggi con acqua dopo rimozione del letto. Sono in corso di sperimentazione anche sistemi di rigenerazione «in situ» tramite lavaggi con acqua seguiti da uno stadio di solfatazione con SO2 gassosa.

Trattamento degli effluenti liquidi

La gestione ed il trattamento di eventuali effluenti liquidi non presentano nessun grado di criticità nel caso di combustione di biomasse in impianti di grossa taglia.

La gestione dei residui solidi

Lo smaltimento delle ceneri pesanti da combustione di biomasse non riveste carattere di particolare criticità, essendo esse classificabili come un rifiuto non pericoloso, oltre tutto non facilmente lisciviabile. Possono essere oggetto di recupero come materiale da costruzione e, in alcuni casi, destinate allo spandimento sul terreno.

Le ceneri leggere dalla combustione di biomasse presentano spesso elevate concentrazioni di metalli pesanti e sono destinate allo smaltimento in discarica. In particolare le ceneri dalla combustione della paglia sono caratterizzate dalla presenza di alti tenori di cadmio.

4.7.3 Tecniche da considerare per l'individuazione delle MTD

Nel presente paragrafo vengono prese in esame le tecniche che possono essere prese in considerazione come MTD finalizzate alla prevenzione e riduzione dell'inquinamento e

all'incremento dell'efficienza energetica.

Tali tecniche saranno discusse in dettaglio in seguito (capitolo 6) e possono ritenersi in linea generale applicabili anche alla combustione di biomasse.

Di seguito si darà un'indicazione sintetica riguardo all'applicabilità di tali tecniche agli impianti nuovi ed esistenti ai benefici conseguibili, alla loro esperienza applicativa, nonché ad eventuali risvolti derivabili dalla loro applicazione.

Si ricorda che i livelli di emissione di SO2 derivanti dalla combustione di biomasse non richiedono l'adozione di particolari tecniche di controllo e riduzione, essendo il contenuto di zolfo nei materiali in questione molto ridotto. Nel caso di co-combustione di biomasse con carbone, possono essere tuttavia adottate le tecniche applicabili alla combustione di quest'ultimo combustibile.

Si riportano nelle tabelle seguenti le tecniche da considerare per l'individuazione delle MTD riguardanti:

- Lo scarico, stoccaggio, e movimentazione delle biomasse;

- II pretrattamento del combustibile (biomasse);

- La combustione delle biomasse;

- L'incremento dell'efficienza;

- II controllo delle polveri e dei metalli pesanti;

- II controllo delle emissioni di NOX e N2O:

- La movimentazione, la riduzione ed il riutilizzo dei residui di combustione;

- La prevenzione e la riduzione dell'inquinamento delle acque.

Tabella 26: Scarico, stoccaggio, e movimentazione delle biomasse: omissis.

Tabella 27: Pretrattamento del combustibile (biomasse): omissis.

Tabella 28: Tecniche di combustione delle biomasse: omissis.

Tabella 29: Tecniche per l'incremento dell'efficienza: omissis.

Tabella 30: Tecniche per il controllo delle polveri e dei metalli pesanti: omissis.

Tabella 31: Tecniche per il controllo delle emissioni di NOx e N2O: omissis.

Tabella 32: Tecniche per la movimentazione, la riduzione ed il riutilizzo dei residui di combustione: omissis.

Tabella 33: Tecniche per la prevenzione e la riduzione dell'inquinamento delle acque: omissis.

4.7.4 Definizione delle MTD per la combustione di biomasse

Scarico, stoccaggio, e movimentazione di biomasse e reagenti

Nella Tabella 34 sono riportate, in forma sintetica, le MTD applicabili per lo scarico, lo stoccaggio la movimentazione di biomasse, nonché di reagenti ed additivi (calce, calcare, ammoniaca, ecc.) impiegati negli impianti destinati alla loro combustione.

Tabella 34: omissis.

MTD per lo scarico, stoccaggio e movimentazione di biomasse e reagenti

Pre-trattamento del combustibile

Nel caso di combustione di scarti legnosi sono da considerarsi MTD la classificazione del combustibile sulla base delle sue dimensioni e del suo grado (o meno) di contaminazione. In caso di impiego di legno contaminato l'applicazione delle MTD richiede la conoscenza del tipo di contaminazione e l'esame analitico degli inquinanti presenti in ciascun carico di combustibile in ingresso all'impianto.

Combustione

Per la combustione di biomasse in impianti di grossa taglia possono essere, in generale, considerate MTD le apparecchiature a letto fluido, sia di tipo bollente che circolante.

Per applicazione specifiche possono anche essere considerate MTD:

- Le apparecchiature a griglia di tipo «spreader stoker» per la combustione del legno;

- le apparecchiature a griglia di tipo vibrante, raffreddata ad acqua, per la combustione della paglia.

Efficienza termica

Il mezzo più efficace per il contenimento delle emissioni di gas serra è costituito dall'incremento dell'efficienza di conversione energetica (rendimento), intesa come rapporto tra l'energia resa disponibile ai limiti d'impianto ed il contenuto energetico del combustibile, riferito al suo potere calorifico inferiore.

Poiché i rendimenti conseguibili in impianti di produzione di energia elettrica alimentati a biomasse sono di norma piuttosto ridotti (indicativamente compresi fra 20 e 30%) ne consegue che ove la cogenerazione (intesa come produzione combinata di energia termica ed elettrica) sia tecnicamente ed economicamente possibile, essa deve essere considerata la principale MTD da prendere in considerazione. Per la sua applicazione occorre disporre di una richiesta piuttosto costante e significativa di energia termica a livello locale, che consente di elevare i rendimenti di conversione in energia termica fino a valori dell'ordine di 75-90%, in funzione delle caratteristiche dell'impianto e della ripartizione e variazione delle richieste di energia elettrica e termica.

Nella Tabella 35 sono riportati i livelli indicativi di efficienza conseguibili, in funzione dell'apparecchiatura di combustione impiegata.

Tabella 35: omissis.

Efficienze conseguibili tramite l'applicazione di MTD (1)

Può essere altresì considerato come MTD, per gli impianti esistenti, qualsiasi intervento di ristrutturazione che sia finalizzato all'incremento dell'efficienza energetica.

Emissioni di Polveri

Per la depolverazione dei fumi di combustione di biomasse può essere considerata MTD l'impiego di filtri a maniche o di depolveratori elettrostatici.

Altre apparecchiature di tipo meccanico ed i cicloni non possono essere considerate, da sole, come MTD, ma possono trovare impiego come stadio primario di depolverazione.

Nella Tabella 36 sono riportati i valori medi su base giornaliera, riferiti ad un contenuto di O2 nei fumi secchi del 6%, conseguibili tramite l'impiego delle suddette apparecchiature, individuate come MTD.

Tabella 36: omissis.

MTD per la depolverazione di fumi da impianti di combustione di biomasse (1)

I livelli riportati tengono conto dell'esigenza di abbattere le particelle più fini (PM10 e PM2,5), sulle quali tendono maggiormente ad assorbirsi i composti metallici presenti nei fumi.

Emissioni di metalli pesanti

La presenza di composti metallici nei fumi di combustione è conseguenza diretta del contenuto di metalli presente inizialmente nelle biomasse. Di norma i metalli tendono ad evaporare durante la fase di combustione e a ricondensare in fase di raffreddamento, andando ad adsorbirsi sulle particelle di polveri presenti nei fumi.

Ne consegue che, come precedentemente accennato, le MTD per la riduzione dei metalli consiste in una efficace rimozione delle polveri tramite filtri a maniche (riduzione >99,99%) o filtri elettrostatici ad elevata efficienza (riduzione >99,95%), tenendo conto che l'opzione filtro a maniche è da considerarsi preferenziale nella scelta della MTD.

Emissioni di NOx

Per la riduzione degli NOX possono essere considerate MTD sia tecniche di natura primaria che secondaria.

Per le apparecchiature a griglia dedicate principalmente alla combustione del legno, l'impiego di griglie tipo «spreader stoker» può essere considerata una forma di MTD.

Nelle apparecchiature a letto fluido possono essere considerate MTD un'adeguata distribuzione dell'aria di combustione e l'impiego del ricircolo dei fumi. I letti fluidi circolanti sembrano essere leggermente migliori, anche se non esistono differenze sostanziali tra le due tipologie di apparecchiature in termini di emissioni di NOX.

Se necessario possono essere impiegate come MTD misure secondarie quali la riduzione selettiva non catalitica (SNCR) o catalitica (SCR) (anche combinate), che consentono di raggiungere livelli molto bassi di NOX, e limitare lo split di NH3 normalmente generato dai sistemi SNCR.

L'impiego della SCR non può essere considerata, in assoluto, una vera propria MTD in quanto può molto spesso non risultare economicamente giustificabile la sua applicazione, in considerazione anche dei livelli piuttosto ridotti di emissioni di NOX che possono essere originati dalla combustione di biomasse.

Un quadro sintetico dei livelli di emissione raggiungibili con l'applicazione delle MTD è

riportato nella Tabella 37. I valori riportati sono valori medi su base giornaliera, riferiti ad un contenuto di O2 nei fumi secchi del 6%».

Tabella 37: omissis.

MTD per il controllo degli NOX negli impianti di combustione delle biomasse

Emissioni di SO2

II contenuto di zolfo delle biomasse è praticamente trascurabile, tale da consentire, soprattutto nel caso di scarti legnosi, la loro combustione senza misure di desolforazione, in quanto le concentrazioni di SO2 nei fumi secchi (6% di O2) sono tipicamente inferiori a 50 mg/Nm3.

In caso di co-combustione di biomasse con altri combustibili solidi (es.: carbone) possono essere applicate come MTD le tecniche che trovano impiego, di norma, nella combustione di combustibili tradizionali.

Monossido di carbonio

Livelli molto bassi di CO possono essere conseguiti tramite il mantenimento di condizioni ottimali di combustione, la presenza di un adeguato sistema di monitoraggio, nonché l'adozione di uno specifico programma di manutenzione delle apparecchiature di combustione. Misure di fine controllo degli NOX possono dare luogo indirettamente anche al contenimento dei livelli di CO, a livelli compresi tra 50 e 150 mg/Nm3 (valore medio su base giornaliera, riferito ad un contenuto di O2 nei fumi secchi del 6%).

Acidi cloridrico e fluoridrico

La combustione di biomasse dà, di norma, luogo a ridotte emissioni di HCI, «(tipicamente inferiori, su base giornaliera, a 25 mg/Nm3 al 6% di O2 sui fumi secchi)», eccezione fatta per la combustione della paglia che può dare luogo ad emissioni comprese fra 50 e 300 mg/Nm3 con valori medi intorno a 100 mg/Nm3 (su base giornaliera).

Per ridurre tali emissioni possono essere impiegati come MTD sistemi di lavaggio ad umido o di tipo semi-secco («spray-dry»), attraverso l'impiego dei quali possono essere raggiunti livelli di rimozione pari circa il 98%. Tali sistemi sono efficaci anche nei confronti della rimozione della SO2, con livelli di efficienza del 80-95%.

I livelli di concentrazioni di HF nei fumi da combustione di biomasse sono, di norma, piuttosto bassi (1-5 mg/Nm3).

Ammoniaca

L'emissione di NH3 può essere conseguenza dell'eccesso di reagente usato nei sistemi DeNOx di tipo SNCR e SCR. Può essere considerata MTD il conseguimento di concentrazioni in emissione inferiori a 5 mg/Nm3.

Diossine e furani

Può essere assunto che i livelli emissioni di diossine e furani, soprattutto nel caso di combustione del legno, possano essere agevolmente mantenuti al di sotto del valore di 0,1 ng/Nm3.

Rumore

Le fonti principali di rumore per gli impianti di combustione di biomasse sono relative alle

operazioni di triturazione eseguite con mulini a martello (è il caso tipico della paglia alimentata in co-combustione con il carbone in caldaie a polverino. Altra fonte di rumorosità può derivare dall'impiego di trasporti pneumatici per l'alimentazione del combustibile ai bruciatori.

Inquinamento delle acque di scarico

Ai fini della riduzione dell'inquinamento delle acque di scarico possono essere adottate varie misure che possono essere considerate MTD.

In particolare le misure finalizzate alla prevenzione ed alla riduzione dell'inquinamento delle acque di scarico riportate al punto 4.7.3, possono essere considerate in toto delle MTD per quanto riguarda la combustione di biomasse (vedi Tabella 34).

In caso di presenza di sistemi di trattamento ad umido dei fumi, possono essere considerate MTD le stesse tecniche adottate per il trattamento di fumi di combustione di combustibili tradizionali (si veda il paragrafo 4.6).

Gestione dei residui di combustione

Ove possibile, si dovrebbe preferire il riutilizzo dei residui di combustione anziché il loro smaltimento in discarica.

II possibile impiego porta a fissare dei criteri qualitativi per le caratteristiche delle ceneri. Tali criteri debbono tenere conto delle proprietà strutturali delle ceneri e del loro contenuto di sostanze potenzialmente pericolose quali il tenore di incombusti, la lisciviabilità dei metalli, ecc.

4.8 Co-combustione

4.8.1 Premessa

A livello normativo la produzione di combustibili derivati si configura come un'operazione di recupero di rifiuti, di cui all'allegato II B («Operazioni di recupero») della direttiva quadro sui rifiuti 2006/12/CE.

Per l'esercizio degli impianti di produzione di CDR non è prevista alcuna semplificazione dal punto di vista autorizzativo, se non per i minori vincoli previsti per la circolazione dei rifiuti destinati al recupero rispetto a quelli destinati allo smaltimento (Regolamento (CEE) n. 259/93 relativo «alla sorveglianza ed al controllo delle spedizioni di rifiuti all'interno della Comunità Europea, nonché in entrata e uscita dal suo territorio»). L'unica normativa che dovrebbe, indirettamente, favorirne lo sviluppo, è costituita dalla Direttiva 1999/31/CE sullo smaltimento dei rifiuti in discarica, che ha fissato obiettivi temporali riguardo alla progressiva riduzione del conferimento in discarica di frazioni organiche biodegradabili. Tale direttiva è stata recepita a livello nazionale dal DM 13 gennaio 2003, n. 36 che ha inoltre stabilito il divieto di smaltire in discarica rifiuti aventi PCI superiore a 13 MJ/kg, a partire dal 1° gennaio 2007.

L'utilizzo di rifiuti come combustibili alternativi, sia in impianti dedicati, sia in installazioni industriali esistenti, ricade pienamente nel campo d'applicazione della direttiva 2000/76/CE «sull'incenerimento dei rifiuti» (GUCE 28/12/2000), recepita a livello nazionale dal D.Lgs. 133/2005, che ha sostituito, abrogandole a partire dal 28/12/2005, tutte le direttive che hanno regolamentato in precedenza il settore:

- Direttiva 89/369/CEE sulla prevenzione e la riduzione dell'inquinamento atmosferico provocato dai nuovi impianti di incenerimento di rifiuti urbani (GUCE 14/6/1989);

- Direttiva 89/429/CEE sulla prevenzione e la riduzione dell'inquinamento atmosferico provocato

dagli impianti di incenerimento di rifiuti urbani esistenti (GUCE 15/7/1989);

- Direttiva 94/67/CE sull'incenerimento dei rifiuti pericolosi (GUCE 16/12/1994).

La direttiva 2000/76/CE regolamenta, dunque, il trattamento termico di qualsiasi rifiuto (dai RU indifferenziati fino a rifiuti di origine commerciale e industriale aventi caratteristiche ben definite e controllabili) finalizzato alla produzione di energia elettrica e/o termica. Sono escluse di alcune particolari tipologie di rifiuti, riconducibili a residui di lavorazione agro-forestali ed industriali costituiti da biomasse, oltre ai rifiuti radioattivi, ai rifiuti di origine animale ed ai rifiuti provenienti da attività estrattive off-shore. Gli insediamenti che impiegano tali materiali come combustibile alternativo vengono del tutto assimilati ad impianti di incenerimento (se «dedicati») ovvero di «co-incenerimento» se costituiti da installazioni industriali esistenti che impiegano «rifiuti come combustibile normale o accessorio» o «in cui i rifiuti sono sottoposti ad un trattamento termico ai fini di smaltimento» (cementifici, centrali termoelettriche, forni industriali, ecc.).

La direttiva 2000/76/CE è stata recepita nella legislazione nazionale con D.Lgs. 133/05.

Con il DM 5 febbraio 1998, viene regolamentata la produzione e l'utilizzo, consentendo di avvalersi delle procedure semplificate previste per l'esercizio di impianti in cui sono effettuate operazioni di recupero di rifiuti di cui agli art. 31 e 33 del D.Lgs. 22/97. (Il D.Lgs. D.Lgs. 22/97 è stato abrogato dal D.Lgs. 152/06, tuttavia il DM 5 febbraio 1998 continuerà ad essere efficace fino all'emanazione delle nuove norme attuative del citato D.Lgs. 152/2006, come espressamente statuito dall'articolo 214 del D.Lgs. 152/06 medesimo).

Per quanto riguarda la produzione, lo stesso DM ne disciplina le relative attività individuando anche, attraverso i codici CER, tipologie e caratteristiche dei rifiuti speciali non pericolosi che possono essere aggiunti ai RU indifferenziati che costituiscono la matrice base, presente in quantità almeno pari al 50% in peso. Inoltre, riguardo all'impiego del CDR come combustibile alternativo (in impianti dedicati e non), fissa requisiti e prescrizioni per le caratteristiche minimali, i criteri progettuali ed operativi degli impianti utilizzatori, nonché i limiti alle emissioni in atmosfera degli inquinanti, fissati a valori persino più restrittivi di quelli all'epoca in vigore per gli impianti di incenerimento di rifiuti.

La definizione di «combustibile secondario» (CS) può comprendere tutti i tipi di prodotti o rifiuti aventi un potere calorico tale che consente di utilizzarli in aggiunta a «combustibili convenzionali» in grandi impianti di combustione. Sono in generale costituiti da: rifiuti e loro derivati (CDR), legno o biomasse, fanghi, reflui liquidi, ecc., che vengono associati, anche previo trattamento, al «combustibile primario» operando una combustione congiunta (co-combustione).

L'utilizzo di CS in grandi impianti di combustione comporta che si considerino nello specifico gli aspetti impiantistici in relazione alle caratteristiche fisiche e chimiche del combustibile stesso. In particolare andranno considerati: potere calorifico, stato fisico, possibilità di formazione di composti acidi (es. acido cloridrico), problemi di corrosione a caldo, formazione di fuliggini e di inquinanti diversi da quelli del combustibile primario, proprietà delle ceneri (es. punto di fusione), ecc.

La trattazione relativa a, produzione, trattamento, movimentazione, specifiche tecniche di detti CS non vengono trattati in questo documento in quanto oggetto della lineaGuida per l'individuazione delle MTD per gli impianti di selezione, produzione CDR e trattamento di apparecchiature elettriche ed elettroniche dismesse pubblicata con DM del 29 gennaio 2007.

4.8.2 Processi e tecniche nella combustione di CS in CTE

L'utilizzo di CS in CTE comporta l'utilizzo di idoneei processi, tecniche e procedure, quali:

- Procedure di accettazione: Sono essenzialmente relative alla individuazione e definizione di specifiche merceologiche che consentano una compatibilità del CS con il processo di combustione e, più in generale, con l'impianto considerato.

- Movimentazione e stoccaggio: In relazione alle caratteristiche del CS le modalità possono essere diverse:

- Nel caso di combustibili gassosi sono trasportati mediante pipelines che alimentano direttamente il sistema di combustione (bruciatori) senza stoccaggi, come per altri combustibili gassosi.

- Combustibili liquidi possono essere movimentati mediante navi, cisterne (ferrovia o strada) o pipelines; al loro arrivo in impianto possono essere stoccati in serbatoi o avviati direttamente alla combustione.

- Per i combustibili solidi si hanno differenti operazioni a seconda dello stato fisico (fanghi) o di particolari cautele da considerare (composti volatili, odori, ecc.).

- Pretattamenti: Si possono rendere necessarie operazioni di macinazione (es. CDR con carbone), essiccamento (es. fanghi), fermentazione anaerobica (es. produzione metano dai fanghi), precombustione, pirolisi e gasificazione.

4.8.3 Sistemi di alimentazione del combustibile

L'alimentazione al sistema di combustione viene effettuata in modo da avere una miscelazione con il combustibile primario, può avvenire nel corso della preparazione della carica o alimentando la camera di combustione con due diversi sistemi paralleli. Nel caso ad esempio nel caso di fanghi).

Nel caso i rifiuti e carbone viene effettuata una miscelazione.

4.8.4 Problematiche generali della co-combustione in CS

La gestione ed in particolare la combustione di combustibili secondari possono presentare problemi relativamente alla qualità e quantità delle emissioni (in atmosfera, nelle acque e residui di combustione e reattivi di abbattimento esausti) ed alla efficienza degli impianti.

I principali aspetti da considerare sono relative a:

- tossicità, considerando anche germi patogeni,

- rischi di incendio, esplosioni (combustibili gassosi ed esplosione di polveri),

- infiammabilità (combustibili liquidi),

- umidità del combustibile,

- autocombustioni ed odori (es.: biomasse, compost),

- fluidità (es.: fanghi),

- possibilità di essere macinati, per i combustibili solidi.

Questi aspetti devono guidare la scelta per una conduzione appropriata e in sicurezza della combustione.

Si riporta una breve descrizione dell'impianto di Fusina.

(ripreso da: Coordinamento ARPAV - DAP Venezia, Rapporto Conclusivo Attività di monitoraggio e Audit della sperimentazione per l'utilizzo di CDR nella centrale di produzione dell'energia elettrica dell'ENEL di Fusina-Venezia, 12/12/2003).

Le prove effettuate, ed ancora in corso, presso gli impianti Enel di Fusina (Venezia) rappresentano la prima ed unica sperimentazione italiana di utilizzo di CDR in cocombustione con carbone in CTE convenzionali a carbone.

Dette prime prove sono state effettuate nella caldaia della sezione termoelettrica 4 da 320 MWe di potenza all'uscita dell'alternatore, utilizzando CDR ottenuto da rifiuti solidi urbani e assimilabili che rispetti le specifiche tecniche di cui al punto 1.2 dell'all. 2, suballegato 1, al DM 5/2/98.

Attualmente sono state effettuate una serie di prove che prevedevano una serie di rilevamenti delle emissioni in situazioni diverse di funzionamento, al gruppo:

- prove in «bianco» con solo carbone (portata carbone durante le prove 112-122 t/h);

- prove con aggiunta di 3,0 t/h di CDR (portata carbone durante le prove 114-122 t/h);

- prove con aggiunta di 5,5-7 t/h di CDR (portata carbone durante le prove 74-75 t/h);

- prove con aggiunta di 7,15-8,93 t/h di CDR (portata carbone durante le prove 120-122 t/h).

Nel corso delle prove, oltre ai prelievi di emissione di aeriformi al camino, venivano caratterizzati i combustibili utilizzati e prelevati ed analizzati campioni medi di ceneri derivate dalla combustione.

In particolare per quanto riguarda le PCDD e PCDF, espresse in termini di tossicità equivalente (I-TE), si è riscontrato:

- fase «bianco», concentrazione media di 0,179 pg/Nm3, pari a 193,08 ng/h;

- fase con 3 t/h di CDR, concentrazione media di 1,369 pg/Nm3, pari a 1 530,30 ng/h;

- fase con aggiunta superiore alle 3 t/h, concentrazione media di 4 229 pg/Nm3, pari a 4 852,47 ng/h;

Di seguito si riporta una tabella riassuntiva dei principali dati medi rilevati nella sperimentazione.

portata media CDR durante i rilevamenti delle emissioni (t/h)	portata media emissione (Nm3/h s)	concentrazione media emissione PCDD/PCDF (pg I-TE/Nm3)	concentrazione media flusso di massa PCDD/PCDF (ng l-TE/h)
0	1 078 043	0,179	193,08
3	1 129 465	1,369	1 530,30
7,95	1 151 913	4,229	4 852,47

I primi dati derivati da questa fase iniziale della sperimentazione, hanno evidenziato che, pur nel rispetto dei limiti alle emissioni, nel caso di utilizzo di CDR si hanno evidenti incrementi nella emissioni di microinquinanti organici e inorganici. Un'analisi di maggior dettaglio potrà essere effettuata al termine di tutte le fasi previste dalla sperimentazione.

Efficienza dell'impianto

Quando si effettuano combustioni con mix di combustibili, devono essere determinate le rese di apporto calorico di ogni singolo combustibile al fine di verificare l'influenza della cocombustione nel processo. L'efficienza della conversione dei rifiuti in energia è influenzata da aspetti quali: contenuto di umidità, reattività del combustibile, possibilità ed efficacia dei pretrattamenti prima della combustione (es.: macinazione). Altri aspetti della co-combustione determinano la resa anche del combustibile primario:

- maggiori eccessi di aria che si possono rendere necessari per assicurare una combustione ottimale,

- le temperature dei fumi in caldaia possono subire cambiamenti,

- si possono avere incrementi di incombusti carboniosi nelle ceneri (fly ash)

- la temperatura del vapore può subire cambiamenti.

Variazioni delle emissioni

Le caratteristiche chimico-fisiche del combustibile secondario possono determinare variazioni sostanziali nelle emissioni (ad es.: elevate concentrazioni di metalli nel CDR rispetto al carbone). Tali variazioni potrebbero non essere eliminate o mitigate dai sistemi di abbattimento, per non adeguatezza del sistema o non specificità rispetto all'inquinante in questione, e provocare quindi un incremento proporzionale di carico inquinante da parte dell'impianto di combustione.

Per quanto riguarda il materiale particellare si possono avere emissioni aggiuntive: convogliate, nel caso il sistema di abbattimento non consenta l'abbattimento di polveri diverse (es.: per granulometria, resistività, ecc.); diffuse, determinate dalla movimentazione del combustibile secondario e/o da eventuali pretrattamenti.

In relazione alla tipologia di CS si possono avere formazioni consistenti di gas acidi nelle emissioni (HCI, HF, SOX, NOX), per le quali bisogna prevedere la compatibilità con i sistemi di abbattimento esistenti.

Le emissioni di ossidi di carbonio non subiscono, in generale, consistenti variazioni utilizzando CS, anzi, nel caso dell'utilizzo di biomasse si ha una riduzione e un bilancio positivo della CO2.

L'emissione di acido cloridrico e fluoridrico può essere consistente nel caso di utilizzo di CDR e non è previsto un sistema di abbattimento specifico nel caso di co-combustione in impianti a carbone.

Per quanto riguarda gli ossidi di azoto non si producono sostanziali differenze nel caso di cocombustioni, non sono quindi prevedibili variazioni di rilievo in impianti di combustione che posseggono già sistemi deNOx che, a loro volta, presentano una buona flessibilità di impiego.

In genere la presenza di zolfo nei CS è in quantità inferiore a quella del carbone o della lignite è

quindi, in questo caso la co-combustione non può produrre un incremento di emissioni di SO2.

Numerosi metalli sono presenti nei combustibili fossili, durante la combustione molti di questi rimangono nelle scorie e nelle ceneri, mentre quelli maggiormente volatili si trovano in buona parte nelle emissioni in atmosfera (es.: Cd, Hg, As, T, Se, Cd, Pb). L'aggiunta di alcune tipologie di CS produce un incremento nelle emissioni di metalli, tra questi in particolare Hg; in alcuni casi deve essere valutata la necessità di installare un sistema di abbattimento specifico.

I composti organici volatili ed in particolare gli inquinanti organici persistenti (principalmente PCDD e PCDF) risultano incrementati nelle emissioni nel caso di utilizzo di CDR, sia per la presenza nello stesso CS (che non vengono completamente degradati o si riformano) sia per la presenza di precursori. La presenza di zolfo nel combustibile primario può inibire la formazione di diossine che, tuttavia, sono invece favorite dalla presenza di alcuni metalli, in particolare Cu.

4.8.5 Tecniche di gestione e prevenzione

Di seguito si riassumono (tabelle 40 41 42 43) gli aspetti principali relativi alla gestione e prevenzione e riduzione dell'impatto nel caso di impiego dei CS.

Tabella 38: Tecniche di immagazzinamento e movimentazione di combustibili secondari: omissis.

Tabella 39: Tecniche di pretrattamento del combustibile secondario: omissis.

Tabella 40: Tecniche di introduzione del combustibile secondario in processi di combustione: omissis.

Tabella 41: Tecniche per la prevenzione e l'abbattimento delle emissioni in atmosfera per la co-combustione di combustibili secondari: omissis.

Note:

Le tecniche considerate nella definizione delle MTD, relativamente ad uno specifico combustibile, devono essere considerate anche nel caso di un combustibile secondario co-combusto; a volte la co-combustione di un combustibile secondario può causare i seguenti effetti:

un cambiamento di volume e di composizione dell'emissione, con conseguenze per il trasferimento di calore e per i sistemi di abbattimento degli inquinanti (es.: disattivazione dei catalizzatori del deNOx da parte di As, P, F e metalli alcalini) e interferenze con i sistemi di abbattimento;

si hanno influenze sulle buone e regolari condizioni di combustione, includendo stabilità della fiamma, temperatura di fiamma, formazione di atmosfere ossidanti sulle superfici della caldaia, prevenzione della formazione di fusioni di ceneri (strands);

si possono avere incrementi delle emissioni in aria (specialmente di Hg, metalli pesanti, diossine e furani, HCI, HF, incombusti carboniosi e CO);

In particolare quando il combustibile secondario con un alto contenuto di metalli volatili (es.: Hg) viene usato con un combustibile convenzionale, l'aggiunta di iniezione di carboni attivi è una tecnica che deve essere considerata nella definizione delle MTD.

4.9 Parametri inquinanti caratteristici e relativo monitoraggio

4.9.1 Combustibili ed emissioni inquinanti in atmosfera

Le emissioni atmosferiche da GIC contengono elementi e sostanze in qualità e quantità diverse in relazione al combustibile ed alla tecnologia utilizzati, costituiti da incombusti e prodotti che si formano durante il processo di combustione. Nel caso dei combustibili solidi e liquidi la maggiore quantità di tali emissioni è costituita dai cosiddetti macroinquinanti generati dalla ossidazione del carbonio, dello zolfo, dell'azoto presenti nel combustibile, dalla ossidazione dell'azoto dell'aria utilizzata come comburente e dagli incombusti. Tali emissioni sono quindi costituite in massima parte da ossidi di zolfo (SOx), ossidi di azoto (NOx) e polveri.

Oltre a questi, si riscontra la presenza, in quantità di gran lunga inferiori a quelle precedentemente citate e per questo denominate microinquinanti, di sostanze organiche ed inorganiche aventi un particolare interesse dal punto di vista igienico sanitario.

Le emissioni di questi microinquinanti sono costituite da metalli, contenuti nella frazione fine del particolato, e da sostanze organiche che possono formarsi nel corso della combustione.

Nel caso di impianti che utilizzano gas naturale, gli inquinanti che destano maggiore interesse, sono: il monossido di azoto (NO) in quanto precursore di inquinanti secondari quali il biossido di azoto (NO2) e i nitrati, che contribuiscono alla formazione del particolato fine, ed il monossido di carbonio (CO). Risultano inoltre assenti o in concentrazioni non rivelabili i microinquinanti organici ed inorganici.

Per quanto riguarda le emissioni di microinquinanti che sono soggetti ad un controllo, occorre far riferimento alla normativa nazionale e comunitaria sulla prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento, in particolare agli inquinanti di cui all'allegato III della direttiva 2008/1/CE e alle sottoliste di inquinanti considerati significativi per gli impianti di combustione compresi nella categoria 1.1 del D.Lgs. 59/05, già elencati al paragrafo 2.5.1

Da quanto sopra esposto, sulla base delle esperienze maturate nel corso delle attività di monitoraggio delle emissioni svolte su grandi impianti di combustione e tenuto anche conto degli orientamenti seguiti in ambito nazionale dalla Commissione VIA nelle autorizzazioni ex DPCM 377/1988, si può individuare un elenco degli inquinanti per i quali si ritiene necessario effettuare il controllo dei livelli emissivi.

Detto elenco si riporta di seguito, suddiviso per combustibile impiegato; nello stesso sono compresi anche gli inquinanti che devono essere rilevati negli impianti che effettuano il coincenerimento (D.Lvo 133/2005).

Tabella: omissis.

5 TECNOLOGIE EMERGENTI

5.1 Le nuove tecnologie del gas

Sviluppi dei combustori delle turbine a gas

Gli sviluppi più numerosi riguardano la configurazione delle zone di premiscelamento, combustione e diluizione dei combustori a premiscelazione magra DLN dei maggiori costruttori.

Uno sviluppo del tutto diverso è invece quello dei combustori catalitici.

La combustione catalitica di combustibile gassoso ed aria in premiscelazione magra all'interno del combustore della turbina è una tecnologia nuova che potrebbe affermarsi nel futuro.

Il combustore catalitico funziona in sostanza come un reattore, promuovendo l'ossidazione del metano e del monossido di carbonio per miscele magre, a temperature adiabatiche di fiamma che si mantengono al disotto della soglia di formazione dell' NOX termico.

Il combustore utilizzato è in genere ossido di palladio, che è fortemente attivo nel catalizzare l'ossidazione del combustibile gassoso.

La limitazione della generazione di ossidi d'azoto è possibile attraverso una termostatazione di natura chimica che coinvolge il passaggio dell'ossido di palladio a palladio metallico. Il passaggio avviene quando la temperatura del catalizzatore cresce; il palladio metallico è molto meno attivo dell'ossido nel favorire la combustione del metano ed in tal modo si ha una autoregolazione della temperatura che non raggiunge i valori elevati in corrispondenza ai quali si ha consistente generazione di ossidi di azoto.

L'inizio della ricerca sui combustori catalitici per turbine a gas risale a metà degli anni settanta e sviluppi di prototipi hanno riguardato potenze via via più elevate.

Una recente applicazione con prove su prototipi in piena scala c'è stata ad esempio su un combustore impiegabile su turbina a gas con temperatura di ingresso al primo stadio di turbina di 1100°C e potenza elettrica della turbina in ciclo semplice di circa 100 MW. I risultati in prove su singolo combustore hanno dato per le emissioni di NOX vapori spiccatamente dipendenti dalla temperatura di uscita dal combustore.

La tecnologia dei combustori catalitici è ancora nella fase di ricerca e sviluppo (si registrano ancora ad esempio problemi di stress dinamici nei combustori) e allo stato attuale non risulta prevedibile per l'esercizio commerciale delle turbine a gas di grossa potenza.

5.2 Le nuove tecnologie del carbone

5.2.1 Gassificazione del carbone (Integrated Gasification Combined Cycle - IGCC)

Rappresenta un'alternativa al sistema attuale di combustione del carbone e consiste nel portare il polverino ad elevata temperatura a contatto con vapore ed ossigeno. Tramite reazioni chimiche viene prodotto un gas utilizzato nelle turbine a gas, mentre i fumi caldi di scarico sono in grado di generare vapore che alimenta una turbina a vapore. Come già illustrato al paragrafo 5.4.2, l'aspetto ambientale della tecnologia è molto interessante in quanto lo zolfo presente nel carbone può essere quasi completamente recuperato in forma commerciale e le ceneri sono convertite in scorie vetrificate, ambientalmente inerti. Lo stato dell'arte di questa tecnologia è rappresentato da 22 impianti dimostrativi, di cui 19 funzionanti, con taglie comprese tra 40 e 550 MW, per un totale di 6.310 MW.

La maggior parte sono stati realizzati in USA, realizzati con varie tecnologie che si sono progressivamente affermate (Texaco, Shell, Dow, Krupp, Prenflo). In Italia, oltre ai già citati progetti IGCC realizzati presso le raffinerie, si segnala l'impegno dell'ENEL nell'ambito del Progetto europeo di gassificazione di Puertollano (Spagna) che vede coinvolte le maggiori imprese elettriche europee (EDF, EDP, Endesa, NP); l'impianto è entrato in servizio nel 1998 ed ha una potenza di 320 MW, alimentato a carbone e coke di petrolio, utilizza una tecnologia Prenflow. Sono in fase di valutazione anche iniziative IGCC con l'impiego del carbone proveniente dal bacino carbonifero del Sulcis in Sardegna.

5.2.2 Combustione a letto fluido (Fluidised Bed Combustion - FBC)

Si tratta di un sistema di combustione del carbone in un letto di particelle riscaldate sospese in un flusso gassoso che consente una loro rapida miscelazione. Come già illustrato in precedenza, attualmente sono disponibili due tipi di letto fluido pressurizzato: a letto ribollente ed a letto

circolante, mentre quelli a pressione atmosferica hanno già raggiunto un grosso successo commerciale anche se con prestazioni limitate. Le efficienze attese sono dell'ordine del 42-45% e si collocano tra gli IGCC e gli impianti convenzionali, mentre le prestazioni ambientali sono decisamente promettenti in quanto consentono di eliminare gli SOX al 90% come residui gassosi stabili e di ridurre gli NOx prodotti date le più basse temperature di combustione. Sono attualmente in funzione sette impianti dimostrativi con potenze fino a 350 MW. A livello europeo emerge la tecnologia ABB Alstom con impianti in Germania, Svezia e Spagna. In Gran Bretagna il Department of Trade and Industry ha comunicato l'avvio di un progetto per la realizzazione di un impianto dimostrativo da 1.000 MW a letto fluido in grado di raggiungere rendimenti dell'ordine del 55%, con il coinvolgimento di circa 40 imprese elettriche europee ed un investimento di circa 900 mila £, compresi fondi comunitari e governativi.

5.2.3 Tecnologia Ultrasupercritica (Ultra Super Critical - USC)

Rappresenta l'evoluzione della tecnologia tradizionale di combustione a polverino di carbone con turbina a vapore. I parametri termodinamici vengono spinti fino a 600-630 °C e le pressioni fino a 300-320 bar, introducendo innovazioni di tipo fluodinamico sul macchinario e tecnologie più avanzate di combustione. Gli impianti ultrasuper-critici, pur con efficienze superiori al 45%, non hanno ancora trovato una penetrazione nel mercato italiano a causa degli elevati costi di investimento e della concomitante competitività di altre tecnologie. La tecnologia USC si è affermata nei Paesi scandinavi dove già esiste una legislazione sul controllo della CO2 e si sta sviluppando in Germania dove sono in ordine impianti per 2000 MW con rendimenti attesi del 47-48%; il Giappone ha un piano USC di grande impegno ed i grandi Paesi asiatici la stanno valutando attentamente per il futuro.

A livello nazionale si segnala l'impegno dell'Ansaldo, che è in grado di fornire impianti e componenti fino a temperature del vapore di 600 °C e mantiene un impegno di ricerca e sviluppo nell'ambito del Programma comunitario Thermie insieme ad altre primarie industrie europee.

5.2.4 Cicli combinati a combustione esterna (Externally Fired Combined Cycles - EFCC)

Si tratta di impianti nei quali un ciclo combinato convenzionale può essere alimentato dai fumi provenienti dalla combustione esterna di combustibili «poveri» (biomasse, rifiuti) o di carbone. Essi prospettano rendimenti dell'ordine del 45-50%, ma il loro stadio di maturazione è situato non prima del 2010 in quanto risulta critico lo sviluppo dello scambiatore di calore, a causa delle alte temperature e dei fumi fortemente aggressivi. Negli USA è in corso un importante programma di sviluppo su scala dimostrativa finanziato dal DOE. In Europa significative attività di R&S sugli scambiatori ceramici sono in corso su iniziativa di Ansaldo, ENEA, ENEL, in collaborazione con altre primarie imprese europee quali la tedesca Balcke-Durr ed il CEA-CEREM francese, con il sostegno finanziario della Commissione europea; un prototipo industriale di scambiatore a tubi ceramici verrà sperimentato presso la centrale ENEL Produzione di Livorno.

5.3 Biomasse

La gassificazione pressurizzata in un ciclo IGCC è una delle tecnologie più efficienti anche dal punto di vista ambientale per la produzione di energia su grande scala, basata su combustibili fossili. L'impiego delle biomasse con la tecnologia IGCC è a livello avanzato di sviluppo nei paesi del Nord, al punto che un impianto dimostrativo è attualmente in fase di costruzione in Svezia. Anche la torba rappresenta un combustibile ideale per la gassificazione per il suo alto contenuto di composti volatili. Per quanto riguarda la gassificazione della paglia, essa è stata testata con successo solo insieme al carbone, mentre il suo impiego tal quale richiede ulteriori sviluppi prima di una sua disponibilità commerciale.

Tra le tecniche emergenti per la produzione di energia da biomasse occorre citare sicuramente la gassificazione. Soprattutto nella versione integrata con un ciclo combinato di produzione di

energia elettrica (Integrated Gasification Combined Cycle, IGCC) essa presenta grosse potenzialità in termini di incremento dell'efficienza di recupero, con conseguenti riduzioni delle emissioni di inquinanti e di gas con effetto serra.

Allo stato attuale tuttavia questa specifica tecnica è ancora in fase di sviluppo, con alcune limitate esperienze applicative, a livello pilota e dimostrativo, realizzate per lo più nei paesi del Nord Europa.

5.4 Combustibili liquidi

Le applicazioni delle celle a combustibile rappresentano il futuro delle tecnologie energetiche per l'impiego di combustibili liquidi puliti. Essi possono offrire miglioramenti nella protezione ambientale e raggiungere anche rendimenti molto elevati (fino al 70% in futuro). Prima di una larga applicazione è necessario dimostrare la stabilità del processo per un tempo significativo. Al momento la taglia degli impianti pilota è piccola rispetto ai grandi impianti di combustione.

5.5 Co-combustione

Si prevede che in futuro, a seguito della ulteriore esperienza acquisita con le tecniche di pretrattamento ed abbattimento, il grado di co-combustione dei rifiuti e dei combustibili di recupero venga aumentato oltre il livello del 10% sulla base del contenuto termico.

5.6 Cicli di generazione ad emissioni estremamente basse

Nella prospettiva di ricorrere all'idrogeno come combustibile alternativo ai combustibili fossili, si studiano nuovi sistemi di produzione dell'energia elettrica basati sull'utilizzo di H2 e O2 ed articolati in cicli combinati (turbine e ciclo vapore) o su cicli misti (celle a combustibile e cicli a vapore), che possono consentire la realizzazione di soluzioni impiantistiche ad «emissioni nulle (zero emissions)».

Questi sistemi possono essere integrati con gli impianti di gassificazione con trasformazione del gas di sintesi (syngas) in H2: infatti in essi è già prevista una sezione di produzione dell'O2 richiesto dal processo di gassificazione, da utilizzare anche per la combustione dell'idrogeno. Questa soluzione può essere considerata ad «emissioni nulle» (in pratica l'impianto non ha un camino) poiché unico prodotto della combustione è il vapore acqueo (sono quindi assenti gli NOX perché nel comburente non c'è azoto, gli SOX e le polveri per via del trattamento di purificazione a monte del syngas), mentre la CO2 presente nel syngas a valle del processo di shift-conversion viene totalmente separata e rimossa prima della combustione.

In tali cicli la produzione dell'idrogeno può essere ottenuta a partire da tecnologie pressoché mature di purificazione del gas grezzo (anche se non ancora sperimentate nel settore energetico), di shift-conversion per la trasformazione dell'ossido di carbonio in CO2, di separazione della CO2 mediante processi fisici o chimici. L'impianto innovativo di generazione elettrica, viceversa, si basa su alcuni componenti, quali in particolare i combustori idrogeno-ossigeno e su espansori a vapore ad alta temperatura, con tecnologia delle turbine a gas, che richiedono ancora un adeguato sviluppo tecnologico.

È importante in ogni caso sottolineare come tale soluzione consentirebbe un uso assolutamente pulito del carbone, per l'assenza di qualsiasi immissione gassosa in atmosfera, con la possibilità di conseguire rendimenti netti superiori al 50%, come risulta da studi condotti presso il Dipartimento di Ingegneria Meccanica dell'Università di Cagliari.

L'Agenzia Internazionale dell'Energia (AIE) di Parigi negli ultimi anni ho svolto una intensa attività tesa a favorire lo sviluppo di tecnologie per la separazione ed il confinamento della CO2 derivante dall'impiego dei combustibili fossili. Il dibattito in corso su tali tematiche rientra nel

quadro più generale dello sviluppo di tecnologie a bassissimo impatto ambientale («Zero Emissions Technologies») come opzione indispensabile in un futuro necessariamente ancora dominato dai combustibili fossili. Tali tecnologie, che comportano una forte riduzione degli inquinanti ma soprattutto la separazione ed il confinamento della CO2, sono state ritenute prioritarie dai vari organismi AIE anche perché l'attuale frontiera tecnologica non consente ancora l'impiego di soluzioni competitive dal punto di vista industriale.

Programmi di R&S in questo settore sono in corso in Canada, USA, UK, Giappone, Norvegia ed Unione Europea. La stessa AIE, nell'ambito del Progetto Greenhouse Gas R&D per la riduzione dell'effetto-serra, sta studiando la rimozione della CO2 prima della combustione, la cosiddetta «Precombustion decarbonisation»: gli studi al momento effettuati in collaborazione con la Statoil, sia sul gas che sul carbone, sono molto incoraggianti soprattutto quelli basati sulla produzione di idrogeno che possono utilizzare tecnologie già disponibili. In Italia non vi sono al momento programmi nazionali, ad eccezione di alcuni studi che sta svolgendo l'ENEA in collaborazione con l'industria sulla gassificazione del carbone con separazione della CO2 e produzione di idrogeno.

A livello strategico la disponibilità di tali tecnologie potrebbe consentire un rilancio del carbone in quanto verrebbe ridimensionata la produzione di CO2 che rappresenta il principale punto di debolezza nel confronto competitivo con le altre fonti.

A tale scopo gli USA hanno lanciato anche un progetto dimostrativo del valore di $ 1 miliardi, denominato FutureGen da 275 MW per la produzione combinata di elettricità e di idrogeno dal carbone, con sequestro della CO2 prodotta, aperto anche alla cooperazione internazionale. Nel 2003 gli USA hanno anche promosso l'iniziativa CSLF (Carbon Sequestration Leadership Forum) di collaborazione internazionale a livello governativo per promuovere lo sviluppo di tecnologie adeguate di cattura e sequestro dell'anidride carbonica, alla quale ha aderito anche l'Italia (tramite il Ministero delle Attività Produttive) insieme ad altri 13 Paesi ed all'Unione Europea.

5.7 L'idrogeno vettore energetico per la riduzione dei gas serra

5.7.1 Generalità

L'idrogeno appare poter diventare il vettore d'elezione per un sistema energetico sostenibile, in quanto:

- in linea di principio, può essere prodotto da fonti diverse (combustibili fossili, con separazione della CO2, rinnovabili, nucleare) e intercambiabili;

- può essere impiegato in applicazioni diversificate (dal trasporto alla generazione di energia elettrica, per taglie dai watt ai milioni di watt), con un impatto ambientale nullo o estremamente ridotto sia a livello locale che globale.

Accanto agli indubbi vantaggi, l'introduzione dell'idrogeno come vettore energetico per il lungo termine presenta però numerosi problemi connessi allo sviluppo delle tecnologie necessarie per rendere il suo impiego economico ed affidabile, nelle diverse fasi di produzione, trasporto, accumulo, utilizzo.

Lo sviluppo di tali tecnologie è oggetto dei programmi che, con risorse crescenti, sono portati avanti nei maggiori paesi industrializzati. Notevole, in particolare, l'impegno previsto negli Stati Uniti che, oltre ad avere un programma di ingenti dimensioni nel settore, hanno proposto una alleanza internazionale per lo sviluppo dell'idrogeno (International Partnership for the Hydrogen Economy). La stessa Unione europea prevede un sensibile incremento delle risorse nel campo dell'idrogeno e delle celle a combustibile e sta definendo, in collaborazione con gli Stati membri,

una piattaforma per lo sviluppo delle relative tecnologie (European Hydrogen and Fuel Cells Technology Platform).

In tal senso si sta operando anche in Italia, con una serie di interventi, in parte già avviati, in parte previsti nell'ambito del Piano Nazionale della Ricerca; finanziamenti complessivi per quasi 90 milioni di euro (oltre 51 per l'idrogeno e quasi 39 per le celle a combustibile) sono stati stanziati per progetti triennali, le cui proposte sono in fase di valutazione e che si prevede verranno avviati agli inizi del 2004 (FISR - Fondo Integrativo Speciale per la Ricerca del Ministero dell'Istruzione, dell'Università e della Ricerca (MIUR)).

In tale ambito saranno avviate azioni che riguardano tutto il ciclo dell'idrogeno e si pongono nel medio termine l'obiettivo di mettere a punto le tecnologie necessarie per introdurre questo vettore nelle nicchie di mercato più promettenti, come primo passo di un processo che dovrà portare ad una diffusione su ampia scala nel lungo termine.

A questo riguardo appare utile evidenziare gli aspetti più critici, che sono il costo elevato e la scelta della sorgente da impiegare per la produzione di idrogeno, anche in relazione alla quantità e alla fonte di energia necessaria per la sua produzione.

In prospettiva la produzione potrà utilizzare l'energia nucleare e le energie rinnovabili, a partire dall'acqua e dalle biomasse, ma i combustibili fossili rappresentano la soluzione più vicina e quella su cui puntare per il medio termine.

5.7.2 Produzione da combustibili fossili

Le tecnologie di produzione di idrogeno, a partire dai combustibili fossili (steam reforming, ossidazione parziale, gassificazione) sono mature, anche se suscettibili di ulteriori miglioramenti da un punto di vista energetico e di impatto ambientale.

In questo contesto è però senz'altro da affrontare la sfida tecnologica posta dalla necessità di separare e immagazzinare la CO2 prodotta insieme all'idrogeno. D'altra parte, la richiesta di separazione e confinamento dell'anidride carbonica potrebbe, a medio termine, rappresentare una valida scelta anche per gli impianti convenzionali di generazione.

5.7.3 Produzione da biomassa

La produzione di idrogeno da biomassa si presenta molto interessante: nessuno dei processi proposti ha però ancora raggiunto la maturità industriale. Le diverse alternative (gassificazione, pirolisi e successivo reforming della frazione liquida prodotta, produzione di etanolo e reforming dello stesso, produzione biologica attraverso processi basati su fenomeni di fotosintesi o di fermentazione) richiedono tutte, anche se a livelli diversi, un impegno notevole di ricerca, sviluppo e dimostrazione.

5.7.4 Produzione da elettrolisi dell'acqua o scissione della stessa ad alta temperatura

La produzione per elettrolisi dell'acqua è un processo abbastanza consolidato, che consente di ottenere idrogeno praticamente puro. Il suo costo potrebbe diventare economicamente accettabile nel medio termine, solo se l'energia elettrica necessaria fosse prodotta ad un costo estremamente basso. La dissociazione dell'acqua può essere effettuata anche facendo uso di processi termochimici, con calore ad alta temperatura ottenuto da fonti diverse (energia solare, nucleare); sono in corso, anche in Italia, attività di ricerca e sviluppo tese a verificare la fattibilità industriale di tali processi ed il potenziale nel lungo termine sembra essere molto interessante.

5.7.5 Trasporto e accumulo

L'idrogeno può essere trasportato ed accumulato in forma gassosa, liquida oppure adsorbito su materiali speciali; ogni forma presenta aspetti favorevoli e svantaggi e tutte, se pur in gran parte già impiegate, richiedono significativi sforzi di ricerca e sviluppo per essere affidabili e competitive.

Per il trasporto dell'idrogeno gassoso si può pensare a qualcosa di equivalente ai gasdotti per il metano. Sono da risolvere i problemi relativi ai materiali impiegati ed è richiesta una maggiore energia di compressione (l'inferiore potere calorifico dell'idrogeno rispetto al metano richiede maggiori portate per la stessa quantità di energia). Il trasporto in forma liquida presenta problematiche più complesse e sembra, in prospettiva, conveniente solo per grandi quantità e percorrenze elevate.

La distribuzione dell'idrogeno presso gli utenti, nel caso di una ampia diffusione del suo impiego (ad es. nel settore del trasporto), pone in prospettiva il problema di una rete adeguata e degli enormi investimenti necessari per la sua realizzazione.

Le tecnologie di stoccaggio dipendono dalle applicazioni considerate e sono critiche soprattutto per l'impiego a bordo di veicoli, dove è necessaria un'elevata densità di energia. Le soluzioni attuali (bombole, idruri, idrogeno liquido) non sono in grado di assicurare una diffusione su larga scala nel medio-lungo termine. Ulteriori sviluppi delle stesse, o soluzioni completamente nuove, sono quindi necessari ed oggetto dei programmi di ricerca e sviluppo in corso.

5.7.6 Utilizzo

Oltre al suo attuale impiego come materiale per processi chimici, l'idrogeno può in prospettiva essere utilizzato come combustibile per la generazione di energia elettrica/cogenerazione (cicli termici, celle a combustibile) e per il trasporto (motori a combustione interna, celle a combustibile), con notevoli benefici sia in termini di efficienza che di riduzione dell'impatto ambientale. Anche in questo caso, le tecnologie necessarie, pur oggetto finora di notevoli sforzi di ricerca e sviluppo, richiedono ancora un impegno notevole per giungere alla disponibilità di prodotti competitivi.

Motori a combustione interna

Motori a combustione interna ad idrogeno (o a miscele gas naturale-idrogeno) sono ormai disponibili (ad es. BMW); anche se l'utilizzo dell'idrogeno non consente di per sé rendimenti termodinamici superiori rispetto a motori ad accensione comandata alimentati a metano. Le emissioni di HC, CO e CO2 sono eliminate del tutto; sussistono peraltro le emissioni di ossidi di azoto, difficilmente riducibili allo scarico con tecnologie utilizzabili su scala industriale. È bene ricordare che il motore a combustione interna ad idrogeno è comunque in una fase di sviluppo preliminare. Rimangono infatti alcune barriere tecnologiche da superare prima di un suo utilizzo in grande serie nei prossimi anni.

Centrali termoelettriche a idrogeno

Analisi e valutazioni industriali indicano la fattibilità tecnica della realizzazione di centrali termoelettriche alimentate ad idrogeno, che utilizzano tecnologie esistenti e già commercialmente mature (dall'impiantistica di produzione dell'idrogeno con reforming catalitico o con ossidazione parziale di idrocarburi, al ciclo combinato turbine a gas/turbine a vapore per la generazione di elettricità), fino a taglie di diverse centinaia di MW. Sono attivamente studiate e sperimentate in ambito internazionale le tecnologie per la separazione ed il confinamento della CO2 prodotta durante il processo di produzione dell'idrogeno. Fra i programmi più avanzati rivolti all'utilizzo migliore dell'idrogeno ed all'aumento del rendimento del ciclo si segnala il programma WE-NET giapponese che prevede, tra l'altro, lo sviluppo di turbine che possono lavorare a temperature più elevate. Si segnala anche il progetto dimostrativo USA denominato

FutureGen da 275 MW per la produzione combinata di elettricità e di idrogeno dal carbone, con sequestro della CO2 prodotta, già richiamato in precedenza.

Celle a combustibile

L'idrogeno è il combustibile ideale per le celle e quello che può consentire alla tecnologia di esprimere tutte le sue potenzialità in termini energetici e ambientali.

5.8 Sicurezza e accettabilità delle tecnologie

L'impiego diffuso di un nuovo vettore energetico come l'idrogeno, richiede il superamento delle barriere connesse con i problemi di sicurezza e di accettabilità da parte degli utenti (conoscenza delle tecnologie, standard, normative).

L'idrogeno è già ampiamente utilizzato in ambito industriale e costituisce oltre il 50% del gas di città, impiegato per tanti anni, e senza particolari problemi, in molte città italiane prima dell'arrivo del gas naturale. Anche se ha caratteristiche diverse dai combustibili più diffusi, gli ostacoli ad un suo impiego su larga scala sono, in linea di principio, tutti superabili. È necessario però sviluppare un quadro normativo preciso ed affidabile ed attuare progetti dimostrativi che contribuiscano a far superare quella «percezione» di rischio che attualmente costituisce una barriera nella pubblica opinione.

6 Definizione (sulla base dell'approfondimento e dell'estensione delle analisi svolte in sede comunitaria), della lista delle migliori tecniche per la prevenzione integrata dell'inquinamento dello specifico settore in Italia.

6.1 Tecniche per ridurre le emissioni di SO2

Le emissioni di ossidi di zolfo (prevalentemente SO2 ed in minima misura SO3) derivano dall'ossidazione dello zolfo presente nel combustibile.

Esistono diverse tecniche per la riduzione delle emissioni di SO2 che possono essere suddivise in:

- misure primarie: misure integrate per ridurre le emissioni all'origine;

- misure secondarie: misure messe in atto alla fine del processo, come ad esempio impianti di desolforazione.

Nel presente capitolo vengono brevemente descritte le tecniche che sono applicate in Italia e che presentano una maturità industriale tale da poter garantire una buona affidabilità di applicazione.

6.1.1 Misure primarie

Utilizzo di un combustibile a basso contenuto di zolfo Come ovvio il passaggio ad un combustibile a basso contenuto di zolfo può ridurre le emissioni di SO2in maniera significativa. La possibilità di attuare questa misura dipende dalla disponibilità del combustibile e dal tipo di impianto di combustione.

Poiché l'applicazione di tale misura potrebbe influenzare anche pesantemente la politica aziendale di approvvigionamento dei combustibili, la quale peraltro risulta strategica per le aziende, si ritiene di dover considerare tale misura come applicabile con molta discrezionalità.

Utilizzo di sorbenti in sistemi a letto fluido

L'utilizzo di sorbenti quali CaO, CaCO3, Ca(OH)2nei sistemi di combustione a letto fluido, che in gran parte sono alimentati a carbone, costituisce un sistema di desolforazione integrato all'interno degli stessi.

La reazione richiede un eccesso di sorbente che dipende dal tipo di combustibile. Per la descrizione si rimanda ai capitoli relativi.

Risulta evidente che tale misura è applicabile ai soli impianti a letto fluido.

6.1.2 Misure secondarie

Le tecnologie per la desolforazione possono essere classificate come mostrato in Figura 10

Figura 10: Schema delle tecnologie utilizzate per ridurre gli ossidi di zolfo: omissis.

Fino al 2000 c'erano 680 impianti di desolforazione installati in 27 paesi nel mondo e 140 in fase di costruzione o progettazione in nove paesi; nella Tabella 42 è fornita la situazione alla fine del 1999.

Tabella 42: omissis.

FGD nei grandi impianti di combustione nell' EU-15

Desolforazione ad umido (processo calcare - gesso)

La desolforazione ad umido (Wet FGD - Wet Flue Gas Desulphurisation), in particolare il processo calcare gesso, è la tecnologia maggiormente diffusa a livello mondiale; questo è dovuto alla elevata efficienza di abbattimento della SO2 e alla elevata affidabilità ormai raggiunta.

Il primo impianto di desolforazione ad umido che produceva gesso entrò in servizio nel 1975 su una unità a carbone della centrale di Takasago della EPDC in Giappone.

Attualmente gli impianti di desolforazione del tipo a umido a calcare (o calce)/gesso sono quelli più largamente diffusi e coprono circa l'80% di tutta la potenza installata dotata di desolforatori.

La Figura 11 mostra uno schema di processo di un modello recente di desolforatore calcare/gesso a umido.

Figura 11: Schema di processo di un desolforatore ad umido calcare/gesso: omissis.

Il reagente maggiormente utilizzato è il calcare in considerazione del suo basso costo, ma è possibile anche l'utilizzo di calce idrata; il primo reagente sta rimpiazzando il secondo; in Italia tutti i desolforatori attualmente in servizio utilizzano come reagente calcare che viene acquistato già macinato. I desolforatori che entreranno in futuro in servizio in Italia, analogamente ad alcuni impianti esteri, acquisteranno invece calcare in pezzatura da sottoporre poi a macinazione tramite un impianto dedicato.

I fumi dopo aver attraversato il sistema di abbattimento delle polveri (elettrofiltro o filtro a maniche) passano attraverso uno scambiatore di calore ed entrano nell'assorbitore, in cui la SO2 è rimossa tramite il contatto diretto con una sospensione di calcare finemente macinato che viene spruzzata nei fumi da appositi ugelli. La sospensione di calcare è alimentata in continuo all'assorbitore.

Il gas desolforato passa attraverso i demisters (sistemi per l'abbattimento delle gocce trascinate) ed è inviato al camino. I prodotti di reazione sono estratti dall'assorbitore ed inviati alla

disidratazione (dewatering) tramite idrocicloni seguiti da un ulteriore trattamento mediante filtri a nastro o centrifughe e da lavaggio con acqua per eliminare i sali solubili come i cloruri.

Le reazioni di desolforazione sono le seguenti.

```
SO2 + H2O ? H2SO3
CaCO3 + H2SO3  ? CaSO3 + CO2 + H2O
CaSO3 + ½ O2 + 2 H2O ? CaSO42H2O
```

Reazione totale

```
CaCO3 + SO2 + ½ O2 + H2O ? CaSO4 2H2O
```

Normalmente il solfito di calcio prodotto nell'assorbitore viene ossidato a solfato di calcio bi-idrato (gesso) tramite aria immessa nel fondo dell'assorbitore da apposite soffianti.

Il prodotto finale del processo è costituito da gesso (solfato di calcio bi-idrato), che contiene circa il 90% di solidi e può essere utilizzato come gesso per intonaci, per pannelli e come additivo per il cemento in sostituzione del gesso naturale oppure messo a discarica.

La configurazione degli assorbitori dei più moderni impianti di desolforazione del tipo calcare-gesso attualmente utilizzati può essere classificata in due tipi diversi.

a) Processo con prescrubber: questa configurazione è quella più comunemente adottata in Giappone grazie alla elevata qualità del gesso prodotto. Il prescrubber: ha la funzione primaria di abbattere HCI, HF ed il particolato fine.

b) Processo senza prescrubber: questa configurazione dell'assorbitore è la più semplice e sta diventando quella maggiormente utilizzata (in Germania i più recenti desolforatori adottano la configurazione b); tutte le reazioni chimiche avvengono in un solo assorbitore. La semplicità del sistema consente ridotti costi di investimento, minor assorbimento di potenza (negli impianti più recenti poco più dell'1% della potenza prodotta dall'unità) e richiede minori spazi mentre la qualità del gesso prodotto è accettabile. Come nel caso precedente l'ossidazione dei solfiti a solfati avviene dentro l'assorbitore tramite iniezione forzata di aria. Il progetto dei desolforatori installati sulle unità termoelettriche italiane si è semplificato nel tempo, passando da due linee costituite ciascuna da un prescrubber ed uno scrubber per un gruppo da 320 MWe (Fusina unità 3 ed unità 4) ad un solo assorbitore senza prescrubber per un gruppo da 600 MWe (La Spezia unità 3).

Figura 12: Differenti tipi di scrubber ad umido: omissis.

Esistono vari tipi di assorbitori (vedi Figura 13).

Figura 13: Assorbitori: omissis.

1) Questo tipo è chiamato «spray tower» ed è quello più comunemente utilizzato. Normalmente ha tre o quattro livelli di spruzzatori con un certo numero di spruzzatori attraverso i quali è atomizzata e spruzzata nel modo più uniforme possibile una sospensione acquosa di calcare. I fumi introdotti nell'assorbitore entrano in contatto con le gocce di sospensione che cadono dall'alto; il flusso del gas normalmente è controcorrente rispetto a quello delle gocce che cadono verso il basso e non sono presenti all'interno dell'assorbitore sistemi per convogliare il flusso del gas. Le gocce trascinate dal gas (aerosol) sono catturate dai demisters.

2) Questo tipo è chiamato «packed tower» (torre a riempimento) ed utilizza un riempimento costituito da griglie di materiale plastico che aumenta il tempo di contatto tra gas e liquido, con

una maggiore efficienza di abbattimento della SO2. Il flusso dei fumi è equicorrente con quello delle gocce di liquido e questo consente di realizzare assorbitori più compatti.

3) Questo tipo è chiamato Jet Bubbling Reactor (JBR); i fumi sono iniettati dentro il liquido attraverso una serie di tubi immersi in quest'ultimo; nel JBR vengono iniettati anche la sospensione di calcare e l'aria per l'ossidazione dei solfiti a solfati. Questo processo, a differenza degli altri, non richiede pompe di ricircolo e banchi di spruzzatori.

4) Questo tipo è chiamato «dual loop» ed è diviso in due parti chiamate «quencher» ed assorbitore, ciascuna delle quali funziona ad un proprio valore di pH.

I processi di desolforazione calcare/gesso ad umido (Wet FGD) operano in un ambiente aggressivo, con problemi di erosione, corrosione ed abrasione all'interno dei componenti. Tutti i componenti dell'impianto dall'ingresso dell'assorbitore fino al camino devono essere protetti mediante gommatura o altri rivestimenti protettivi contro la corrosione acida causata dai fumi freddi saturi di umidità. I componenti più critici sono i condotti di ingresso, l'assorbitore e i sistemi di riscaldamento. Per quanto riguarda gli assorbitori degli impianti DeSOx, in Italia questi sono stati realizzati in acciaio al carbonio gommato; l'ultimo assorbitore entrato in servizio (La Spezia unità 3) e quelli dei futuri impianti DeSOx adotteranno materiali pregiati ad alta resistenza alla corrosione, quindi senza gommatura.

Tutte le parti a contatto con lo slurry sono soggette ad erosione e corrosione (spruzzatori, serbatoi, agitatori, pompe, tubi, valvole e sistemi per la disidratazione del gesso).

La temperatura dei fumi si riduce a circa 45 - 80°C passando attraverso gli impianti di desolforazione a umido; pertanto normalmente i fumi desolforati vengono riscaldati tramite uno scambiatore di calore gas/gas rigenerativo detto GGH (Gas Gas Heater) prima di essere immessi in atmosfera.

I reflui liquidi del processo di desolforazione sono normalmente trattati in un apposito impianto di trattamento delle acque.

L'installazione di un sistema di desolforazione ad umido richiede uno spazio notevole; il problema dello spazio è rilevante soprattutto nel caso in cui debba essere installato su unità già esistenti con conseguenti maggiori costi per la realizzazione di opere civili e condotti fumi.

I processi a umido del tipo calcare/gesso hanno subito notevoli sviluppi nel tempo, con aumento dell'efficienza di abbattimento della SO2 e dell'affidabilità, che è normalmente intorno al 99%, e riduzione dei costi di installazione e di esercizio, anche grazie alla minor potenza assorbita.

Tra i più comuni problemi che si sono riscontrati nel funzionamento dei desolforatori in Italia e che almeno in parte sono stati risolti, si hanno: intasamento dei demisters, della linea dell'aria di ossidazione e degli ugelli spruzzatori, danneggiamento delle gommature dell'assorbitore e delle tubazioni delle pompe di ricircolo, deposito di gesso sulle pale dei ventilatori booster, erosioni all'interno delle tubazioni dello slurry, intasamenti sui sistemi di stoccaggio e dosaggio del calcare in polvere.

Una sintesi delle prestazioni è riportata nella Tabella 43.

I costi di installazione sono relativamente elevati per gli impianti di desolforazione ad umido del tipo calcare/gesso, mentre i costi di esercizio sono moderati grazie all'affidabilità e all'automazione del processo ed al fatto che il prodotto finale (il gesso) è vendibile, anche se tale opzione risulta ancora non consolidata in quanto non si è ancora in presenza di una richiesta stabile da parte del mercato.

In Italia i desolforatori installati su unità termoelettriche a carbone o a combustibili liquidi ad alto tenore di zolfo (Orimulsion, olio combustibile ad alto tenore di zolfo) sono tutti del tipo a umido calcare/gesso, con una eccezione di cui si dirà nel paragrafo relativo agli spray dry. La taglia degli impianti arriva fino a 660 MWe per le unità carbone/Orimulsion e fino a 320 MWe su unità ad olio combustibile. E' prevista l'installazione di desolforatori di questo tipo sulle future unità da 660 MWe a carbone dell'Enel di Torrevaldaliga Nord e sulle unità da 660 MWe dell'Enel di Porto Tolle dopo la conversione ad Orimulsion.

I costi di installazione variano notevolmente in funzione della taglia dell'impianto, della concentrazione di SO2 in ingresso ed in uscita, dell'utilizzo del gesso, della ridondanza del macchinario del numero degli impianti presenti nel sito, della situazione del mercato degli impianti di desolforazione etc.

Desolforazione a secco (processo spray dry)

II sistema di desolforazione a secco del tipo spray dry è il secondo processo al mondo come diffusione dopo il processo ad umido tipo calcare gesso. Il primo spray dry fu installato su un impianto a carbone nel 1980 negli Stati Uniti. A livello mondiale il processo spray dry è largamente diffuso ed è utilizzato dal 74% degli impianti che adottano un sistema di desolforazione a secco, per un totale di 18655 MWe nel 1998.

Il processo utilizza una sospensione di idrossido di calcio (calce idrata) per abbattere la SO2 presente nei fumi.

In Italia esiste un impianto di desolforazione a secco del tipo spray dry su un gruppo termoelettrico a carbone della ASM di Brescia che produce energia elettrica (circa 60 MWe) e vapore per teleriscaldamento (circa 120 MW termici).

In alcuni impianti a monte dello spray dry è installato un sistema per l'abbattimento del particolato (filtro a maniche o elettrofiltro).

Il sistema consiste essenzialmente di:

- assorbitore spray dry (è il reattore in cui avviene la reazione di desolforazione);

- un sistema per la captazione del particolato (filtro a maniche o elettrofiltro);

- sistemi per lo stoccaggio e/o il ricircolo dei prodotti di reazione che contengono ancora del reagente.

Il reagente utilizzato nel processo è una sospensione di calce idrata (idrossido di calcio) detta «latte di calce», che si ottiene miscelando la calce con un eccesso di acqua oppure spegnendo l'ossido di calcio in acqua. Il latte di calce viene finemente atomizzato all'interno dell'assorbitore dello spray dry, in cui avviene la rimozione della SO2; l'acqua contenuta nella sospensione di calce evapora per effetto del calore dei fumi in un tempo dell'ordine dei 10 secondi (tempo di permanenza nel reattore); la SO2 ed eventuali altri gas acidi come HCI e SO3 reagiscono con la calce formando solfato e solfito di calcio e cloruro di calcio. Poiché l'acqua contenuta nella sospensione evapora completamente non è necessario un impianto di trattamento delle acque reflue.

Figura 14: Schema di uno spray dry scrubber: omissis.

Le reazioni che hanno luogo nel processo sono le seguenti:

```
Ca(OH)2 + SO2  ? CaSO3 + H2O
```

CaSO3 + ½ O2+2 H2O ? CaSO42H2O

L'assorbimento della SO2 è fortemente influenzato da fattori quali la temperatura e l'umidità dei fumi, la concentrazione di SO2 e la dimensione delle gocce di sospensione atomizzata.

Il prodotto di reazione è una miscela sotto forma di polvere di solfito e solfato di calcio e ceneri ed ossido di calcio non reagito, che viene raccolta dall'elettrofiltro o dal filtro a maniche. Una parte del residuo, che contiene ossido di calcio non reagito, viene mescolata con latte di calce fresco e riciclata al reattore.

Sugli impianti europei spray dry è normalmente installato un elettrofiltro o un filtro a maniche che rimuove gran parte del particolato prima dell'ingresso nel reattore. Tale sistema ha il vantaggio di ridurre la quantità di residuo da mettere a discarica, raccoglie un sottoprodotto che è vendibile (le ceneri) riduce l'erosione sui componenti a valle.

Il componente più importante del processo è l'atomizzatore rotante all'interno dell'assorbitore, che è installato al centro del tetto di quest'ultimo e che produce uno spray fine di gocce di sospensione di calce idrata.

Gli ugelli dell'atomizzatore della calce idrata devono garantire una qualità costante nel tempo dello spray prodotto e pertanto devono resistere all'erosione da parte della sospensione e alla corrosione da parte dei fumi e devono avere una bassa tendenza ad intasarsi.

L'utilizzo del reagente negli spray dry è più alto di quello di altri processi di desolforazione a secco e varia tra il 10% ed il 40%; può essere aumentato ricircolando il residuo al reattore, controllando strettamente il rapporto acqua sorbente nella sospensione, diminuendo la temperatura di approccio alla saturazione nell'assorbitore e ricircolando una parte dei prodotti di reazione all'assorbitore.

Il residuo prodotto dal processo è una miscela di solfito e solfato di calcio e ceneri, che ha meno mercato rispetto al gesso prodotto dagli impianti di desolforazione a umido del tipo calcare/gesso; viene normalmente messo a discarica dopo essere stato miscelato con acqua e cenere per stabilizzarlo evitando il rilascio di componenti pericolosi per effetto del contatto con l'acqua piovana e di polveri da parte della calce non reagita.

Il residuo, eventualmente miscelato con altri componenti quali le ceneri da carbone ed il cemento, può essere utilizzato nel settore delle costruzioni (ad es. di strade e di porti) e dei materiali per l'edilizia (mattoni, ghiaia artificiale etc.) e nel settore minerario; sono in corso test per l'utilizzo come additivo per fertilizzare terreni che richiedono un apporto di zolfo.

Una sintesi delle prestazioni è riportata nella Tabella 44.

Gli spray dry operano di solito 10 - 20 °C al di sopra della temperatura di saturazione e pertanto non richiedono un sistema di riscaldamento prima dell'immissione in atmosfera.

Gli spray dry sono utilizzati prevalentemente su unità di taglia piccola o media (sotto 700 MW termici) che bruciano combustibili con un contenuto di zolfo basso o medio (1,5%); generalmente si tratta di unità soggette a retrofit o che coprono i picchi della produzione di energia.

Gli spray dry si caratterizzano per minori costi di investimento rispetto ai desolforatori a umido (20-30% in meno) ma hanno maggiori costi di esercizio rispetto a questi ultimi, principalmente a causa del maggior costo del reagente utilizzato (calce idrata invece di calcare).

Iniezione di sorbente in caldaia

II processo prevede l'iniezione di un sorbente (calcare polverizzato o calce idrata o dolomite) in caldaie di tipo convenzionale (vedi Figura 15).

Figura 15: Iniezione di sorbente in caldaia: omissis.

II processo, grazie alle alte temperature presenti in caldaia, porta alla formazione di particelle reattive di ossido di calcio (CaO). La superficie esterna di queste particelle reagisce con la SO2 presente nei fumi con la formazione di solfito (CaSO3) e solfato di calcio (CaSO4). Tali prodotti di reazione sono poi captati dai sistemi di abbattimento del particolato (filtro a maniche o elettrofiltro).

La Figura 16 illustra le reazioni che hanno luogo.

Figura 16: Reazione di desolforazione: omissis.

```
CaCO3 + calore ? CaO + CO2  oppure Ca(OH)2 + calore – ? CaO + H2 O
CaO + SO2 + ½ O2  – ? CaSO4
```

Il range di temperatura che consente la reazione di desolforazione in caldaia tra il CaO e la SO2 è 980 - 1230 °C, con un tempo di permanenza di almeno 1,5 secondi.

L'efficienza di abbattimento della SO2 è di circa il 50% con un rapporto Ca/S di 2 - 4 e con iniezione del sorbente (calcare) alle temperature ideali; l'efficienza di abbattimento e l'utilizzo del reagente sono inferiori rispetto a quelle di altri sistemi di desolforazione.

L'iniezione di sorbente in caldaia oltre alla SO2 abbatte, almeno in parte, anche la SO3.

L'efficienza di abbattimento della SO2 può essere aumentata di circa il 10% iniettando acqua nel condotto a monte dell'elettrofiltro e può arrivare a 70 - 90% mediante il riciclo in caldaia dei prodotti di reazione.

Il processo è adatto per unità di piccola taglia che utilizzano combustibili a basso contenuto di zolfo; è relativamente semplice e richiede meno manutenzione e utilizzo di personale di altri processi.

I prodotti di reazione sono messi a discarica, al contrario di quanto accade per il gesso prodotto dai desolforatori tipo Wet FGD che è vendibile, ma richiedono una certa attenzione a causa della presenza di calce viva (CaO) e solfito di calcio. La movimentazione e la messa a discarica dei prodotti di reazione costituiscono una complicazione di questo processo; se si opera con un rapporto Ca/S pari a 2 con un carbone con il 10% di cenere, si triplica quasi la quantità di polveri che deve essere captata dall'elettrofiltro e poi smaltita in discarica.

In Italia nel settore termoelettrico esiste solo un impianto installato su una unità a carbone da 75 MWe dell'ENEL; tale impianto attualmente non è utilizzato.

Iniezione di sorbente nei condotti fumi

II processo prevede l'iniezione di un sorbente a base di calcio o di sodio nei condotti fumi a monte del sistema per la captazione del particolato (filtro a maniche o elettrofiltro). Vedi Figura 17

Figura 17: Iniezione di sorbente nei condotti fumi: omissis.

I sorbenti utilizzati sono:

- la calce idrata secca, che richiede l'umidificazione dei fumi mediante l'iniezione di acqua negli stessi;

- il bicarbonato di sodio (NaHCO3), che non richiede l'umidificazione dei fumi;

- la calce idrata in sospensione acquosa, che non richiede l'umidificazione dei fumi.

L'umidificazione dei fumi ha lo scopo di migliorare l'efficienza di abbattimento della SO2 e di condizionare il particolato per mantenere accettabili le prestazioni dell'elettrofiltro.

Nel caso si utilizzi bicarbonato di sodio come sorbente le reazioni sono le seguenti:

```
2HaHCO O3  ? Na2CO3 + CO2 + H2 O
Na2CO3 + SO2  ? Na2SO3 + CO2
Na2CO3 + SO2 + ½ O2  ? Na2SO4 + CO2
```

Il bicarbonato si decompone a carbonato per effetto della temperatura; la superficie esterna delle particelle di carbonato reagisce con la SO2 per formare solfito e solfato di sodio.

Il processo si caratterizza per il basso costo di investimento e per la semplicità; l'efficienza di abbattimento della SO2 è relativamente bassa (in genere non più del 50%), come pure è bassa l'utilizzazione del reagente se non si effettua il riutilizzo dei prodotti di reazione (nel caso dell'utilizzo della calce idrata come sorbente è del 15 - 30%). Questo implica che una percentuale elevata (70-85%) della calce iniettata è captata dall'elettrofiltro e poi viene messa a discarica con le ceneri.

I processi emergenti mirano ad ottenere una efficienza di abbattimento della SO2 di 70 - 95%; il ricircolo (riutilizzo) del sorbente già utilizzato è stato di recente adottato in molti processi per migliorare l'utilizzazione del reagente e l'efficienza di abbattimento della SO2. In pratica i solidi raccolti dall'elettrofiltro o dal filtro a maniche vengono iniettati nei condotti fumi per dare alla calce non reagita la possibilità di reagire con la SO2.

Una sintesi delle prestazioni è riportata nella Tabella 45.

A livello mondiale unità per una potenza complessiva di poco meno di 6000 MWe (pari al 23% delle unità che adottano processi di desolforazione a secco) utilizzano il processo di iniezione di sorbente nei condotti fumi.

In Italia il processo è utilizzato prevalentemente su impianti di incenerimento rifiuti e su alcuni impianti di piccola taglia alimentati a biomasse che producono energia elettrica, ma non sugli impianti termoelettrici alimentati a combustibili fossili.

II processo è competitivo economicamente su unità di piccola taglia e per interventi di retrofit su vecchie unità; i costi di investimento sono bassi ma i reagenti sono più costosi di quelli adottati dai processi calcare/gesso a umido, determinando quindi un incremento delle spese di esercizio.

In un particolare processo di desolforazione a secco che ha alcune applicazioni all'estero, il particolato raccolto dal filtro a maniche o dall'elettrofiltro, ricco di sorbente (idrossido di calcio) viene miscelato con il sorbente fresco e con acqua in un apposito miscelatore. Questa miscela è poi iniettata nel reattore di desolforazione a secco posto a monte del filtro a maniche (o dell'elettrofiltro). Il vantaggio di questo particolare processo è costituito dalla sua semplicità in quanto il miscelatore è più semplice degli atomizzatori rotanti e gli ugelli con due fluidi come nei processi di desolforazione tipo spray dry.

Tabella 43 - Prestazioni del sistema ad umido calcare/gesso per l'abbattimento della SO2:

omissis.

Tabella 44 - Prestazioni del sistema a secco spray dry per l'abbattimento della SO2: omissis.

Tabella 45 - Prestazioni dei sistemi di desolforazione a secco mediante iniezione di sorbente in caldaia e nei condotti fumi: omissis.

6.2 Tecniche per ridurre le emissioni di NOX

Gli ossidi di azoto (NOX) che si formano durante la combustione dei combustibili fossili sono principalmente NO, NO2 e N2O; NO contribuisce per oltre il 90% al totale degli NOX in molti tipi di sistemi di combustione. Ci sono tre diversi meccanismi di formazione degli NOX: termico (ossidazione dell'azoto dell'aria), prompt, formazione di NOX dall'ossidazione dell'azoto presente nel combustibile.

Per una visione d'insieme dei processi di denitrificazione vedi la Tabella 46, aggiornata al 1999.

Tabella 46: DeNOx dei grandi impianti di combustione nell'EU-15: omissis.

6.2.1 Misure primarie per ridurre le emissioni di NOX

Esiste una notevole varietà di misure che riducono la formazione degli ossidi di azoto negli impianti di combustione (vedi Figura 18). Tutte queste misure modificano i parametri di esercizio o di progetto degli impianti di combustione in modo tale che la formazione degli ossidi di azoto è ridotta o in modo tale che gli ossidi di azoto già formati siano convertiti all'interno della caldaia.

Figura 18: Schema delle misure primarie per ridurre delle emissioni di NOX: omissis.

Quando si utilizzano le misure primarie è importante evitare effetti negativi sull'esercizio della caldaia e sulla formazione di altri inquinanti. Pertanto per l'esercizio a basso NOX dovrebbero essere presi in considerazione i seguenti criteri:

- sicurezza di esercizio (ad es. la stabilità di fiamma ai vari carichi);

- affidabilità dell'esercizio (ad es. per evitare corrosione, erosione, fouling, slagging, surriscaldamento dei tubi etc.);

- possibilità di bruciare vari tipi di combustibili;

- combustione completa per ridurre il contenuto di incombusti nelle ceneri poiché un contenuto inferiore al 5% è la condizione usuale per la vendita delle stesse ai cementifici e per ridurre le emissioni di monossido di carbonio (CO);

- riduzione al minimo delle emissioni di inquinanti, in particolare evitando la formazione di altri inquinanti, ad es. particolato o N2O;

- minimo impatto sui sistemi di depurazione dei fumi;

- costi di manutenzione modesti.

Eccesso d'aria ridotto

II basso eccesso d'aria è una semplice misura di esercizio per la riduzione delle emissioni di NOX.

Riducendo la quantità di ossigeno disponibile nella zona di combustione al minimo necessario per ottenere una combustione completa, si riduce la conversione a NOX dell'azoto presente nel combustibile e di quello termico.

Questa misura può conseguire riduzioni consistenti di emissioni di NOX soprattutto su vecchi impianti termici, pertanto è utilizzata su molti grandi impianti di combustione. Di solito i nuovi impianti sono dotati di sistemi di misura e di controllo che consentono una regolazione ottimale dell'aria di combustione.

La combustione a basso eccesso d'aria non richiede energia addizionale e se ben condotta non riduce la disponibilità dell'impianto.

Tuttavia a basso eccesso d'aria la combustione può essere incompleta e può aumentare il contenuto di incombusti nelle ceneri; ridurre l'ossigeno a valori molto bassi può anche portare alla formazione di elevate quantità di monossido di carbonio. Inoltre può diminuire la temperatura del vapore prodotto dalla caldaia.

Tutto questo può portare alla riduzione del rendimento di caldaia, a slagging e a corrosione con la conseguenza di non poter eccedere nella riduzione dell'eccesso d'aria.

L'utilizzo di questa tecnica senza adeguato controllo può portare a problemi di sicurezza, quali incendi nei riscaldatori d'aria, nelle tramogge delle ceneri ed al danneggiamento delle pareti di caldaia.

Air staging

La riduzione delle emissioni di NOX tramite l'air staging si basa sulla creazione di due distinte zone di combustione, una primaria con ossigeno insufficiente ed una secondaria con eccesso di ossigeno per garantire il completamento della combustione.

L'air staging riduce la quantità di ossigeno disponibile (70 - 90% dell'aria di combustione) nella zona di combustione primaria. Le condizioni sottostechiometriche nella zona primaria riducono la conversione dell'azoto del combustibile a NOX; anche la formazione degli NOX termici (derivanti dall'ossidazione dell'azoto presente nell'aria) si riduce in parte per l'abbassamento dei picchi di temperatura.

Il 10 - 30% dell'aria è iniettato sopra la zona di combustione (nella zona di combustione secondaria); la combustione ha luogo con un maggior volume di fiamma. La temperatura relativamente bassa nella zona di combustione secondaria limita la produzione degli NOX termici.

Nelle caldaie degli impianti termoelettrici sono applicate le seguenti opzioni per ottenere l'air staging.

Burners Out Of Service (BOOS): poiché la messa fuori servizio di alcuni bruciatori non richiede modifiche rilevanti degli impianti di combustione, questa tecnica è frequentemente utilizzata per il retrofit di caldaie esistenti. I bruciatori inferiori operano in condizioni di eccesso di combustibile (rispetto all'aria), mentre i bruciatori superiori sono fuori servizio ed iniettano solo aria. L'effetto di questa tecnica è simile a quello dell'OFA (vedi sotto) ma la riduzione delle emissioni di NOX ottenibile è generalmente inferiore.

Possono verificarsi problemi per mantenere l'input termico della caldaia, poiché deve essere fornita la stessa energia termica con meno bruciatori in funzione. Pertanto questa tecnica è utilizzata quasi esclusivamente su unità ad olio/gas.

In Italia alcune unità termoelettriche ad olio/gas di taglia da 150 MWe fino a 660 MWe adottano o hanno adottato in passato con buoni risultati questa tecnica per la riduzione delle emissioni di NOX. Questa tecnica se impiegata da sola non è generalmente in grado di garantire il rispetto del limite, pari a 200 mg/Nm3, alle emissioni di NOX in vigore per le unità di potenza maggiore di 500 MW termici, mentre può consentire il rispetto del limite che vale per le unità di potenza inferiore, pari a 650 mg/Nm3. La tecnica può essere utilizzata anche per ridurre la concentrazione di NOX in ingresso all'impianto di denitrificazione catalitica (SCR).

Over Fire Air (OFA): per consentire l'esercizio in assetto OFA (aria di post combustione iniettata sopra i bruciatori) sono installati ugelli per l'immissione dell'aria al di sopra dei bruciatori esistenti. Una parte dell'aria di combustione è iniettata tramite questi ugelli (detti ugelli OFA o anche NOX ports) che sono collocati sopra la fila superiore di bruciatori. I bruciatori operano con basso eccesso d'aria (o addirittura in sottostechiometria), il che inibisce la formazione degli NOX; mentre l'aria iniettata dagli ugelli OFA garantisce il completamento della combustione. Normalmente il 15 - 30% dell'aria di combustione viene inviata agli ugelli OFA.

La tecnica OFA è stata sviluppata inizialmente per le caldaie del tipo tangenziale e poi estesa anche alle caldaie con bruciatori frontali (NOX ports).

In Italia la prima applicazione su una caldaia di un impianto termoelettrico risale alla fine degli anni 80 (un gruppo a carbone a combustione tangenziale da 170 MWe); sono seguite numerose altre applicazioni su unità a carbone e ad olio/gas di taglia fino a 660 MWe. Numerose unità termoelettriche in Italia ed all'estero adottano questa tecnica per la riduzione delle emissioni di NOX insieme con altre misure primarie come i bruciatori basso NOX o in associazione con misure secondarie come la denitrificazione catalitica.

La tecnica del reburning, di seguito trattata, necessita comunque di aria di post-combustione e quindi richiede l'installazione di ugelli OFA o di NOx ports.

L'applicazione della tecnica in oggetto a caldaie esistenti comporta la modifica delle parti in pressione delle stesse per l'installazione degli ugelli OFA e l'installazione di condotti, serrande e di apposite casse d'aria.

Le tecniche di air staging correttamente utilizzate non aumentano di solito il consumo di energia dell'unità e non influenzano negativamente la disponibilità.

I principali inconvenienti delle tecniche di air staging sono la maggior produzione di CO se gli ugelli OFA (o le NOX ports) non sono stati installati in maniera opportuna; un altro effetto è l'aumento di incombusti nelle ceneri sulle caldaie sottoposte a retrofit, dovuto al minor volume disponibile tra la fine della zona in cui avviene la combustione e i primi banchi di scambio termico.

Questa tecnica è relativamente economica; è spesso utilizzata insieme con altre misure primarie come i bruciatori basso NOX, pertanto non è facile stimare il solo costo dell'air staging.

Il ricircolo di fumi in caldaia porta alla riduzione dell'ossigeno disponibile nella zona di combustione e poiché raffredda direttamente la fiamma, ad una diminuzione della temperatura di fiamma: di conseguenza si riducono la conversione a NOX dell'azoto presente nel combustibile e la formazione degli NOX termici.

Il ricircolo di fumi nell'aria di combustione ha dimostrato di essere un metodo efficace per l'abbattimento degli NOX in caldaie che operano con temperature elevate, come le caldaie del tipo «wet bottom» e le caldaie ad olio/gas. Per uno schema vedi Figura 19.

Almeno per quanto riguarda le applicazioni realizzate in Italia (tutte su caldaie ad olio/gas), parte

dei fumi (20 - 30% alla temperatura di 350 - 400 °C) è ripreso tramite un ventilatore dedicato a valle dell'economizzatore (monte riscaldatore aria) e ricircolato alla caldaia. I fumi ricircolati possono essere miscelati con l'aria di combustione nella cassa d'aria o con l'aria di staging. Devono essere installati bruciatori adatti a funzionare in presenza di gas ricircolato.

Se la quantità di gas ricircolato è eccessiva possono manifestarsi problemi quali corrosioni con combustibili contenenti zolfo, perdita di rendimento per maggior temperatura dei fumi al camino e potenza assorbita dai ventilatori, problemi di esercizio per lo spostamento del carico termico dalla camera di combustione alle parti convettive della caldaia.

Pertanto si tende a limitare la quantità di gas ricircolato (a circa il 30%) e si riducono le emissioni mediante i bruciatori a basso NOX.

Nella versione più semplice, ma anche meno efficace, il gas ricircolato è inviato nella tramoggia di fondo caldaia tramite il ventilatore ricircolo gas (che comunque è presente su tutte le unità olio/gas).

Figura 19: Ricircolazione del gas di combustione: omissis.

Fuel staging (reburning)

Lo staging del combustibile (reburning) si basa sulla creazione di differenti zone in caldaia tramite l'iniezione su più livelli («staged») di combustibile ed aria. Lo scopo è ridurre gli ossidi di azoto già formati ad azoto molecolare. La combustione può essere divisa in tre zone (vedi Figura 20).

Figura 20: Le tre zone di combustione e i relativi parametri in un processo di reburning: omissis.

- Nella zona di combustione primaria (che può essere dotata di misure primarie come i bruciatori a basso NOX) il combustibile brucia in atmosfera ossidante o leggermente riducente. La zona di combustione primaria serve per evitare il trasferimento di ossigeno in eccesso nella zona di reburning, il che altrimenti porterebbe alla formazione di NOX.

- Nella seconda zona di combustione (zona di reburning) il combustibile di reburning è iniettato in atmosfera riducente. I radicali di idrocarburo formatisi reagiscono con gli NOX prodotti nella zona di combustione primaria.

- Nella terza zona (zona di burn-out), la combustione è completata dall'iniezione di aria tramite gli ugelli OFA.

Diversi combustibili possono essere utilizzati come combustibili di reburning (carbone polverizzato, olio combustibile, gas naturale etc.), ma il gas naturale è quello più utilizzato per le sue caratteristiche. L'olio o il carbone contengono azoto che bruciando produce inevitabilmente NOX nella zona di burn-out, mentre il gas naturale non contiene azoto. Vedi Figura 21.

Figura 21: Confronto tra carbone, olio e gas come combustibili reburning fonte (BRef): omissis.

L'efficienza di abbattimento degli NOX del reburning dipende da diversi fattori.

- Temperatura: per ottenere bassi NOX, la temperatura nella zona di reburning dovrebbe essere la più alta possibile (>1200 °C).

- Tempo di permanenza: l'aumento del tempo di permanenza nella zona di reburning favorisce la riduzione degli NOX; un tempo adeguato è compreso tra 0,4 e 1,5 secondi.

- Stechiometria della zona di reburning: la stechiometria dovrebbe essere nel range 0,7 - 0,9.

- Tipo di combustibile.

- Qualità della miscelazione tra il combustibile di reburning ed i fumi prodotti nella zona di combustione primaria.

- Eccesso d'aria nella zona di combustione primaria: la stechiometria è circa 1,1.

In teoria il reburning può essere applicato su tutti i tipi di unità a combustibile fossile ed in combinazione con le tecniche di combustione a basso NOX (per il combustibile primario). Questa tecnica di riduzione degli NOX, molto adatta per le caldaie nuove, necessita di grandi volumi della camera di combustione per non avere incombusti eccessivi.

Il reburning è meno adatto per il retrofit di caldaie esistenti, che possono presentare problemi dovuti alla mancanza di spazio.

Il reburning è stato installato su grandi unità termoelettriche negli Stati Uniti, Giappone, Olanda, Germania, Italia, Gran Bretagna.

In Italia il reburning è stato utilizzato con successo su numerose caldaie di grande taglia (da 320 MWe fino a 660 MWe) alimentate ad olio combustibile e gas, sia del tipo a bruciatori frontali contrapposti che del tipo a bruciatori tangenziali. In questi casi, poiché l'efficienza di abbattimento degli NOX del reburning è più elevata di quella dell'OFA e dei bruciatori a basso NOX, il reburning ha consentito di ridurre le emissioni di NOX al di sotto dei limiti di legge (200 mg/Nm3 di NOX normalizzati al 3% di O2) per le unità di grande taglia ad olio combustibile; questo ha consentito di evitare l'installazione di impianti del tipo SCR.

Il maggior problema di questa tecnica è dovuto a combustione incompleta; il reburning si adatta particolarmente a caldaie con un tempo di permanenza adeguato; il miglior combustibile di reburning è il gas naturale, essenzialmente perché brucia bene, non produce particolato e non contiene azoto organico e zolfo.

Il costo del reburning dipende dalla struttura della caldaia e dal combustibile utilizzato. Si è visto che il reburning non è «cost effective» come i bruciatori basso NOX utilizzati insieme all'OFA, a meno che non consenta di evitare, grazie alla maggior efficienza di abbattimento, l'installazione di impianti catalitici del tipo SCR, come detto prima.

Bruciatori a basso NOX

I bruciatori a basso NOX sono installati su caldaie del tipo a bruciatori frontali contrapposti o con bruciatori collocati solo sul fronte (invece sulle caldaie a bruciatori tangenziali si utilizza l'OFA); hanno raggiunto un livello di sviluppo maturo, anche se un considerevole lavoro di ricerca è ancora in corso per il miglioramento di quelli esistenti.

Poiché i dettagli realizzativi dei bruciatori basso NOX possono cambiare considerevolmente da costruttore a costruttore, si descriverà solo il principio generale di funzionamento.

Nei bruciatori classici il combustibile e l'aria di combustione sono iniettati nello stesso punto. La fiamma che ne risulta è composta da una zona primaria ad alta temperatura ed in condizioni ossidanti che si trova alla radice della fiamma e da una zona più fredda che si trova all'estremità della fiamma.

La zona primaria produce la maggior parte degli NOX, che aumentano esponenzialmente con la temperatura, mentre il contributo della zona secondaria è piuttosto modesto.

I bruciatori a basso NOX introducono l'aria ed il combustibile in modo diverso, in modo da ritardare la miscelazione, ridurre la disponibilità dell'ossigeno e ridurre il picco di temperatura nella fiamma; rallentano la conversione dell'azoto presente nel combustibile a NOX e la formazione degli NOX termici, mantenendo comunque una alta efficienza di combustione.

La perdita di carico nel circuito dell'aria aumenta, il che porta ad una diminuzione del rendimento complessivo.

Generalmente deve essere aumentata la finezza di macinazione del carbone (per contenere gli incombusti nelle ceneri a valori accettabili), con conseguente aumento degli interventi di manutenzione (aumento della indisponibilità) e dei consumi del ciclo.

Si possono avere problemi di corrosione del bruciatore stesso; in Italia si sono verificati in passato fenomeni di corrosione a caldo, poi risolti, dei componenti esposti alla fiamma di bruciatori basso NOX tipo XCL e TEA installati su caldaie ad olio combustibile/gas.

In Italia i bruciatori a basso NOX sono stati installati con buoni risultati su alcune unità a carbone di taglia fino a 660 MWe, normalmente insieme con l'OFA (NOX ports) e saranno installati anche su altre unità ancora da realizzare. Sono anche installati su caldaie a bruciatori frontali ad olio/gas di taglia fino a 320 MWe.

II passaggio a tecniche di combustione a basso NOX richiede almeno la sostituzione dei bruciatori e l'installazione dell'OFA. Se i bruciatori esistenti sono di tipo classico (non basso NOX) la sostituzione dei bruciatori con altri a basso NOX può essere molto conveniente dal punto di vista economico. Invece la convenienza di sottoporre a retrofit bruciatori a basso NOX di vecchio tipo deve essere stabilita caso per caso.

In impianti nuovi l'installazione di un bruciatore a basso NOX al posto di un bruciatore convenzionale non comporta problemi aggiuntivi; nel caso di un retrofit devono essere previste modifiche all'impianto che sono sito specifiche e pertanto non determinabili in termini generali.

I bruciatori a basso NOX comportano maggiori costi di esercizio, prevalentemente dovuti al maggior consumo di energia per:

- maggior potenza per i ventilatori, a causa della maggior perdita di carico attraverso i bruciatori;

- la necessità di migliorare la macinazione del carbone nel caso di caldaie alimentate con questo combustibile o l'aumento dell'eccesso d'aria nel caso di caldaie ad olio/gas per garantire una buona combustione nelle condizioni di combustione tipiche di questi bruciatori (presenza di zone all'interno della fiamma con ossigeno ridotto).

I bruciatori a basso NOX si dividono essenzialmente in due tipi: air-staged e fuel staged.

Bruciatori basso NOX air-staged

E' questo il tipo più diffuso di bruciatore a basso NOX, ed è quello utilizzato, in vari modelli, sui gruppi termoelettrici italiani sia a carbone che ad olio/gas.

Nel bruciatore l'aria primaria è miscelata con la quantità totale di combustibile, producendo una fiamma ricca di combustibile che è relativamente fredda e carente di ossigeno, condizioni che inibiscono la formazione degli NOX. La miscela aria combustibile e l'aria «secondaria», come mostrato in Figura 22, creano una zona di combustione sotto stechiometrica (fiamma primaria). Lo swirl dell'aria «secondaria» e l'apertura conica del bruciatore generano una zona di ricircolo interno, che riscalda rapidamente il combustibile. Lo swirl della fiamma secondaria è necessario per la stabilità di fiamma. I composti volatili sono così riportati nella fiamma primaria insieme

con buona parte dei composti contenenti azoto. Grazie all'atmosfera povera di ossigeno ed alla alta concentrazione di CO, l'ossidazione dei composti di azoto a NO è ridotta. Assieme con l'aria «secondaria» si crea una zona di completamento della combustione («terziaria»), in cui, a temperature relativamente basse, ha luogo la combustione lenta del combustibile non ancora bruciato. La bassa concentrazione di ossigeno limita la formazione di NOX in questo stadio.

Figura 22: comparazione tra bruciatori basso NOx air-staged convenzionali e più innovativi: omissis.

Bruciatori basso NOX fuel-staged

Questo tipo di bruciatore è prevalentemente usato su caldaie a gas.

In questo tipo di bruciatore una parte del combustibile è bruciato con elevato eccesso d'aria nella zona primaria, che rende possibile una bassa temperatura di fiamma, che inibisce la formazione degli NOX. Il restante combustibile (in genere il 20 - 30%) è iniettato ad una certa distanza a valle della fiamma primaria per creare una seconda fiamma (detta secondaria), che è molto sotto stechiometrica e pertanto ricca di radicali di NH3, HCN e CO che riducono gli NOX ad azoto molecolare. Esiste poi una terza zona di completamento della combustione.

In Italia i bruciatori basso NOX di questo tipo non sono attualmente utilizzati sulle caldaie delle unità termoelettriche; in passato per un certo periodo è stata utilizzata su alcuni gruppi ad olio/gas con bruciatori frontali la combustione concentrica in cui il combustibile primario era olio combustibile, mentre quello che dava origine alla zona secondaria era gas. Peraltro i bruciatori utilizzati non erano del tipo a basso NOX, ma si trattava di bruciatori convenzionali di caldaie che funzionavano in assetto BOOS.

Figura 23: Bruciatori basso NOX fuel-staged: omissis.

Una sintesi delle prestazioni delle misure primarie è riportata nella Tabella 47 e nella Tabella 48

6.2.2 Misure secondarie per ridurre le emissioni di NOX

Le tecniche secondarie mirano a ridurre gli NOX già formatisi in caldaia. Possono essere utilizzate indipendentemente o in associazione con le tecniche primarie quali bruciatori basso NOX etc.

Gran parte delle tecniche secondarie si basano sull'iniezione di ammoniaca, urea o altri composti che reagiscono con gli NOX portando alla formazione di azoto molecolare.

Le tecniche secondarie si dividono in:

- riduzione catalitica selettiva (SCR)

- riduzione catalitica non selettiva (SNCR)

Riduzione catalitica selettiva (SCR)

La riduzione catalitica selettiva (SCR) è un processo largamente applicato per ridurre le emissioni per l'abbattimento degli NOX nei fumi prodotti dai grandi impianti di combustione in Europa ed in altri paesi in tutto il mondo, inclusi Giappone e Stati Uniti.

Il processo di riduzione catalitica selettiva che si basa sulla riduzione selettiva degli ossidi di azoto (NOX) mediante ammoniaca o urea in presenza di un catalizzatore; il reagente è iniettato a monte del catalizzatore. La riduzione degli NOX ha luogo sulla superficie del catalizzatore a

temperature che generalmente sono comprese tra 320 e 420 °C per mezzo di una delle seguenti reazioni:

- Con ammoniaca come agente riducente:

```
4 NO + 4 NH3 + O2  ? 4 N2 + 6 H 2O
6 NO2 + 8 NH3  ? 7 N2 + 12 H2O
```

Quando è utilizzata l'ammoniaca come agente riducente, questa è stoccata in soluzione acquosa o allo stato liquefatto ad una pressione di circa 106 Pa a 20 °C. A livello mondiale il numero di impianti che utilizzano ammoniaca liquida è superiore al numero di quelli che utilizzano altri agenti riducenti poiché il costo dell'ammoniaca liquida è più basso e consente minori costi di esercizio. Tuttavia la sua movimentazione è più problematica rispetto alla soluzione acquosa di ammoniaca, che è relativamente inerte ed è utilizzata da solo il 5% delle unità, soprattutto quelle con particolari problemi di sicurezza (ad es. prossimità di centri abitati).

L'ammoniaca liquefatta per poter essere utilizzata deve essere evaporata per ottenere ammoniaca gassosa; questo si ottiene riscaldandola in un evaporatore tramite vapore, acqua calda o energia elettrica. L'ammoniaca è poi miscelata con aria calda e iniettata nei fumi tramite un sistema di ugelli per ottenere una miscelazione omogenea dell'ammoniaca con i fumi. Per migliorare ulteriormente la miscelazione nei condotti fumi può essere installato un miscelatore statico. Ottenere un rapporto ammoniaca/NOX ottimale nei fumi è importante per avere una alta efficienza di abbattimento degli NOX e per minimizzare la fuga di ammoniaca (ammonia slip).

L'urea per essere utilizzata viene prima disciolta in acqua e poi inviata ad un idrolizzatore per produrre ammoniaca gassosa, che viene utilizzata come sopra descritto.

Fissato il valore massimo di ammonia slip, l'efficienza di abbattimento dipende dal catalizzatore usato: ad alti rapporti ammoniaca/NOX si ottiene un'alta efficienza di abbattimento degli NOX ma contemporaneamente aumenta notevolmente la quantità di ammoniaca che non reagisce (ammonia slip) nei fumi in uscita dal SCR. L'ammonia slip deve essere ridotto al minimo, per evitare che l'ammoniaca reagisca con la SO3 contenuta nei fumi durante il raffreddamento di questi ultimi, con conseguente intasamento e corrosione del riscaldatore aria dovuta alla formazione di bisolfato di ammonio.

I catalizzatori utilizzati possono avere forme geometriche differenti come quella a nido d'ape o a piastre (vedi Figura 24).

Figura 24: Tipi di catalizzatori: omissis.

Come catalizzatori per impianti SCR sono utilizzati quattro materiali.

- Ossidi di metalli pesanti, che consistono di TiO2 come materiale base insieme ai componenti attivi (quelli che determinano l'attività catalitica) vanadio, tungsteno, molibdeno, rame e cromo. In molti sono utilizzati il V2O5 con piccole quantità di WO3 per allargare la finestra di temperatura a cui può avvenire la reazione e piccole quantità di SiO2 per stabilizzare la struttura. Questo tipo di catalizzatore funziona in un intervallo di temperatura di 300-450 °C.

- Zeoliti, che sono materiali cristallini, allumino silicati altamente porosi naturali o sintetici e che sono utilizzati tra 350 °C e 600 °C.

- Ossidi di ferro, sotto forma di particelle di ossidi di ferro con un sottile strato superficiale di fosfato di ferro.

- Carbone attivo, che consiste di carbone polverizzato miscelato con inerti e sinterizzato sotto

forma di «pellets». Poiché il carbone attivo non è stabile alle alte temperature la temperatura di funzionamento è di 100-220 °C e pertanto può essere utilizzato solo per SCR in configurazione «tail-end».

I catalizzatori sono prodotti con diversi diametri dei canali; la scelta del diametro è effettuata sulla base della concentrazione e delle caratteristiche delle polveri nei fumi e della perdita di carico ammessa del reattore SCR.

Il volume di catalizzatore dipende dalle caratteristiche dello stesso (ad es. dalla sua attività), e dalle condizioni operative (efficienza di abbattimento richiesta, composizione e temperatura dei fumi, presenza di veleni per il catalizzatore).

I singoli elementi di catalizzatore sono assemblati insieme in un modulo di catalizzatore, che insieme ad altri forma lo strato di catalizzatore del reattore SCR (vedi Figura 25).

Figura 25: Configurazione di un catalizzatore: omissis.

Le stime attuali di vita dei catalizzatori vanno da 6 - 10 anni per le unità a carbone a 8 - 12 anni per le unità ad olio e gas.

La velocità di sostituzione del catalizzatore dipende da fattori specifici del sito come tipo dell'impianto, caratteristiche del combustibile, potenza, tipo di esercizio, concentrazione di NOX in ingresso, abbattimento di NOX, rapporto ammoniaca/NOX, ammonia slip ammissibile.

Esiste la possibilità di rigenerare i catalizzatori per allungarne la vita.

Ci sono tre possibilità di inserire il reattore SCR nella linea di depurazione dei gas; le condizioni di esercizio, come la temperatura dei fumi, devono essere adatte al catalizzatore utilizzato.

Le tre configurazioni sono high-dust, low-dust e tail-end (tail-gas) - vedi Figura 26.

Figura 26: Le tre configurazioni delle tecnologie di abbattimento: omissis.

La configurazione high-dust (vedi Figura 27) è la più comune; in Italia è quella adottata da tutti gli impianti SCR installati su unità termoelettriche tranne uno (l'unità 3 da 240 MWe della Centrale ENEL del Sulcis che adotta la configurazione tail-end). Grazie alla elevata temperatura dei fumi in uscita dalla caldaia (320 - 350 °C) non è necessario riscaldare i fumi in ingresso al reattore SCR. Gli inconvenienti sono dovuti al fatto che il catalizzatore può subire fenomeni di abrasione da parte delle ceneri presenti nei fumi e di avvelenamento, che possono portare alla perdita di attività dello stesso, con conseguente minor efficienza di abbattimento degli NOx. Nel caso di installazione di reattori SCR su unità già esistenti deve essere trovato lo spazio nei pressi della caldaia.

La configurazione low-dust evita almeno in parte i problemi della configurazione high-dust, in quanto le polveri sono abbattute dall'elettrofiltro posto a monte. Il maggior vantaggio è la minor sollecitazione meccanica del catalizzatore, che allunga la vita di quest'ultimo. Comunque, poiché il processo opera senza riscaldamento supplementare dei fumi, è necessaria l'installazione di un elettrofiltro ad alta temperatura. Questa configurazione può rivelarsi difficilmente applicabile nel caso di retrofit di unità esistenti. Inoltre il catalizzatore è più soggetto alla deposizione di bisolfato d'ammonio.

La configurazione tail-end è adatta per unità esistenti e presenta minori inconvenienti legati a problemi di erosione e di perdita di attività del catalizzatore. Il volume di catalizzatore è inferiore rispetto alla configurazione high-dust in quanto può essere utilizzato un catalizzatore con un passo più piccolo. I fumi devono però essere riscaldati da appositi bruciatori a gas prima

dell'ingresso fino alla temperatura che consente al catalizzatore di funzionare.

Figura 27: Esempio di catalizzatore SCR hight-dust: omissis.

Un possibile svantaggio della tecnologia SCR è l'ammonia slip, dovuto alla reazione incompleta dell'ammoniaca con gli NOX che porta al rilascio di piccole quantità di ammoniaca nei fumi a valle del reattore. L'ammonia slip aumenta con il rapporto ammoniaca/NOX e con il decrescere dell'attività del catalizzatore e può portare a:

- formazione di solfato di ammonio, che può depositarsi sui componenti a valle, come i riscaldatori dell'aria;

- presenza di ammoniaca nelle acque reflue dei sistemi di desolforazione del tipo Wet FGD e nelle acque di lavaggio dei riscaldatori dell'aria;

- aumento del contenuto di ammoniaca nelle ceneri leggere.

I principali vantaggi della tecnologia SCR sono:

- il processo SCR può essere utilizzato per tutti i tipi di combustibile (olio combustibile, carbone, lignite, petcoke, gas naturale, gas di processo etc.);

- la reazione di denitrificazione non porta alla formazione di nessun composto che non sia l'azoto molecolare;

- l'efficienza di abbattimento degli NOX può arrivare al 90% e oltre.

In Italia impianti SCR sono adottati da unità sia a carbone che ad olio/gas di taglia da 240 MWe fino a 660 MWe, mentre è prevista l'installazione su gruppi da 660 MWe sia a carbone che ad orimulsion di futura realizzazione; non è invece utilizzata dalle unità ad olio/gas che riescono a rispettare i limiti alle emissioni di NOX tramite l'utilizzo di misure primarie per la riduzione delle emissioni di NOX (reburning, BOOS etc.).

I costi di investimento per gli impianti SCR sono notevoli (vedi Figura 28); i costi per tonnellata di NOX abbattuto variano con il tipo di caldaia. I costi del reagente sono inferiori a quelli degli impianti SNCR.

Figura 28: Costi di investimento per un SCR per grandi impianti di combustione: omissis.

Nel caso di un retrofit con abbattimento degli NOX tra il 60% ed il 90% il costo di investimento varia tra 50 Euro/kW e 100 Euro/kW, con gli impianti di grande taglia che si collocano all'estremo inferiore e quelli di piccola taglia all'estremo superiore.

I principali fattori che contribuiscono al costo del retrofit di una unità a carbone con una emissione prevista di 185 mg/Nm3 di NOX sono la taglia dell'unità stessa, la concentrazione di NOx in ingresso al reattore SCR e la difficoltà del retrofit.

Un aumento della concentrazione di NOX in ingresso al reattore da 615 mg/Nm3 a 1230 mg/Nm3 aumenta il costo di investimento di circa il 50%.

II costo di investimento si riduce del 30% se la taglia dell'unità scende da 1000 MWe a 200 MWe.

Esigenze di retrofit (installazione di SCR su unità già esistenti) che comportino interventi per migliorare le prestazioni dei ventilatori, interventi sui condotti, sulle opere civili e sulle strutture

metalliche possono avere un impatto sui costi dal 20% al 35%.

I costi di esercizio per il reagente sono di circa 75 Euro/tonnellata per l'ammoniaca anidra e 250 Euro/tonnellata per la soluzione acquosa di urea al 40%.

I costi totali (costi di investimento e di esercizio) per tonnellata di NOX rimosso in una unità da 800 MWe variano da 1500 Euro a 2500 Euro.

I costi di esercizio dipendono dal tipo di SCR; nella configurazione tail-end può essere che i fumi debbano essere riscaldati prima del camino, con un consumo di energia che può arrivare al 2% della potenza prodotta dall'unità. In applicazioni che non richiedono riscaldamento il costo di esercizio è dovuto essenzialmente al consumo di reagente.

Riduzione catalitica non selettiva (SNCR)

II processo di riduzione catalitica non selettiva (SNCR) è un'altra tecnica secondaria per ridurre gli ossidi di azoto che si sono già formati nei fumi di combustione e prevede l'iniezione di un reagente in caldaia; opera senza catalizzatore a temperature comprese tra 850 °C e 1100 °C. La finestra di temperatura dipende dal tipo di reagente utilizzato (ammoniaca o urea).

Se si utilizza ammoniaca come reagente le seguenti reazioni chimiche hanno luogo circa contemporaneamente:

```
4 NH3 + 5 O2  ? 4 NO + 6 H2O (reazione di ossidazione)
4 NO + 4 NH3 + O2  ? 4N2 + 6 H2O (reazione di riduzione)
```

Un sistema SNCR è costituito da:

- Unità di stoccaggio del reagente, che comprende lo stoccaggio, il raffreddamento e l'evaporazione;

- la vera e propria unità SNCR, dove hanno luogo l'iniezione del reagente e le reazioni di riduzione degli ossidi di azoto ad acqua e azoto molecolare.

La finestra di temperatura è molto importante, poiché al di sopra di questa l'ammoniaca si ossida e produce NOX, al di sotto la velocità di reazione è troppo bassa e c'è rilascio di ammoniaca.

Al variare del carico dell'unità la finestra di temperatura all'interno della caldaia è soggetta a fluttuazioni, di conseguenza per consentire l'iniezione di reagente all'interno del range di temperatura richiesto è necessario disporre di più di un livello di iniezione (vedi Figura 29).

Figura 29: II processo SNCR: omissis.

Per ottenere una buona efficienza di abbattimento e un basso ammonia slip, il reagente e gli NOX presenti nei fumi devono miscelarsi adeguatamente. Oltre alla distribuzione ed alla miscelazione un altro parametro importante è la dimensione delle gocce di additivo; gocce piccole evaporano troppo in fretta e reagiscono a temperatura troppo elevata riducendo l'efficienza di abbattimento, mentre gocce grosse evaporano troppo lentamente e reagiscono a temperatura troppo bassa con conseguente aumento dell'ammonia slip.

I possibili fluidi per il trasporto del reagente sono l'aria compressa, il vapore o l'acqua.

La scelta del reagente influenza anche la formazione del protossido di azoto (N2O). L'utilizzo di ammoniaca porta ad una formazione trascurabile di questo composto, che invece è rilevante

quando l'urea è iniettata direttamente in caldaia. Per ridurre questo problema l'urea può essere iniettata direttamente nell'aria di completamento della combustione.

L'utilizzo di urea come reagente può dare più problemi di corrosione rispetto all'ammoniaca e pertanto richiede una più accurata scelta dei materiali.

Buona parte dei problemi del processo SNCR derivano da una distribuzione non uniforme del reagente all'interno della caldaia e pertanto si adottano appositi sistemi di distribuzione per ottenere una buona distribuzione.

La reazione tra NOX e ammoniaca o urea dipende fortemente dalla temperatura e dal tempo di permanenza all'interno del richiesto range di temperatura e dal rapporto molare ammoniaca/NOX.

Come già detto la finestra di temperatura per l'ammoniaca è tra 850 °C e 1000 °C, con la temperatura ottimale di 870 °C. Per l'urea la finestra di temperatura e tra 800 °C e 1100 °C con una temperatura ottimale di 1000 °C.

II tempo di permanenza all'interno della finestra di temperatura varia da 0,2 a 0,5 secondi.

Il rapporto molare tra ammoniaca e NOX deve essere maggiore di quello stechiometrico; si è constatato che il rapporto ottimale sta tra 1,5 e 2,5. L'aumento di tale rapporto molare aumenta l'efficienza di abbattimento degli NOX ma fa crescere anche l'ammonia slip con il conseguente sporcamento dei componenti a valle (riscaldatori d'aria, condotti fumi etc.).

Le apparecchiature del processo SNCR sono abbastanza facili da installare e non richiedono molto spazio, anche nei casi in cui è richiesto più di un livello di iniezione.

Il processo SNCR ha una efficienza di abbattimento modesta, pertanto può essere usato da solo in caldaie con un livello di emissioni di NOX relativamente basso. Può essere utilizzato anche in caldaie già dotate di un sistema primario di riduzione degli NOX (ad es. bruciatori a basso NOX); non è indicato per caldaie che effettuano frequenti variazioni di carico o che variano spesso il tipo di combustibile.

Il primo impianto SNCR industriale è stato realizzato nel 1974 in Giappone; attualmente numerosi impianti SNCR sono installati in Europa, Asia, Stati Uniti su unità termoelettriche a carbone (di cui due da 600 MWe negli Stati Uniti) e ad olio combustibile, su caldaie industriali e su inceneritori di rifiuti. Il processo è tuttavia decisamente meno diffuso, almeno nel settore termoelettrico, del processo catalitico SCR.

In Italia non ci sono impianti SNCR installati su unità termoelettriche, ma solo su inceneritori di rifiuti.

Per una caldaia a carbone che funziona 4000 ore/anno il costo per tonnellata di NOX rimosso è di circa 2500 Euro.

Una sintesi delle prestazioni conseguite dalle misure secondarie è riportata nella Tabella 51.

Aspetti dello stoccaggio di ammoniaca relativi alla sicurezza

Entrambe le tecniche SCR e SNCR utilizzano ammoniaca o urea come reagente; l'urea è più comunemente utilizzata in impianti di combustione al di sotto dei 50 MW termici che non in applicazioni SCR o SNCR di grande taglia.

Gli stoccaggi di urea solida non danno luogo a rischi per la salute umana.

L'ammoniaca è un gas combustibile che può essere stoccato sotto forma di soluzione acquosa o allo stato liquido (ammoniaca anidra) alla pressione di circa 10 bar a 20 °C. A causa dei rischi per la salute umana, il trasporto la movimentazione e lo stoccaggio devono essere effettuati con grande cautela per evitare perdite. Nelle aree in cui si effettua lo stoccaggio e la movimentazione dell'ammoniaca sono normalmente installati sistemi di monitoraggio per rilevare l'ammoniaca anche a basse concentrazioni.

Il rischio di stress corrosion dei serbatoi in acciaio richiede il monitoraggio della integrità degli stessi ed il controllo delle tracce di idrogeno ed ossigeno nell'ammoniaca anidra.

Per quanto riguarda l'Italia, i sistemi SCR installati su grandi unità termoelettriche utilizzano esclusivamente ammoniaca in soluzione acquosa.

Alcuni impianti SCR su unità di grande taglia dell'ENEL che entreranno in funzione in futuro adotteranno urea in granuli che sarà disciolta in acqua e idrolizzata; l'ammoniaca così prodotta sarà utilizzata dall'impianto SCR.

L'ammoniaca in pressione (anidra) è soggetta alla direttiva Seveso II 96/82/EC ed ai regolamenti nazionali.

Tabella 47 - Prestazioni delle misure primarie per ridurre le emissioni di Nox: omissis.

Tabella 48 - Prestazioni delle misure primarie per ridurre le emissioni di NOx: omissis.

Tabella 49 - Prestazioni delle misure secondarie per ridurre le emissioni di NOX: omissis.

6.3 Tecniche per la riduzione delle polveri

6.3.1 Premessa

In prima approssimazione la parte di materiale inorganico presente nei combustibili fossili si trasforma in ceneri e nel corso del processo di combustione all'interno della caldaia e viene veicolato verso l'esterno attraverso i fumi della combustione.

La quantità e la tipologia delle polveri così prodotte dipende sia dalle caratteristiche del combustibile sia dal tipo di combustione.

Le prestazioni degli impianti di abbattimento delle polveri sono a loro volta influenzati dalle caratteristiche chimico - fisiche delle polveri, quali ad esempio dalla resistività o dalle caratteristiche di adesività delle particelle.

Le tecniche di abbattimento più comunemente impiegate sono i precipitatori elettrostatici (PE), noti anche come elettrofiltri, i filtri a manica (FF, dall'inglese fabric filters), gli abbattitori ad umido (wet scrubbers), questi ultimi hanno avuto particolare diffusione negli Stati Uniti.

Occorre menzionare che per impianti di modeste potenzialità possono essere anche impiegati sistemi di tipo meccanico quali i cicloni.

6.3.2 Precipitatori elettrostatici

I PE sono utilizzati in maniera diffusa nei GIC e sono in grado di fornire buone prestazioni su ampi range di funzionamento, in termini di temperature, pressioni, caratteristiche del particolato.

Un PE è costituito da un contenitore all'interno del quale sono sospesi fasci di piastre che costituiscono le aree di passaggio dei fumi; tali piastre sono collegate elettricamente a terra.

All'interno di tali passaggi, posti frontalmente alle piastre, sono sospesi degli elettrodi filiformi che sono messi in tensione rispetto le piastre.

II campo elettrico che si genera tra fili e piastre è sufficiente a ionizzare le molecole di gas presenti che a loro volta aderiscono alle particelle di polvere caricandole elettricamente. Una particella di polvere carica si trova così sottoposta all'azione del campo elettrico presente tra fili e piastre venendo così attratta sulla piastra dove va a deporsi.

Periodicamente le piastre vengono pulite attraverso scuotimenti provocati da sistemi meccanici opportunamente programmati su base temporale. La polvere si raccoglie nelle tramogge presenti sotto le piastre da dove viene successivamente evacuata tramite opportuni sistemi pneumatici e/o meccanici.

Da un punto di vista costruttivo i PE vengono suddivisi in «campi» che sono posti in serie e parallelo.

Ciò consente una maggior flessibilità di esercizio dell'impianto.

Per riassumere il processo di abbattimento delle polveri si articola su quattro fasi successive:

- applicazione di un campo elettrico al flusso dei fumi;

- carica elettrica delle particelle di polvere;

- addensamento delle particelle sulle piastre;

- pulizia delle piastre.

Al fine di massimizzare le prestazioni, il campo elettrico viene applicato tramite sistemi di controllo che regolano la tensione tra gli elettrodi al massimo valore possibile prima del verificarsi della scarica tra elettrodi. Essendo tale tensione influenzata anche dalla concentrazione di particolato nei fumi, il suo valore potrà assumere valori diversi in relazione alla posizione geometrica nel PE. Per tale motivo il sistema di regolazione non è unico bensì risulta suddiviso in più sistemi indipendenti.

La resistività della cenere è particolarmente importante. Se essa è troppo bassa una volta che le particelle cariche tendono a depositarsi sulle piastre perdono la loro carica e tendono a ritornare nel flusso dei fumi.

Nel caso opposto - alta resistività - il particolato tende a formare uno strato isolante sulle piastre che riduce l'effetto del campo elettrico e di conseguenza la capacità di captazione del sistema.

La distribuzione granulometrica del particolato influenza la velocità di migrazione. Per particelle con diametro > 1 µm la velocità di migrazione risulta inversamente proporzionale al diametro della particella stessa, diventandone indipendente per diametri < 1 µm.

Una elevata concentrazione di particolato può causare modifiche nelle caratteristiche elettriche del sistema elettrodi / piastre; un aumento di particelle fini ed una relativamente alta velocità di migrazione può causare il generarsi di corto circuiti.

Altro parametro che può influenzare le prestazioni del PE è la distribuzione del flusso gassoso.

Risulta auspicabile avere una distribuzione uniforme della velocità di flusso attraverso l'intera sezione del PE. Per ottenere le massime prestazioni da un PE il flusso gassoso è ottimizzato per essere uniforme senza possibilità di by pass di sezioni elettriche.

Una corretta progettazione delle sezioni di ingresso e l'uso di apparati per la ripartizione del flusso consentono il raggiungimento di tale obiettivo.

Il processo della battitura delle piastre, come detto indispensabile per staccare la cenere e raccoglierla nelle tramogge sottostanti, può causare una re-immissione del particolato nel flusso gassoso. Tale fenomeno può ridurre l'efficienza del PE anche in maniera significativa.

I costi di esercizio di un PE comprendono i costi per i consumi di energia elettrica, manutenzione, questi ultimi fortemente influenzati dal processo di combustione e dal tipo di combustibile, e dal sistema di evacuazione delle ceneri, ma risultano generalmente sostenibili per la riduzione delle emissioni di particolato.

I costi di investimento sono generalmente superiori rispetto altri sistemi di abbattimento, quali ad esempio i filtri a manica. Comunque i costi di esercizio sono inferiori rispetto ad altri sistemi e l'impiego di moderni sistemi di controllo possono ridurre tali spese. I costi di esercizio possono variare in un ampio range, in relazione alle differenti proprietà delle ceneri. I costi di manutenzione risultano di livelli più che ragionevoli, quando le ceneri captate presentano normali caratteristiche.

I PE possono essere utilizzati sia su unità ad olio che a carbone.

6.3.3 Filtri a manica

I filtri a manica possono essere utilizzati solo su unità a carbone.

La filtrazione mediante tessuto è un metodo grandemente diffuso nel mondo in particolare per rimuovere polvere dai fumi prodotti in impianti industriali e/o piccoli impianti di combustione.

La tendenza attuale è comunque quella di utilizzare tale tecnologia anche in impianti di dimensioni più grandi.

Un filtro a manica consiste di uno o più comparti contenenti un certo numero di maniche di tessuto disposte su più file. Il fumo passa attraverso la superficie delle maniche radialmente attraverso la manica.

II particolato è trattenuto sulla faccia investita dal flusso gassoso mentre il gas depurato è inviato all'atmosfera (v. fig. Figura 30).

Sui gruppi termoelettrici si utilizzano due tipi di filtro a maniche:

- pulse-jet (flusso del gas dall'esterno delle maniche verso l'interno), è la tecnologia più moderna;

- reverse gas (flusso del gas dall'interno delle maniche verso l'esterno);

La cenere depositata all'esterno delle maniche dei filtri pulse-jet è rimossa mediante impulsi di aria in pressione inviati all'interno di tutte le maniche di una fila e fatta cadere nelle tramogge del filtro da cui poi è evacuata.

La cenere depositata all'interno delle maniche dei filtri reverse gas è rimossa mediante un flusso di aria a bassa pressione inviato all'esterno di tutte le maniche di un compartimento, momentaneamente messo fuori servizio.

Figura 30: Filtro a manica riverse gas: omissis.

La rimozione regolare della polvere dal filtro è di fondamentale importanza per il mantenimento

dell'efficienza del sistema, ma influenza anche la vita del filtro.

Qualunque sistema di pulizia si utilizzi non si riuscirà mai a ripristinare la situazione iniziale in quanto particelle si vanno a depositare nella trama del tessuto; ciò determina una riduzione delle sezioni di passaggio tra le fibre, con un conseguente aumento di efficienza, in particolare per la frazione submicronica.

Nella scelta del filtro occorre tenere in debito conto la composizione del gas, la natura e la dimensione delle particelle, i metodi di pulizia, l'efficienza richiesta e, non ultime, considerazioni di tipo economico. Occorre inoltre considerare anche la temperatura del gas da trattare, nonché il tenore di vapor d'acqua ed il punto di condensa per la presenza di eventuali condense acide.

Figura 31. Filtro a maniche pulse jet: omissis.

Il deterioramento conseguente all'uso del filtro si traduce in una graduale riduzione delle prestazioni. Una misura qualitativa di tali riduzioni può essere assicurata dall'uso di misuratori di pressione differenziale. Si segnala anche il rischio di danni o rotture di diverse maniche in presenza di fenomeni corrosivi generati dalle caratteristiche delle polveri ovvero possibilità di incendi.

L'impiego di materiali quali il Gore-Tex® ed il Tefaire® (Teflon /fibra di vetro) hanno favorito l'impiego dei filtri a manica presso gli impianti industriali e ne hanno allungato la vita; gli impianti termoelettrici utilizzano materiali come il P84 ed il Ryton (PPS). Si sono potute così ottenere buone prestazioni anche in condizioni di temperatura e/o di corrosione particolarmente severe.

I materiali migliori per applicazioni specifiche possono essere suggeriti dai costruttori sulla base dell'esperienza. Al momento sono in fase di ricerca e progettazione alcuni materiali differenti che possono migliorare ulteriormente le prestazioni fornite dai filtri.

Alcuni combustibili possono causare intasamenti del filtro, con conseguenti problemi di manutenzione. In particolare tali fenomeni di intasamento si verificano in occasione dell'uso di olio combustibile, per esempio nelle fasi di avviamento di impianti a carbone. I gas acidi presenti nei fumi e le caratteristiche chimico - fisiche delle polveri da olio possono creare danni al filtro.

Tali considerazioni sconsigliano l'uso dei filtri a manica su impianti ad olio combustibile.

Possono formarsi rotture nelle maniche che risultano di difficile individuazione. Tali rotture provocano un decadimento delle prestazioni del sistema; se il sistema è strutturato in maniera modulare gli interventi di manutenzione possono essere condotti senza escludere completamente il filtro.

I costi di investimento risultano inferiori a quelli di un PE.

Le cadute di pressione nel condotto fumi e gli aspetti legati ai processi per la pulizia delle maniche comportano costi di esercizio superiori rispetto i PE, anche se fortemente influenzati dal tipo di filtro, dai sistemi di pulizia e dai materiali impiegati.

Tra i costi di esercizio vanno considerati anche la sostituzione del materiale filtrante che deve essere cambiato ogni 2 ÷ 5 anni. Tale spesa può essere quantificata in circa 10-15% del costo dell'investimento.

6.3.4 Precipitatori centrifughi (cicloni)

Questo tipo di sistema utilizza le forze gravitazionali e può essere applicato a tutti i tipi di

polvere, in condizioni di secco.

Le sue prestazioni limitano il suo uso ad installazioni medio - piccole e spesso solo come pretrattamento prima di altri sistemi.

Un meccanismo di separazione è composto da un set di cicloni assemblati in uno o più involucri. Il flusso di gas da filtrare viene ripartito tra i diversi cicloni tramite un opportuno disegno della camera di ingresso.

La polvere si aggrega alla periferia del ciclone e viene da esso allontanata verso una tramoggia posta alla base del ciclone stesso.

In ogni ciclone l'aria purificata viene allontanata passando nella parte superiore centrale del ciclone stesso.

Il presente sistema non agisce in maniera efficace con polvere di granulometria fine. Le particelle abbattute hanno una dimensione che si posiziona la più tra i 5 ed i 10 µm.

I separatori meccanici hanno i più bassi costi di investimento di tutti gli apparati di abbattimento delle polveri. Nel caso in cui siano associati con altri sistemi devono essere conteggiati i loro costi in termini di energia necessaria alla rimozione delle polveri abbattute (sistemi pneumatici o idraulici) ed all'energia necessaria per compensare le perdite di carico da loro introdotte. I costi di manutenzione sono ridotti al minimo stante le loro caratteristiche costruttive.

Figura: omissis.

6.4 Tecniche combinate per la riduzione degli ossidi di zolfo e degli ossidi di azoto

6.4.1 Processo WSA-SNOX

Questo processo utilizza due catalizzatori in sequenza per ridurre gli NO per mezzo di un SCR (denitrificatore catalitico) e per ossidare la SO2 a SO3, condensando quest'ultima sotto forma di acido solforico che può poi essere venduto.

Per lo schema del processo vedi Figura 32

Figura 32 Schema di processo WSA-SNOX: omissis.

II processo può abbattere fino al 95% degli ossidi di azoto e di zolfo presenti nei fumi; non utilizza nessun reagente tranne l'ammoniaca per il denitrificatore catalitico (a differenza di altri processi che utilizzano reagenti per abbattere la SO2) ed inoltre non produce acque reflue.

Fino al 2001 esistevano al mondo due impianti di grande taglia (da circa 1.000.000 Nm3/h corrispondenti a circa 300 MWe) che utilizzavano questa tecnologia: uno in Danimarca su una unità alimentata a carbone ed uno a Gela presso la raffineria Agip Petroli, che tratta i fumi di una caldaia alimentata prevalentemente a petcoke (l'impianto WSA-SNOX è entrato in servizio nel 1999).

I fumi a valle del riscaldatore aria sono trattati in un sistema per l'abbattimento del particolato (elettrofiltro o filtro a maniche) e poi inviati a uno scambiatore di calore rigenerativo gas/gas, che ne aumenta la temperatura a 370 °C all'ingresso del denitrificatore catalitico in cui avviene la reazione di abbattimento degli NO.

I fumi entrano poi in un convertitore catalitico che trasforma la SO2 in SO3 e di qui tornano allo scambiatore di calore rigenerativo gas/gas di cui sopra per essere raffreddati e inviati poi in un

condensatore (WSA - Wet Sulphuric Acid condenser) in cui l'acido solforico, che si è formato per reazione tra la SO3 e l'acqua contenuta nei fumi, condensa e viene raccolto. L'aria ambiente che raffredda il WSA si riscalda fino a 200 °C ed è utilizzata come aria di combustione in caldaia.

Il processo consente il recupero di energia termica (sotto forma di vapore prodotto dalla caldaia) dalla conversione della SO2 in SO3 dalla idrolisi della SO3 e dalla condensazione dell'acido solforico; il consumo di energia è pertanto relativamente basso e diminuisce all'aumentare del contenuto di zolfo nel combustibile.

Il processo è particolarmente adatto ad unità che utilizzano combustibile ad alto tenore di zolfo, anche variabile nel tempo.

Nel caso di unità collocate all'interno di uno stabilimento chimico, l'acido solforico prodotto può essere riutilizzato all'interno dello stesso, altrimenti è necessario trovare acquirenti che diano garanzie in merito al ritiro del prodotto. In caso contrario nascerebbero grandi problemi legati allo smaltimento del prodotto determinando quindi lo spostamento del problema ambientale da un comparto, l'atmosferico, ad un altro, il suolo.

Tabella 50: Prestazioni del sistema WSA-SNOX per la riduzione di SO2 e NOX: omissis.

7 ANALISI DELL'APPLICABILITÀ AD IMPIANTI ESISTENTI DELLE TECNICHE DI PREVENZIONE INTEGRATA DELL'INQUINAMENTO ELENCATE AL PUNTO PRECEDENTE, ANCHE CON RIFERIMENTO AI TEMPI DI ATTUAZIONE.

7.1 Applicabilità delle MTD agli impianti esistenti

Sui limiti per l'applicabilità delle MTD agli impianti esistenti si deve tener presente che potrebbe risultare molto difficile adottarne alcune visto che il cambiamento dalla tecnica già in uso potrebbe comportare effetti ambientali ed economici (es. la dismissione dell'impianto esistente o parte di esso) talmente significativi da controbilanciare negativamente i vantaggi ambientali ed economici dell'applicazione della nuova tecnica. L'applicazione di alcune MTD, di conseguenza, potrebbe risultare appropriata solo in occasione di rilevanti modifiche e di nuove installazioni; gli impianti esistenti possono inoltre avere scarse disponibilità di spazi, che impediscono la piena adozione di alcune tecniche. Una valutazione appropriata può essere fatta solo a livello locale. Particolare importanza va annessa alle operazioni di monitoraggio.

Il monitoraggio delle operazioni e delle emissioni prodotte costituiscono una attività fondamentale per numerosi aspetti, come ad esempio per:

- assicurare il rispetto dei limiti di legge;

- controllare le operazioni delle singole unità, delle emissioni prodotte, dei risultati ottenuti e per le eventuali azioni correttive;

- verificare la conformità dell'esercizio agli standard ambientali;

- selezionare o progettare tecniche per il miglioramento delle prestazioni ambientali.

7.2 Impianti a carbone

Tecniche per ridurre le emissioni di SO2: omissis.

Tecniche per ridurre le emissioni di NOX: omissis.

Tecniche per la riduzione delle polveri: omissis.

7.3 Impianti a biomassa

Tecniche per ridurre le emissioni di SO2: omissis.

Tecniche per ridurre le emissioni di NOX: omissis.

Tecniche per la riduzione delle polveri: omissis.

7.4 Impianti ad olio combustibile

Tecniche per ridurre le emissioni di SO2: omissis.

Tecniche per ridurre le emissioni di NOX: omissis.

Tecniche per la riduzione delle polveri: omissis.

7.5 Impianti a gas

Tecniche per ridurre le emissioni di NOX e CO: omissis.

7.6 Impianti di co-combustione

Tecniche per la riduzione delle emissioni: omissis.

8 FATTIBILITÀ ECONOMICA DELLE TECNICHE ELENCATE ANALIZZATA ATTRAVERSO ANALISI COSTI-BENEFICI

8.1 Premessa metodologica

Nel settore della generazione di energia dai grandi impianti di combustione, la metodologia generalmente utilizzata per il confronto economico tra le varie tecnologie è quella del calcolo dei costi di generazione. In particolare l'adozione di una procedura standardizzata è un prerequisito per una corretta comparazione di diversi sistemi di generazione dell'energia. Questa procedura può essere la «levelised cost methodology» che consente il calcolo dei costi sulla base dell'energia fornita alla rete durante tutta la vita degli impianti. Tale metodologia, adottata comunemente dall'Agenzia Internazionale dell'Energia, non sostituisce l'analisi dei costi totali del sistema che stabilisce l'impatto di un impianto nell'ambito di un sistema di generazione esistente e che è rilevante dal punto di vista del produttore per valutare il costo dell'inserimento del suo progetto nel sistema.

La metodologia proposta attualizza ricavi e costi rispetto ad un anno di riferimento applicando un tasso di sconto, che può variare da paese a paese ed anche da produttore a produttore. Esso può essere riferito al tasso di ritorno che può essere ottenuto da un certo investimento di riferimento; può essere determinato da un ente regolatore tenendo conto anche i rischi finanziari conseguenti ad una analisi macroeconomica nazionale; oppure può essere correlato all'analisi costi-benefici per generazioni presenti e future.

Nella metodologia sono prese in esame tutte le componenti di costo che ricadono sulla utility, cioè che potrebbero influenzare la scelta dell'opzione di generazione. Generalmente non vengono presi in esame i regimi di tassazione sul reddito e sui profitti prodotti e nemmeno le spese generali che non condizionano la scelta tecnologica. Anche i costi esterni che non vengono sostenuti direttamente dal produttore, quali ad esempio quelli derivanti dall'impatto ambientale e sanitario delle emissioni residuali, di norma non vengono presi in considerazione. D'altra parte

vengono presi in esame i costi generali specifici dell'installazione, quali i premi assicurativi e le spese di R&S sostenute dal produttore, così come quelli associati alle misure ed agli standards di protezione ambientale, come ad esempio l'implementazione di tecnologie di abbattimento ed i permessi di emissione. La data di riferimento prescelta per l'attualizzazione dei costi e dei ricavi non condiziona l'analisi comparativa fra differenti impianti. Il valore assoluto dei costi «livellizzati» tuttavia differisce in relazione all'anno di riferimento assunto nella analisi in periodi di inflazione o deflazione.

La metodologia fornisce i costi unitari di generazione dell'energia che non sono altro che i rapporti tra le spese totali nel corso dell'intero ciclo di vita dell'impianto e le produzioni totali attese, espresse in termini di valore attuale equivalente. Tali costi sono equivalenti al prezzo medio che sarebbe stato pagato dai consumatori per remunerare esattamente l'investitore/operatore per le spese di investimento, esercizio, manutenzione e combustibile, con un tasso di ritorno uguale a quello di sconto.

L'applicazione di tale metodologia consente di confrontare il merito economico di diversi impianti di generazione dell'energia. Le assunzioni di tipo tecnico ed economico alla base dei risultati sono trasparenti ed il metodo consente di effettuare anche un'analisi di sensibilità per valutare l'impatto delle variazioni dei vari parametri sul vantaggio competitivo delle opzioni tecnologiche considerate.

Per la valutazione finale del costo di generazione è necessaria la stima dei seguenti parametri:

- costo di investimento: valutato per ogni anno di vita dell'impianto, comprensivo di costruzione, ammodernamento e decommissioning;

- costo di gestione e manutenzione (O&M): valutato per ogni anno di vita dell'impianto e per unità di potenza;

- costo del combustibile: valutato dall'anno di collaudo per tutta la vita utile dell'impianto;

- produzione totale: valutata per ogni anno, tenendo conto della capacità netta installata e del fattore di carico assunto;

- fattore di carico: nell'analisi di sensibilità può essere modulato intorno ad un valore medio del 75%; di conseguenza variano anche le ore annue di funzionamento dell'impianto.

8.2 Impatto dei costi ambientali sul costo di generazione

Sono molteplici gli aspetti della progettazione e della gestione dei grandi impianti di combustione condizionati dai requisiti ambientali. Gli impianti costruiti attualmente nel mondo sono soggetti ad una serie di controlli ambientali, riferiti in particolare a: emissioni gassose e liquide, stoccaggio di rifiuti solidi, scarichi termici, utilizzo del territorio. In molti casi le normative ambientali effettivamente richiedono l'impiego di certe tecnologie, a prescindere dai limiti imposti alle emissioni. Possono essere richieste le cosiddette «best available control technology» (BACT) oppure le «best available technology not entailing excessive cost» (BATNEEC), il cui costo si modifica con l'evolvere della tecnologia. Nel tempo l'impatto ambientale degli impianti ha assunto una valenza economica che deve essere considerata nelle decisioni imprenditoriali e nei business-plan. Strumenti di politica economica ambientale utilizzati in molti Paesi OCSE sono ad esempio: tasse ed accise sui combustibili, tasse sulle emissioni, creazione di un mercato per i diritti di emissione, etc. Un altro aspetto da tenere presente nell'analisi economica è rappresentato dalla valutazione delle esternalità, i costi ambientali connessi alla generazione di energia elettrica non sopportati direttamente dal produttore o dal consumatore, e che quindi normalmente non compaiono nel cash-flow operativo o nella valutazione dei costi di investimento individuati in sede di progetto. Il valore da

assegnare alle esternalità è tuttora molto dibattuto anche in relazione alla difficoltà di assegnare ad esse valori trasparenti e ben definiti.

8.3 Impatto della liberalizzazione del mercato elettrici sul costo di generazione

Uno degli obiettivi principali delle politiche di liberalizzazione è la riduzione dei prezzi dell'energia per gli utenti finali, oltre che un ridimensionamento dell'impegno dello Stato nelle utilities. In tal senso esse incidono non solo sul livello dei prezzi ma anche sui costi strutturali: in altri termini i margini di profitto sui costi di produzione, trasmissione e distribuzione sono significativamente influenzati dalla liberalizzazione dei mercati e pertanto l'analisi economica deve tenerne debito conto. I differenti approcci alla liberalizzazione possono avere effetti diversi e fornire differenti incentivi ai produttori per cambiare il proprio comportamento, ma è evidente che l'obiettivo principale è la riduzione del costo di generazione (euro/kWh). Il potenziale di riduzione varia tuttavia in relazione ai Paesi ed alle imprese coinvolte, che possono presentare diverse strutture dei costi fra loro. Le iniziative prese a livello economico variano nel breve e nel lungo termine: nel breve gli assets esistenti non si possono modificare e quindi si opera sulla riduzione dei costi di gestione, mentre nel lungo termine i nuovi investimenti e le nuove tecnologie verranno finalizzate ad una riduzione dei costi. Alcuni aspetti che l'analisi economica può indagare sono rappresentati dalla trasparenza negli obiettivi di politica industriale e nei costi allocazione dei rischi.

Un'applicazione completa di tale metodologia è stata effettuata dall'Agenzia Internazionale dell'Energia nell'ambito dello studio «Projected Costs of Generating Electricity» che ha svolto una analisi economica relativa ai principali progetti di grandi impianti di combustione (gas e carbone), di impianti a fonte rinnovabile e di impianti nucleari destinati ad entrare in esercizio nei Paesi OCSE nel 2005-2010.

8.4 Sintesi dello studio AIE «Projected Costs of Generating Electricity»

Lo studio è stato condotto da un gruppo di esperti sui dati forniti da enti governativi e compagnie elettriche appartenenti a 14 paesi OCSE (tra cui anche l'Italia) ed a 5 paesi non-OCSE. I costi di generazione dell'energia sono stati calcolati con il metodo «levelised cost methodology» e lo studio si basa sulle tecnologie per gli impianti destinati al carico di base e sulle tecnologie impiantistiche destinate ad essere utilizzate in questi paesi nel periodo 2005-2010 e per le quali essi hanno sviluppato stime economiche dei costi. Per quanto riguarda i grandi impianti di combustione, sono stati considerati soprattutto impianti avanzati a carbone e cicli combinati a gas.

I costi di generazione presentati nello studio includono anche i costi associati alle normative di protezione ambientale in vigore nei singoli paesi. Sono stati discussi gli impatti di tali costi sulla relativa competitività di opzioni alternative. Lo studio analizza anche l'impatto della liberalizzazione dei mercati elettrici sui costi di generazione e le questioni connesse alla sicurezza delle forniture elettriche.

L'approccio utilizzato nello studio, sebbene molto utile, presenta alcune limitazioni, in quanto i costi calcolati nello studio non rappresentano i costi «esatti» di generazione dell'energia che sarebbero determinati per specifici progetti di produzione, in quanto i metodi di valutazione e le assunzioni variano in relazione alle condizioni nazionali ed alle pratiche in uso. Per questo motivo lo studio fornisce anche i costi calcolati utilizzando metodi di calcolo nazionali, che risultano essere più aderenti ai costi effettivi per alcuni progetti specifici.

8.4.1 Costi di investimento

Sono stati presi in considerazione:

- i costi generali di costruzione degli impianti {overnight construction costs)

- gli interessi durante la costruzione calcolati al 5% ed al 10% di tasso di sconto annuo gli imprevisti, se diversi dai costi generali

- i principali interventi di ammodernamento (ad es. rimpiazzo di una caldaia)

- lo smantellamento degli impianti (decommissioning) (quando applicabile).

Per quanto riguarda gli impianti a carbone, in molti paesi OCSE i costi generali variano da circa 1000 $/kWe a circa 1350 $/kWe. Nella fascia bassa il Canada ha dichiarato costi di 837 $/kWe per 4 gruppi da 750 MW a polverino di carbone da realizzarsi nello stesso sito. Nella fascia alta, Giappone e Portogallo riferiscono, per unità analoghe, costi superiori o pari a 2000 $/kWe. Per quanto riguarda gli impianti che saranno commercialmente disponibili nel periodo 2005-2010 (a polverino di carbone in Olanda e di gassificazione in Olanda e USA), i costi risultano essere sensibilmente maggiori di quelli disponibili al momento dello studio. Per quanto riguarda i paesi non-OCSE, i costi di realizzazione degli impianti a carbone per il carico di base vanno dai 772 $/kWe della Cina ai 1258 $/kWe del Brasile. I costi per il decommissioning sono stati giudicati trascurabili da tutti i partecipanti allo studio dal momento che i costi di smantellamento, già limitati, verranno ampiamente recuperati dal valore del sito e dalla vendita di materiali ed apparecchiature recuperate dal processo. Per quanto riguarda i costi per eventuali ammodernamenti nel corso della vita degli impianti, i principali costi non rappresentano più di qualche percento dei costi totali di investimento con un tasso di sconto del 10% annuo e meno del 18% al tasso di sconto del 5%.

Il piano di spesa per i grandi impianti a carbone varia dai 4 agli 8 anni sia nei paesi OCSE che in quelli non-OCSE.

Per quanto riguarda gli impianti a gas, si tratta in tutti i casi esaminati di impianti a ciclo combinato. Generalmente i costi di costruzione per questa tipologia di impianti risultano sensibilmente inferiori a quelli degli impianti a carbone: i costi risultano essere inferiori, con poche eccezioni, a 800 $/kWe. Come per gli impianti a carbone i costi di decommissioning risultano essere trascurabili. D'altra parte un numero consistente di paesi dichiarano costi di ammodernamento significativi per gli impianti, in corrispondenza alla sostituzione dei principali componenti dopo circa 20-25 anni, con una incidenza sui costi totali di investimento compresa tra il 2% ed il 27% con un tasso di sconto del 5%, e compresa tra l'1% ed il 13% con un tasso di sconto del 10%. Il piano di spesa per gli impianti a gas ha una durata generalmente inferiore a quello degli impianti a carbone, e varia dai due anni negli USA ai sei in Danimarca.

La variabilità dei costi tra impianti della stessa filiera tecnologica nei vari paesi dipende da vari fattori: il costo del lavoro, i costi di approvvigionamento di materiali e componenti, il quadro normativo, le infrastrutture, le caratteristiche specifiche dei siti. Anche la conversione dei costi in dollari USA comporta una causa aggiuntiva di variabilità in relazione alla variabilità dei mercati valutari.

8.4.2 Costi di esercizio e manutenzione (O&M)

Lo studio AIE non esamina in dettaglio le varie componenti dei costi O&M, in quanto i criteri di calcolo dei costi variano notevolmente da paese a paese. Per tutte le tecnologie considerate i costi O&M sono previsti rimanere costanti (a moneta costante) per tutta la durata della vita economica dell'impianto in tutti i paesi, eccetto che in Ungheria, Brasile, Cina e Russia. In particolare i costi sono destinati a crescere per gli impianti a gas in Ungheria e per tutti gli impianti in Brasile e Russia. Nei paesi OCSE i costi O&M per gli impianti a carbone sono compresi nell'intervallo 26-75 $/kWe/anno, eccetto che in Giappone dove tali costi superano gli 80 $/kWe/anno. Nei paesi non-OCSE, i costi O&M per gli impianti a carbone sono generalmente inferiori a quelli dei paesi

OCSE, variando da 17,5 a 36 $/kWe/anno. I costi O&M per gli impianti a gas sono compresi tra 6 e 50 $/kWe/anno, eccetto che in Finlandia dove essi sono superiori a quelli degli impianti a carbone e superano i 70 $/kWe/anno.

I costi di esercizio e manutenzione di impianti della stessa filiera tecnologica nei vari paesi variano in un ampio intervallo di valori a causa di vari fattori, quali il costo del lavoro, la produttività ed il quadro normativo, che influiscono significativamente su tali costi. Anche la conversione dei costi in dollari USA comporta una causa aggiuntiva di variabilità in relazione alla variabilità dei mercati valutari.

8.4.3 Costo dei combustibili

I prezzi del carbone che sono stati forniti nello studio sono espressi in $/GJ e riflettono l'effettivo contenuto energetico del carbone, tenendo conto del potere calorifico di carboni di differente provenienza. I prezzi sono forniti sia a bocca di miniera o al confine nazionale, sia franco centrale. I prezzi nei paesi OCSE, esclusa la lignite nazionale, variano da 1 $/GJ negli USA a 2,8 $/GJ in Italia ed Olanda. Nei paesi non-OCSE i prezzi del carbone franco centrale variano tra 1,3 e 3,2 $/GJ. Nove paesi su 18 hanno fornito stime dei costi del carbone basate sull'ipotesi di prezzi costanti del carbone durante l'intera vita economica degli impianti; 8 paesi hanno assunto prezzi crescenti ed un solo paese (USA) prezzi decrescenti. Il tasso medio di crescita del prezzo del carbone è risultato pari a 0,3% su base annua.

Per quanto riguarda il prezzo del gas, nel 2005, la data assunta dallo studio per il collaudo degli impianti, si prevede una variazione tra 1,6 $/GJ negli USA e 5,35 $/GJ in Italia. Dieci paesi, sui 16 che hanno fornito i dati, hanno previsto una crescita del prezzo reale del gas durante la vita economica degli impianti: in media i prezzi sono previsti crescere ad un tasso del 0,8% annuo. Sono stati anche rilevati i rapporti tra i prezzi del gas e quelli del carbone nel 2005: essi vanno da 1,2 in Turchia fino a quasi 3 in Corea. Giappone e Corea, che si basano su gas naturale liquefatto (GNL), presentano i rapporti più alti tra gas e carbone. Il Brasile è l'unico paese che presenta prezzi del gas inferiori a quelli del carbone.

8.4.4 Costi totali di generazione

I costi totali di generazione calcolati con la procedura «levelised cost methodology» sono stati presentati nello studio con assunzioni generiche, quali:

- fattore di carico del 75%

- 40 anni di vita utile

- tassi di sconto del 5% e del 10%

Sono stati calcolati inoltre i rapporti tra i costi relativi alle varie filiere tecnologiche con le seguenti risultanze:

- con un tasso di sconto del 5% il rapporto tra carbone e gas è compreso tra 0,7 e 1,3 (con l'eccezione del Brasile dove il costo di generazione di un singolo impianto a carbone da 315 MW è quasi il doppio di uno a gas);

- con un tasso di sconto del 10% il rapporto è compreso tra 0,7 e 1,9.

I rapporti di costo stimati presentano in generale una crescente competitività dei grandi impianti a combustione alimentati a gas rispetto a quelli a carbone. In gran parte dei paesi che hanno presentato dati sia sul gas che sul carbone, il gas è l'opzione più economica sia con tassi di sconto del 5% che del 10%. Tuttavia il carbone è più economico del gas in Danimarca e Finlandia, ed il

Giappone e Corea dove gli impianti a gas sono alimentati da GNL. In Francia, Italia e Spagna il gas è più costoso del carbone con un tasso di sconto del 5%, ma è più conveniente ad un tasso del 10%. In Canada, Ungheria ed USA il gas è più economico del carbone con un tasso di sconto del 5% per molti degli impianti considerati nello studio. In entrambi i paesi non-OCSE che hanno fornito dati sia per il gas che per il carbone, il gas è più conveniente sia al 5% che al 10%.

I fattori di costo locali ed il mix locale di capitali, O&M e costi dei combustibili sono in ultima analisi gli elementi determinanti per poter affermare quale combustibile/tecnologia sia il più conveniente per un certo paese. Infatti solo una valutazione dettagliata a livello locale delle varie opzioni può fornire una comparazione comprensibile a livello locale. Di conseguenza è difficile fare delle valutazioni generali su quali fattori di costo hanno la maggiore influenza nel determinare l'opzione più conveniente. Tuttavia alcuni semplici fattori possono essere individuati fra i vari fattori di costo presi in esame dallo studio, allo scopo di individuare in prima istanza le opzioni più convenienti su una base media a livello internazionale.

Per quanto riguarda il carbone, in Danimarca, Finlandia e Giappone gli impianti a carbone presentano i costi di generazione più bassi sia al 5% che al 10% del tasso di sconto, mentre in Italia, Ungheria ed USA lo sono solo con un tasso di sconto del 5%, ed in Corea ed India ad un tasso del 10%. Il vantaggio competitivo del carbone in questi paesi può essere parzialmente dovuto a:

- rapporti di costo di investimento al di sotto della media tra impianti a carbone ed a gas. Danimarca, Finlandia, Giappone ed Italia hanno rapporti al di sotto della media per gli impianti a carbone rispetto a quelli a gas;

- rapporti di costo di esercizio e manutenzione (O&M) al di sotto della media tra impianti a carbone ed a gas. Danimarca, Finlandia, Ungheria, Giappone e USA hanno rapporti al di sotto della media per gli impianti a carbone rispetto a quelli a gas.

Il gas è l'opzione più economica sia al 5% che al 10% in Belgio, Olanda, Portogallo, Turchia e Brasile. In Canada, Italia, Spagna, USA e Russia, il gas diventa il più conveniente ad un tasso di sconto del 10%. In tutti i casi si tratta di cicli combinati a gas.

Solo un fattore può essere identificato per giustificare tale vantaggio competitivo del gas: i bassi costi di esercizio e manutenzione; ad eccezione di Belgio, Olanda e Spagna, tutti i paesi in cui il gas è l'opzione più conveniente presentano costi O&M inferiori alla media per gli impianti a gas. D'altra parte, nessuna significativa differenza nelle dimensioni di impianto, efficienza o costi di investimento è chiaramente identificabile tra gli impianti a gas in quei paesi e gli altri impianti a ciclo combinato considerati nello studio. Sebbene il costo del combustibili pesi per circa il 60% del costo di generazione degli impianti a gas, in media, non c'è alcun vantaggio sistematico degli impianti alimentati a gas nei paesi caratterizzati da bassi costi del gas oppure alcun svantaggio sistematico nei paesi invece caratterizzati da elevati costi del gas.

8.4.5 Analisi di sensibilità

I costi di generazione sono sensibili alle assunzioni tecniche ed economiche adottate nelle procedure di calcolo. In particolare lo studio prende in esame una analisi di sensibilità ai seguenti parametri principali: tassi di sconto, fattori di carico, vita economica degli impianti, costi del combustibile.

- Tassi di sconto

In generale si può affermare che le opzioni ad alta intensità di capitale (carbone e nucleare) sono più competitive ad un tasso di sconto più basso, mentre gli impianti a gas sono più convenienti al crescere del tasso di sconto. In circa la metà dei paesi coinvolti nello studio, l'opzione più

conveniente ad un tasso del 5% rimane tale anche con un tasso del 10%; tuttavia in alcuni casi la crescita del tasso comporta una modifica della classificazione competitiva.

- Fattore di carico

Per tutti i grandi impianti di combustione per produzione elettrica, la crescita del fattore di carico comporta una riduzione dei costi di generazione. Tuttavia le opzioni a maggiore intensità di capitale sono più sensibili alle variazioni del fattore di carico di quelle a minore intensità. Per gli impianti a carbone, con un incremento del fattore di carico dal 65 all'80%, i costi di generazione si riducono di circa il 10% ad un tasso di sconto del 5% e di circa l'11% ad un tasso del 10%; per gli impianti a gas i costi si riducono di circa il 5% e del 7% per un tasso di sconto rispettivamente del 5 e del 10%. Dal momento che gli impianti a gas sono poco sensibili alle variazioni del fattore di carico, essi tendono ad essere la prima scelta per la produzione con carichi di picco e quando le incertezze sulla futura domanda sono significative.

- Vita economica utile

In genere la crescita della vita economica degli impianti comporta una riduzione dei costi di generazione. Tuttavia ciò non si verifica se l'estensione della vita utile degli impianti comporta un intenso programma di ammodernamento dei componenti oppure se il costo del combustibile è destinato a crescere rapidamente nel lungo termine. Inoltre, ad un tasso del 10% i costi di generazione sono meno sensibili alla durata della vita utile degli impianti che ad un tasso del 5% in quanto costi e ricavi successivi ai 25 anni dal collaudo contribuiscono poco ai costi totali di generazione. Nello studio è emerso che in media per gli impianti a carbone un aumento della vita utile da 25 a 40 anni comporta una riduzione dei costi del 5% ad un tasso di sconto del 5%, mentre essa è del 3% per un tasso di sconto del 10%. Per gli impianti a gas, dal momento che i costi di investimento rappresentano solo una piccola parte dei costi di generazione, l'incremento della vita utile ha una influenza limitata sui costi di generazione.

- Costi del combustibile

II costo di generazione dell'energia dei grandi impianti di combustione è ovviamente molto sensibile alla dinamica dei prezzi dei combustibili. Gli impianti alimentati a gas, nei quali il costo del combustibile pesa mediamente per più del 60%, sono i più sensibili a tali variazioni. Nello studio AIE sono state prese in esame due varianti alla dinamica dei prezzi:

- prezzi costanti;

- assunzioni nazionali, che corrispondono a tassi di variazione medi annui dei prezzi dell'ordine del 0,3% e del 0,8% rispettivamente per carbone e gas.

La riduzione dei costi di generazione dell'energia elettrica che si ottiene assumendo una variazione nulla dei prezzi del combustibile dipende dai tassi di crescita dei prezzi assunti da ciascun paese. Ad esempio negli 8 paesi che hanno indicato una crescita del prezzo del carbone negli anni, l'ipotesi di annullare le variazioni dei prezzi nel tempo comporta una riduzione dei costi di generazione compresa tra il 2% ed il 29%, in relazione al tasso di sconto adottato (per 30 anni di vita economica ed un fattore di carico del 75%); per gli impianti alimentati a gas si ottiene analogamente una riduzione compresa tra l'1% ed il 31%.

- Altri fattori

Un certo numero di altri fattori hanno un impatto sui costi di generazione e sulla relativa competitività tra le varie opzioni impiantistiche, e pertanto dovrebbero essere tenuti in considerazione nell'analisi economica degli impianti. Lo studio AIE non ha esaminato in dettaglio la sensibilità dei costi di generazione a tali fattori, ma essi dovrebbero essere esaminati

in maniera sistematica a livello di paese o di azienda elettrica prima di prendere decisioni in merito allo sviluppo del parco di generazione.

Riduzioni od aumenti dei costi di investimento ad esempio possono mutare significativamente le condizioni di competitività tra le varie opzioni, soprattutto nel caso di impianti ad alta intensità di capitale.

La quota dei costi di esercizio e manutenzione (O&M) sui costi totali di generazione varia ampiamente da tecnologia a tecnologia e da paese a paese, ma in linea di massima tende ad aumentare al diminuire dei costi di investimento e dei costi dei combustibili. Generalmente tale quota è limitata nei paesi non-OCSE dove il costo del lavoro è basso, mentre nei paesi OCSE essa può arrivare anche al 20% dei costi totali di generazione nel caso degli impianti alimentati a carbone ed al 10% nel caso degli impianti alimentati a gas; ne consegue che una riduzione dei costi O&M può avere un significativo impatto sulla competitività degli impianti a carbone rispetto a quelli a gas, soprattutto in quei paesi dove i margini di competitività dell'opzione gas sono piuttosto piccoli. Anche la taglia degli impianti ha una influenza sui costi di generazione, a livello sia di taglia delle singole unità che di taglia totale dell'impianto. Infatti taglie di unità più grandi godono di economie di scala nella fornitura dei componenti, mentre gli impianti di grande taglia godono di economie di scala dal punto di vista dei servizi ausiliari di centrale e delle infrastrutture del sito. Gli impianti turbogas sono costruiti in serie e godono del vantaggio di avere progetti standardizzati e costi di fabbricazione unitari ridotti. Attualmente i grandi impianti turbogas a ciclo combinato possono arrivare a taglie di 400-600 MWe, con la costruzione in fabbrica dei principali componenti. D'altra parte le grandi caldaie a combustibile fossile devono essere costruite spesso sul sito produttivo e ciò comporta economie di scala per taglie superiori ai 500 MWe; moltiplicando il numero di unità sullo stesso sito può ovviamente contribuire alla riduzione dei costi di ingegneria e costruzione. Nello studio AIE le taglie medie proposte dai vari paesi sono di 400 MWe per gli impianti a gas e di 450 MWe per gli impianti a carbone.

8.5 Conclusioni

Lo studio AIE dimostra che nessuna tecnologia esce chiaramente vincente nel confronto economico nei vari paesi esaminati, in quanto solo specifiche circostanze possono determinare la scelta economicamente più adeguata. Emerge tuttavia che l'opzione di generazione a gas risulta essere economicamente attraente almeno nel breve termine, per una serie di fattori, quali: relativa semplicità, bassi costi di costruzione e manutenzione, prospettiva di crescita dei prezzi del combustibile meno critiche rispetto al passato, basse emissioni rispetto ad altre opzioni tecnologiche a combustibile fossile.

Tuttavia i cambiamenti strutturali in corso nel settore elettrico di molti paesi, con particolare riferimento ai processi di privatizzazione e liberalizzazione dei mercati, stanno privilegiando la competitività economica e la minimizzazione dei rischi. Di conseguenza le tecnologie caratterizzate da bassi costi di investimento e di produzione, tempi di costruzione limitati, incrementi di capacità strettamente legati alla crescita del carico, limitati problemi di accettabilità sociale e normativa, sono generalmente preferite in questo tipo di prospettiva. Ed anche in questo caso la tecnologia dei cicli combinati a gas sembra riscuotere un maggiore favore da parte degli operatori.

8.6 Costi di generazione calcolati dallo studio AIE per l'Italia (US$mill/kWe 1.7.1996, tasso di sconto 5%)

Lo studio di seguito riportato non si intende esaustivo di tutto il parco di generazione termoelettrica italiano; le tabelle riportate sono state ottenute attraverso la cessione spontanea di alcuni dei produttori di energia, e pertanto tali tabelle non sono rappresentative della media di tutti gli impianti.

I valori riportati sono di conseguenza da considerarsi puramente indicativi.

8.6.1 Grandi impianti di combustione a carbone Tabella: omissis.

8.6.2 Grandi impianti di combustione a gas

Le tabelle di seguito elencate sono riferite ad impianti di combustione di tipo turbogas a ciclo combinato.

Tabella: omissis

9 DEFINIZIONE DEI CRITERI DI INDIVIDUAZIONE E UTILIZZAZIONE DELLE MIGLIORI TECNICHE DISPONIBILI

Per tendere all'obiettivo generale di prevenzione e riduzione integrata dell'inquinamento e raggiungere i requisiti specifici dell'autorizzazione ambientale integrata, è opportuno considerare gli elementi chiave che caratterizzano le tecniche utilizzate per le diverse realizzazioni tecnologiche del settore dei grandi impianti di combustione, oggetto delle presenti linee-guida.

Fermo restando che per la determinazione delle migliori tecniche disponibili (MTD) si deve far riferimento alla definizione per esse riportata nel D.L. 59 del febbraio 2005 vengono qui di seguito riportate alcune considerazioni di carattere generale per le autorità competenti al rilascio dell'autorizzazione ambientale integrata.

E' necessario considerare innanzitutto il tipo di combustibile utilizzato e le tecniche specifiche di combustione, le quali, in relazione agli obiettivi di prevenzione integrata, si caratterizzano come tecniche primarie, differenziandosi dalle tecniche di controllo degli effluenti del processo di combustione, che intervengono a valle del processo e sono determinate in ragione delle caratteristiche e delle sostanze contenute negli effluenti.

Considerando questi elementi di base, sono quindi di interesse le possibili tecniche di abbattimento, principalmente in riferimento alle emissioni in atmosfera, data la natura dei combustibili e del processo di combustione: possono quindi essere di interesse essenzialmente, a seconda dei casi, NOX, SO2 e polveri; è anche necessario considerare le tecniche di controllo dei possibili reflui e dei rifiuti (comunque interconnesse con il controllo delle emissioni) che in particolari casi si possono produrre e che richiedono adatte modalità di movimentazione e trasporto, nonché opportuni siti di smaltimento.

Il controllo delle emissioni in aria influenza le altre matrici ambientali (acque e rifiuti).

In un esame delle tecniche disponibili, come quello svolto per l'elaborazione delle presenti linee guida, è opportuno tenere in conto anche alcuni importanti fattori che sono connessi alla determinazione delle MTD per il settore, quali l'efficienza di produzione energetica, la disponibilità degli spazi richiesti per la realizzazione delle istallazioni necessarie, la disponibilità di altre risorse, ad esempio la risorsa idrica.

Date le differenti configurazioni dei grandi impianti di combustione, le varie tecniche di prevenzione e controllo, previste come MTD, devono essere intese come un insieme di possibilità e di opzioni e la loro scelta dovrà essere specifica per ogni singolo caso.

Come già accennato, gli obiettivi ambientali prioritari da valutare in maniera integrata e specifica per un determinato sito sono, in generale per il settore considerato, l'aumento della efficienza di produzione energetica, a cui tra l'altro è collegata la possibilità di ridurre la produzione specifica di anidride carbonica, la riduzione delle emissioni atmosferiche (che come detto sono essenzialmente NOX, SO2 e polveri ove pertinenti), nonché adatte soluzioni per i residui di combustione che in alcuni casi si producono e la possibilità di controllo dei reflui. Occorre comunque ricordare come i casi specifici (ad esempio: la combustione delle turbine a gas

riguardo le emissioni di NOX) un aumento della efficienza energetica può avere come effetto risvolti negativi sulle emissioni in atmosfera.

Nel valutare una determinata tecnica occorre tenere anche in debito conto il concetto di costi/efficacia come un utile strumento di riferimento per confrontare tecniche diverse che possono raggiungere analoghi livelli ambientali di prevenzione e controllo; per un impianto esistente, con prestazioni già prossime a quelle attese con l'utilizzo delle MTD; occorre quindi considerare il margine aggiuntivo costi-efficacia dell'attuazione di una nuova tecnica che permetta il raggiungimento del livello delle MTD.

Le informazioni fornite in questo documento hanno lo scopo di essere utilizzate come input per la determinazione delle MTD in casi specifici; deve essere sottolineato tuttavia che il documento non propone valori limite di emissione, né possono essere considerati come vincolanti i valori di rendimento riportati nel testo. La determinazione di appropriate condizioni di autorizzazione comprenderà anche la considerazione di fattori locali e sito-specifici, caratteristiche tecniche delle installazioni, la loro localizzazione geografica e la convenienza tecnica ed economica ad aggiornare l'installazione.

E' evidente che lo specifico obiettivo di assicurare un elevato livello di protezione dell'ambiente comporterà spesso la necessità di bilanciare le soluzioni tra i differenti tipi di impatto sulle matrici ambientale estremamente influenzati da considerazioni locali.

Come accennato all'inizio, per il settore dei grandi impianti di combustione la selezione delle MTD, l'indicazione delle emissioni associate e dei livelli di consumo è il risultato di un processo di analisi che ha considerato, come elementi essenziali, il tipo di combustibile, il processo di combustione e le tecnologie che lo rendono utilizzabile, le emissioni e gli eventuali residui della combustione. Parametro ambientale essenziale della tecnologia di processo, in relazione ai diversi combustibili, è l'efficienza di produzione energetica, in relazione alla quale sono giustificate anche le modalità di esercizio (di base e di punta) in riferimento alle richieste del parco di generazione esistente; assieme agli altri aspetti più direttamente di interesse ambientale, come le emissioni in atmosfera e le emissioni di rumore e, ove presenti, i reflui e i residui prodotti, è necessario considerare anche aspetti che possono in qualche caso risultare importanti, come la disponibilità, l'approvvigionamento o la preparazione del combustibile, nonché l'utilizzo della risorsa idrica.

L'utilizzo delle risorse è sicuramente un aspetto anch'esso rilevante: per esempio la risorsa idrica può essere preservata, ove possibile ed attuabile, dall'utilizzo di sistemi di raffreddamento ad aria per la condensazione del vapore; occorre comunque considerare in quest'ultimo caso il problema dell'impatto acustico che potrebbe richiedere soluzioni adeguate per il necessario controllo (silenziatori, ecc).

Riguardo alle varie tecnologie dei processi di generazione (caldaia, letto fluido, turbina a gas) sono state presentate le tecniche disponibili; le MTD da considerare appropriate in molti casi riflettono nel complesso le prestazioni attuali di alcune installazioni esistenti. In riferimento all'argomento ambientale chiave costituito dalle emissioni in atmosfera, sono state considerate, quando pertinenti, le tecniche per la riduzione delle polveri, del biossido di zolfo e degli ossidi di azoto e per la riduzione combinata di questi ultimi. Per quanto possibile sono stati indicati i livelli di emissione e di consumo associati all'uso delle MTD, dati che rappresentano le prestazioni ambientali prevedibili come risultato dell'applicazione in questo settore delle tecniche individuate, considerando il bilancio costi-vantaggi che è intrinseco alla definizione di MTD. I livelli di emissione e di consumo devono essere considerati poi assieme ad ogni specifica condizione di riferimento, per esempio il periodo sul quale viene effettuata la media.

Come già detto, tali livelli di emissione non sono valori limite e non devono essere considerati in tal senso.

Una possibile sequenza operativa per la individuazione da parte del gestore delle MTD applicabili potrebbe quindi prevedere in primo luogo la determinazione di base del combustibile utilizzato, le caratteristiche e le sostanze contenute negli effluenti del processo e la caratterizzazione qualitativa e quantitativa delle emissioni; quindi la selezione delle differenti possibili MTD che conducono al livello di prestazioni attese, considerando la normativa vigente, le reali necessità ambientali ed in particolare quelle specifiche del sito, le limitazioni alla fattibilità tecnica e di spazio, la valutazione costi-benefici o costi-efficacia.

Le MTD costituiscono il termine di riferimento quando si deve valutare la proposta di una nuova installazione o quando si considerano le reali prestazioni di una installazione esistente; va evidenziato a questo proposito che, nel settore considerato, soprattutto nel caso di installazioni esistenti, è necessario tenere in debito conto la convenienza tecnica ed economica di applicazione.

10 GLOSSARIO

Acido: Una sostanza che più o meno rapidamente cede ioni idrogeno in soluzione acquosa.

Additivi: Sostanze che vengono aggiunte a lavorazioni o prodotti per migliorarne le caratteristiche.

Aerazione: Miscelazione di liquido con aria (ossigeno)

AGRU: Unità di Rigenerazione Gas Acidi.

Alcalina: Una sostanza che più o meno rapidamente può ricevere ioni idrogeno in soluzione acquosa.

AOX: Acronimo di «Adsorbable organic halogens compounds», ovvero la concentrazione (milligrammi per litro) in termini di cloro di tutti gli alogeni (ad eccezion del fluoro) presenti in un campione d'acqua, e assorbibili tramite carboni attivi.

Aromatici: Composti organici che hanno nella loro formula uno o più anelli benzenici. Sono già presenti nel grezzo e in parte si formano in alcuni processi di raffinazione. Sono fondamentali per garantire le caratteristiche ottaniche richieste dai motori delle auto.

ASU: Unita di Separazione Aria.

Audit: Strumento della gestione ambientale, di sicurezza e salute, utilizzato secondo una specifica procedura, che ha lo scopo di verificarne l'efficienza di organizzazione, il raggiungimento degli obiettivi fissati e l'individuazione di eventuali azioni correttive.

Autocontrollo (automonitoraggio): Monitoraggio eseguito dal gestore in accordo con il piano di controllo stabilito nella/e autorizzazione/i. Può includere il monitoraggio delle emissioni, dei parametri di processo e degli impatti sull'ambiente recettore. I gestori possono anche affidare il loro autocontrollo ad un soggetto esterno.

Autorità competente: Si intende qui competente per il rilascio dell'autorizzazione integrata ambientale, la medesima autorità statale competente al rilascio del provvedimento di valutazione dell'impatto ambientale ai sensi della vigente normativa o l'autorità individuata dalla regione, tenuto conto dell'esigenza di definire un unico procedimento per il rilascio dell'autorizzazione integrata ambientale.

Autorità di Controllo: E' in generale l'autorità competente per l'effettuazione dei controlli ambientali ovvero le agenzie regionali e provinciali per la protezione dell'ambiente incaricate

dall'autorità competente, ove previsto, di accertare la corretta esecuzione del piano di controllo e la conformità dell'impianto alle prescrizioni contenute nell'AIA.

Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) (permesso): Una decisione scritta (o più decisioni) o parte di essa che contiene l'autorizzazione a gestire tutto o una parte dell'impianto, fissando le condizioni che garantiscono che l'impianto sia conforme ai requisiti della Direttiva 96/61/CE. Una autorizzazione/permesso può coprire uno o più impianti o parti di impianti nello stesso sito gestiti dallo stesso operatore.

BACT: Best available control technologies

BATNEEC: Best available technologies not entailing excessive cost

Barile: Misura standard nell'industria petrolifera. Un barile di olio equivale a circa 0,158 m3

BAT: Best Available Techniques

Benzene: Idrocarburo appartenente alla famiglia degli aromatici; sostanza cancerogena presente nel grezzo e che si forma anche durante alcune operazioni unitarie di raffineria.

BFBC: Letti Fluidi Bollenti.

Biodegradabile chimico: Sostanza che può subire processi degenerativi di tipo fisico e/o ad opera di microrganismi.

Blowdown: Sistemi utilizzati per separare scarichi liquidi e vapori da varie unità di processo di raffineria e apparecchiature.

BOD (Biological Oxygen Demand): Misura dell'inquinamento organico. Indica la quantità di ossigeno utilizzato dai microrganismi per unità di volume di acqua ad una data temperatura per un dato tempo.

BOOS: Burners Out Of Service

BRef: BAT Reference Document

Capacità di Conversione: Capacità complessiva dell'insieme degli impianti dedicati al miglioramento delle qualità e delle rese dei distillati medi e leggeri.Si esprime in unità equivalenti di cracking catalitico.

Capacità di Distillazione primaria: Capacità degli impianti che effettuano la prima operazione di raffinazione del grezzo a pressione atmosferica.

Capacità effettiva: Si intende la capacità di distillazione primaria, definita tecnico bilanciata, supportata da impianti di lavorazione secondaria adeguati alla produzione di benzine e gasoli secondo specifica.

Catalizzatore: Ha il compito di aumentare la velocità di una reazione chimica. Non compare tra i prodotti di reazione. Con l'uso prolungato perde la sua attività e deve essere rigenerato o sostituito.

CCGT Combined Cycle Gas Turbine: ciclo combinato con turbina a gas.

CDR: Combustibile derivato da rifiuti.

CFBC: Letti Fluidi Circolanti.

CO (monossido di carbonio): E' un gas che si produce da una combustione che avviene in carenza di ossigeno. Risulta tossico per l'uomo in quanto si lega all'emoglobina del sangue in modo irreversibile al posto delle molecole di ossigeno.

CO2 (anidride carbonica): E' un gas che si produce dalla combustione di materiale organico, costituente fondamentale del ciclo vegetale (fotosintesi clorofilliana), trasparente alla luce solare e assorbe le radiazioni infrarosse emesse dalla superficie terrestre (effetto serra);

COD (Chemical Oxygen Demand): E' l'indice della quantità di sostanza organica e inorganica presente negli scarichi idrici e quindi del loro potenziale inquinamento.

Cogenerazione: Produzione combinata di energia elettrica e vapore;

Combustione: E' la reazione di sostanze organiche che avviene in presenza di ossigeno che ha come prodotti di reazione principalmente ossidi di carbonio, acqua e calore.

Conversione: E' l'insieme delle operazioni chimiche che hanno lo scopo di cambiare le proprietà e le rese delle frazioni petrolifere.

COV: Composti Organici Volatili

CS: Combustibile Secondario

CSLF Carbon Sequestration Leadership Forum: accordo internazionale di ricerca e sviluppo nel settore della cattura e del confinamento dell'anidride carbonica siglato dall'Italia, dall'Unione europea e da altri 13 paesi.

CTE: Centrale Termoelettrica.

Desolforazione: E' il trattamento delle frazioni gassose che consiste nell'estrazione dei composti solforati a carattere acido (acido solfidrico e mercaptani);

DLN Dry Low-NOX: camere di combustione per turbogas per la riduzione degli NOX

Dolomite: Tipo di calcare così denominato dall'omonimo minerale, carbonato di calcio e magnesio (CaMg(CO3))

DS (dry solids): Materiale residuo, dopo processo (standard) di essiccazione

EFCC Externally Fired Combined Cycle: Ciclo combinato a combustione esterna: tecnologia innovativa per la produzione di energia da combustibili «poveri» con combustione esterna al ciclo

Effluente: Fluido (aria o acqua) contaminato da inquinanti e formante una emissione.

EMAS: Eco Management and Audit Scheme;

Emissione: E' il risultato dell'immissione nell'ambiente di inquinanti a seguito di attività umane Emissione convogliata Avviene attraverso camini allo scopo di facilitarne la dispersione in aria Emissione diffusa Emissioni (di solito in atmosfera) di sostanze volatili o polveri leggere

Possono:

- Essere intrinseche all'apparecchiatura (es. filtri...);

dipendere dalle condizioni operative (es. durante il trasferimento di materiale tra container);

- provenire dal rilascio graduale da altri mezzi (es. da fanghi o acque di raffreddamento).

Le emissioni dovute a fughe sono un sottocaso di emissioni diffuse

Emissione dovute a fughe: Prodotta in modo involontario da perdite di componenti degli impianti di lavorazione o dai serbatoi di stoccaggio.

Emissione specifica: Emissione in rapporto con una riferimento base, ad esempio in rapporto alla produzione (massa per tonnellata o per unità di prodotto) o alla capacità di produzione.

EPER: European Pollutant Emission Register.

ESP: Elettrostatic Precipitator, filtro elettrostatico.

FBC Fluidised Bed Combustion: tecnologia di combustione dei combustibili solidi in letto di particelle sospese in un fluido.

FF: Fabric Filter.

FGD: Fuel Gas Desolforization.

FOE: Fuel Oil Equivalenti potere calorifico di un barile standard di olio combustibile; equivalente a 6,05*106 BTU (potere calorifico inferiore).

Gestore (esercente): Qualsiasi persona fisica o giuridica che detiene o gestisce l'impianto.

GIC nominale: Grande Impianto di Combustione: impianto con potenza termica superiore a 50 MW

GLN: Gas naturale liquefatto

GN: Gas Naturale

GPL: Gas di petrolio liquefatto: miscela di idrocarburi costituita prevalentemente da butano e propano, presenti allo stato liquido o gassoso in relazione alla temperatura e pressione.

GS: Gas siderurgico.

H2S: Acido Solfidrico.

HCL: Acido Cloridrico.

HCN: Acido Cianidrico.

HGI (Hardgrove Grindability Index) (HGI): Numero atto a definire la durezza del carbone.

HRGS Heat Recovery Steam Generator Hydrotreating: Processo di raffineria utilizzato per rimuovere contaminanti (specificatamente, zolfo, azoto, ossigeno, alogenuri e/o tracce di metalli). Tipicamente, la frazione petrolifera viene fatta reagire con idrogeno in presenza di catalizzatore per produrre H2S, NH3, idrocarburi saturi e metalli.

IGCC Integrated Gasification Combinated Cycle: impianto che permette la produzione di un gas di sintesi dagli idrocarburi pesanti di raffineria e la successiva produzione combinata di energia elettrica e calore.

Impianto: Unità tecnica permanente dove vengono svolte una o più attività elencate nell'Allegato I della Direttiva IPPC, e ogni altra attività direttamente associata che abbia una relazione tecnica con le attività intraprese in quel sito e che potrebbe avere conseguenze sulle emissioni e sull'inquinamento.

INES: Inventario nazionale delle emissioni e delle loro sorgenti (la versione italiana dell'EPER).

Inquinante: Sostanza o gruppo di sostanze che possono provocare danni e/o effetti negativi sull'ambiente.

Installazioni preesistenti: Un'installazione posta in opera o in accordo con le leggi esistente prima della data in cui la Direttiva è entrata in vigore.

IPA: Idrocarburi Policiclici Aromatici.

IPPC: Integrated Pollution Prevention and Control.

Installazione: Un impianto o una apparecchiatura dove sono effettuate una o più attività elencate nella Direttiva IPPC e qualunque altra attività associabile con l'emissione di inquinanti.

Lavorato: Materia prima in ingresso ad una raffineria; comprende grezzi, semilavorati ed additivi.

Limite di emissione emissione: La massa, espressa in termini di concentrazione o di livelli di che non deve essere superata in un determinato periodo di tempo.

Monitoraggio: Controllo sistematico delle variazioni di una specifica caratteristica chimica o fisica di un emissione, scarico, consumo, parametro equivalente o misura tecnica ecc. Ci si basa su misurazioni e osservazioni ripetute con una frequenza appropriata, in accordo con procedure documentate e stabilite, con lo scopo di fornire informazioni utili.

MTD: Migliore tecnica disponibile.

Nafteni: Idrocarburi che possono consistere di molecole ad anello composte da 5 o 6 atomi di carbonio (senza legami doppi) collegati a rami di tipo paraffinico.

NH3: Ammoniaca.

NOX (ossidi di azoto): Sono composti gassosi costituiti da azoto e ossigeno. In atmosfera) fanno parte dei precursori dello smog fotochimico e dopo I'SO2 sono i principali responsabili delle piogge acide.

OFA: Over Fire Air

O&M: Operation and Maintenance (esercizio e manutenzione)

PCI: Potere Calorifico Inferiore

PE: Precipitatori elettrostatici (rif. inglese ESP)

Piano di controllo: E' l'insieme di azioni svolte dal gestore e dall'Autorità di controllo che

consentono di effettuare, nelle diverse fasi della vita di un impianto o di uno stabilimento, un efficace monitoraggio degli aspetti ambientali dell'attività costituiti dalle emissioni nell'ambiente e dagli impatti sui corpi recettori, assicurando la base conoscitiva che consente in primo luogo la verifica della sua conformità ai requisiti previsti nella/e autorizzazione/i.

PST (Particolato Sospeso Totale): E' costituito da particelle solide in sospensione in aria. Per la maggior parte è materiale carbonioso incombusto che può adsorbire sulla sua superficie composti di varia natura. La frazione di particolato più fine (PM10) con diametro aerodinamico inferiore a 10 µm può essere inalato ed arrivare ai polmoni diventando potenzialmente pericoloso per la salute umana.

ppm (parti per milione): Unità di misura utilizzata per le concentrazioni di sostanze all'interno di miscele. Le parti possono essere intese in volume o in peso.

RSU: Rifiuti Solidi Urbani.

SCONOX: Tecnica per la riduzione combinata di NOx, CO e NMVOC

SCR Selective Catalytic reduction: tecnica catalitica selettiva per la riduzione degli NOx

Semilavorati: Prodotti intermedi derivanti dal processo di raffinazione del grezzo che richiedono ulteriori trattamenti per la trasformazione in prodotti finiti.

SGA: Sistema di Gestione Ambientale.

Sistema di monitoraggio delle emissioni (SME): Sistema per la misura delle grandezze, relative alle emissioni, in grado di espletare le seguenti funzioni: campionamento ed analisi, acquisizione, validazione, elaborazione automatica ed archiviazione dei dati.

Sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni (SMCE): E' un sistema di monitoraggio delle emissioni che opera in continuo.

SNCR Selective Non Catalytic reduction: tecnica catalitica non selettiva per la riduzione degli NOX

SNOX: Impianto di depurazione degli inquinanti che abbatte simultaneamente SO2 NOX e polveri.

SO2 (anidride solforosa): E' un gas che viene rilasciato durante la combustione di combustibili fossili contenenti zolfo. In aria è uno dei principali responsabili delle piogge acide che, in terreni poco ricchi di basi, come nel nord Europa, possono causare danni all'ecosistema.

Sorgenti diffuse: Sorgenti di emissioni diffuse o anche di emissioni dirette, qualora siano molteplici e distribuite su di un area definita.

SST Solidi Sospesi Totali: materiale solido finemente suddiviso in sospensione in acqua.

Stabilimento (sito): Tutta l'area sottoposta al controllo di un gestore, nella quale sono presenti uno o più impianti, comprese le infrastrutture o le attività comuni o connesse.

Standard di qualità dell'aria: Valore di concentrazione di un inquinante nell'aria al di sotto del quale la popolazione generale è sufficientemente protetta. Costituiscono il riferimento per fissare i valori limite alle emissioni di sostanze inquinanti prodotte dall'uomo.

Tar: Residui pesanti della lavorazione del grezzo, sostanzialmente bituminosi e solidi a

temperatura ambiente, con caratteristiche diverse dagli oli densi commerciali, molto più leggeri che devono rispettare limiti merceologici e doganali (come densità e viscosità) molto restrittivi.

Tecniche emergenti: Vedasi l'omonimo capitolo.

Tecnica primaria: Dicesi di tecnica che in qualche modo altera uno o più fasi fondamentali del processo produttivo al fine di ridurre i consumi e/o le emissioni inquinanti (si veda anche «Tecnica Secondaria»).

Tecnica Secondaria: In inglese «End of pipe technique», dicesi di tecnica che riduce le emissioni finali o i consumi, attraverso modalità che non alterano le operazioni fondamentali dell'intero processo. Sinonimo di tecnica di abbattimento, contrario di tecnica primaria o tecnica integrata al processo (quindi una tecnica che in qualche modo altera uno o più processi fondamentali al fine di ridurre i consumi e/o le emissioni inquinanti).

Tep: Tonnellata equivalente di petrolio: unità di misura universale di energia; si usa per paragonare tra loro quantità di energia diverse, come quelle che si ottengono da petrolio, carbone, gas, etc

Tossicità: Capacità intrinseca di una sostanza di produrre un danno su un essere vivente venendo a contatto con un punto sensibile del corpo. Varia molto, per gli stessi materiali, a seconda delle vie di accesso all'organismo e della durata o del numero di esposizioni.

Trattamento: L'insieme delle operazioni che servono ad eliminare sia le impurità presenti originariamente nel grezzo che quelle prodotte durante i processi di raffinazione.

USC energia Ultra Super Critical: tecnologia emergente per la produzione di dal carbone con vapore in condizioni supercritiche

VOC (Composti Organici Volatili): Sono la frazione più leggera degli idrocarburi che compongono i combustibili. Comprendono sostanze con numero di atomi di carbonio da 4 a 8 (tra cui il benzene). Sono emessi nell'ambiente principalmente per evaporazione.

WSA Wet Sulphuric Acid Condenser: condensatore utilizzato per precipitare l'acido solforico nel processo di desolforazione

Zolfo: Presente nel grezzo soprattutto sotto forma di zolfo elementare, composti organici come tiofene e nonilmercaptano. Combustibili di alta qualità hanno basso contenuto di zolfo per cui si tende ad eliminarlo nei processi di raffinazione (vedi desolforazione) Lo zolfo recuperato come tale viene poi venduto all'industria chimica.