

Allegato D4

Individuazione della  
Soluzione Impiantistica  
MTD (BAT) Applicabile



**D4.1 ANALISI DELLA PROPOSTA IMPIANTISTICA E CONFRONTO CON I BREF APPLICABILI**

In questa sezione sono analizzati gli impianti esistenti presso la *Centrale* di Fiume Santo e, limitatamente ai combustibili solidi e liquidi e ai sistemi di raffreddamento, sono comparate le tecnologie e le modalità di gestione con le tecnologie e i livelli di emissione del BREF “*Large Combustion Plant*”, finalizzato dall’IPPC Bureau del Joint Research Center di Siviglia nel Maggio 2005 e con le tecnologie indicate nel BREF “*Industrial Cooling Systems*”, finalizzato dallo stesso Istituto nel dicembre 2001.

Per quanto concerne gli stoccaggi, si sottolinea che è stato scelto di considerare le disposizioni del BREF “*Large Combustion Plant*” anziché quelle riportate nel BREF “*Emissions from bulk or dangerous materials*”, in quanto ritenute più specifiche e adatte al caso in esame.

L’analisi è focalizzata sia su specifiche fasi di processo che su aspetti ambientali e tecnologici di particolare rilevanza per il settore in esame.

**D4.1.1 COMBUSTIBILI SOLIDI**

**D4.1.1.1 Scarico, Stoccaggio e Movimentazione del Combustibile e degli Additivi Disposizioni Principali**

Per questa fase, il confronto tra le BAT (Best Available Techniques) e la situazione del sito è riportato in *Tabella D4.1.1.1a*.

**Tabella D4.1.1.1a Confronto BAT/Stato di Fatto per le Operazioni di Carico, Scarico e Movimentazione dei Combustibili**

	BAT	Stato di fatto
Particolato	In paesi dove non sussistono problemi di congelamento, usare acqua da spruzzare sul combustibile per ridurre le emissioni fuggitive.	Il carbone viene regolarmente irrorato d’acqua tramite una rete di spruzzatori per limitare le emissioni e i fenomeni di autocombustione.
	Inerbire le aree di stoccaggio a lungo termine per ridurre le emissioni fuggitive di polveri e combustibili causate dall’ossidazione dovuta al contatto con l’aria.	Non sono presenti aree di stoccaggio a lungo termine.

	BAT	Stato di fatto
	Mettere i mezzi di trasferimento in aree sicure e fuori-terra in modo da prevenire i danni derivanti dai veicoli e altre apparecchiature.	I mezzi di trasferimento sono ubicati in idonei parcheggi, fuori terra e in aree sicure.
	Uso di apparecchiature di carico e scarico che minimizzano i percorsi di movimentazione, per ridurre le emissioni fugitive.	L'approvvigionamento del carbone è effettuato tramite nastro trasportatore, dal vicino porto industriale di Porto Torres. All'interno della <i>Centrale</i> è accumulato in apposito parco, da cui è alimentato agli impianti, sempre attraverso nastri trasportatori. La movimentazione del carbone appare quindi minimizzata
	Razionalizzare i sistemi di trasporto in modo da minimizzare la formazione e il trasporto di polveri	Tutti i nastri trasportatori del carbone sono chiusi. Le operazioni di movimentazione del carbone a parco, inoltre, sono gestite in modo razionale tramite una macchina polifunzionale e l'uso di ruspe.
	Applicazione di "good practices" di design e costruzione e di adeguate procedure di manutenzione	Le good practices sono seguite e la costruzione di una collina frangivento costituisce uno dei miglioramenti che la continua analisi dello stato di fatto ha condotto ad individuare.
	Stoccaggio del calcare in silos equipaggiati con sistemi di estrazione efficaci e affidabili.	La linea di movimentazione calcare, dagli automezzi ai silos di stoccaggio, è in leggera depressione e dotata di sistemi di estrazione e filtri a maniche.
Contaminazione delle acque	Stoccaggio su superfici impermeabilizzate, dotate di sistemi di raccolta e trattamento delle acque	Il parco carbone è impermeabilizzato ed è dotato di un adeguato sistema di raccolta delle acque meteoriche che ne garantisce il drenaggio in una vasca di raccolta, da cui, quando necessario, queste sono inviate al sistema di trattamento di <i>Centrale</i> .
	Raccolta delle acque meteoriche che vengono a contatto con il combustibile dalle aree di stoccaggio e trattamento prima dello scarico in acqua	Le acque raccolte nel parco carbone vengono inviate ad una vasca di stoccaggio, da cui sono riutilizzate per inumidire il carbone stesso. Eventuali eccedenze sono inviate al sistema di trattamento della <i>Centrale</i> .

	BAT	Stato di fatto
Prevenzione degli incendi	Sorveglianza delle aree di stoccaggio con sistemi automatici, per l'identificazione di incendi causati dall'auto-ignizione, e identificazione dei punti a rischio	Le aree a rischio per la presenza di polverino di carbone sono dotate di sensori di CO, H <sub>2</sub> e NO <sub>x</sub> per la rivelazione di principi di incendio.
Rischi di salute e sicurezza in relazione allo stoccaggio d'ammoniaca	E' preferibile, per questioni di sicurezza, l'uso di ammoniaca in soluzione piuttosto che concentrata	L'ammoniaca viene utilizzata in soluzione al 24% e non concentrata.

#### **D4 1.1.2** *Pretrattamento del Combustibile*

##### *Disposizioni Principali*

Si considera BAT il miscelamento del combustibile attraverso, ad esempio, l'utilizzo di carboni di diversa qualità e l'avvio al processo da cumuli diversi, in modo da assicurare condizioni di combustione stabili e quindi ridurre le emissioni di picco.

E' considerata BAT anche l'essiccazione del combustibile per ridurre il tasso d'umidità.

##### *Stato di Fatto*

Sono presenti procedure di selezione del carbone, che viene prelevato a seconda delle esigenze di combustione in vari punti del parco per l'invio in caldaia.

Per ridurre il tasso di umidità del carbone, sono inoltre applicate procedure per l'essiccamento che prevedono la sua movimentazione ed esposizione al sole prima dell'invio a combustione.

#### **D4 1.1.3** *Combustione*

##### *Disposizioni Principali*

Le tecnologie in uso negli impianti europei (Combustione a polverino di carbone, PC, Combustione a letto fluido, FBC; combustione a letto fluido circolante, CFBC e grate firing, GF) sono tutte considerate BAT, se correttamente gestite. In più si considera BAT l'adozione di misure primarie che assicurano maggiore efficienza termica e minore produzione di NO<sub>x</sub> e di sistemi di controllo computerizzato.

*Stato di Fatto*

La tecnologia utilizzata è quella della combustione in polvere, dotata di sistemi primari di riduzione degli NO<sub>x</sub>, nel rispetto delle indicazioni fornite dal BREF.

**D4 1.1.4**      ***Efficienza Termica***

*Disposizioni Principali*

Tecnologie e misure gestionali atte ad incrementare l'efficienza termica sono considerate BAT. Misure secondarie di cattura della CO<sub>2</sub>, ancora ad uno stadio precoce di sviluppo non possono essere considerate BAT.

Il rendimento termico associato all'uso delle BAT (considerato come il rapporto tra il contenuto energetico del combustibile in ingresso e l'energia in uscita a piè d'impianto), può essere considerato, per impianti esistenti, compreso tra il 36% e il 40%. Tali livelli non tengono conto di condizioni eccezionali di utilizzo, ma devono essere considerati per il funzionamento dell'impianto in condizioni ottimali e nelle condizioni di design. Variazioni nella qualità del combustibile, delle condizioni meteo-climatiche e della tecnologia di raffreddamento possono abbassare l'efficienza energetica.

La co-generazione, se giustificata da una richiesta locale di energia termica tale da compensare i costi necessari alla costruzione dell'unità di co-generazione, è considerata BAT.

*Stato di Fatto*

Il tasso di rendimento termico delle sezioni 3 e 4, al netto degli autoconsumi e in condizioni operative standard, è pari al 36,5%, compreso nel range relativo alle BAT per gli impianti esistenti.

Sono in corso di valutazione proposte di installazione di una unità di cogenerazione.

**D4 1.1.5**      ***Polveri***

*Disposizioni Principali*

E' considerato BAT l'utilizzo di un precipitatore elettrostatico (ESP) o di un filtro a maniche, tramite il quale sono raggiungibili livelli di emissione compresi tra i 5 e i 20 mg/Nm<sup>3</sup>.

Per gli impianti di taglia superiore ai 100 MWt, i livelli di emissione associati alle BAT sono più bassi perché i sistemi di desolforazione contribuiscono anche all'abbattimento del particolato.

I livelli di emissione associati alle BAT, riassunti in *Tabella D4.1.1.5a*, sono calcolati su medie giornaliere, condizioni standard e un tenore di ossigeno del 6%.

**Tabella D4.1.1.5a** *Livelli di Emissione per le Polveri Associati alle BAT*

Taglia (MWt)	Livello di emissione (mg/Nm <sup>3</sup> )		BAT per raggiungere tali livelli	Monitoraggio	Applicabilità	Commenti
	Impianti nuovi	Impianti esistenti				
> 300	5 - 10 <sup>1</sup>	5 - 20	ESP o filtro a maniche in combinazione con FGD ad umido per PC	Continuo	Impianti nuovi ed esistenti	il tasso di abbattimento associato all'uso di un ESP è considerato pari al 99,5% o superiore; il tasso di abbattimento associato ad un filtro a maniche è considerato pari al 99,95% o superiore

<sup>1</sup> L'industria e uno stato membro hanno proposto 10 - 30 mg/Nm<sup>3</sup>

#### *Stato di Fatto*

Il sistema di abbattimento adottato è il precipitatore elettrostatico, installato a valle degli scambiatori rigenerativi.

Il livello emissivo garantito per le polveri è pari, come media mensile, a 50 mg/Nm<sup>3</sup>, entro i limiti stabiliti nell'*Allegato III del DM 12/07/1990*.

La linea di abbattimento delle polveri, al momento della sua realizzazione, è stata dimensionata per rispettare tale valore di concentrazione che, essendo un valore medio mensile, comprende anche il funzionamento dell'impianto non sempre in condizioni ottimali, periodi di manutenzione ed eventuali malfunzionamenti.

Dalle registrazioni ufficiali delle medie mensili, il limite di 50 mg/Nm<sup>3</sup> risulta ampiamente rispettato. Inoltre, per quanto riguarda i gruppi 3 e 4, risulta rispettato anche il livello di emissione medio giornaliero associato alle BAT, pari a 20 mg/Nm<sup>3</sup>.

#### **D4 1.1.6**      **Metalli Pesanti**

##### *Disposizioni Principali*

Numerosi metalli pesanti evaporano durante il processo di combustione e condensano successivamente sulla superficie del particolato. Per questo motivo le BAT per la riduzione dei metalli pesanti negli effluenti gassosi di impianti alimentati a carbone sono l'utilizzo di un ESP o di un filtro a maniche.

Per il Mercurio (Hg), che presenta una tensione di vapore piuttosto elevata alle tipiche temperature operative, il tasso di adsorbimento sul particolato può variare sensibilmente. I sistemi di desolfurazione già presenti (vedi § D4 1.1.7) consentono di ottenere bassi livelli di emissione di Hg. In più, la scelta di un combustibile con bassi tenori di Hg permette di abbassare le emissioni di Hg. Si considera BAT anche il monitoraggio periodico del Hg, che dovrebbe avvenire con frequenza da annuale a triennale.

##### *Stato di Fatto*

Una campagna di monitoraggio effettuata da Endesa nel 2003 sulle emissioni del camino del Gruppo 3 ha evidenziato tenori di metalli pesanti sempre inferiori ai limiti imposti dall'*Allegato III* del *D.M. 12/07/1990*.

Attualmente sono in corso nuove campagne di monitoraggio dei microinquinanti, in particolare sui gruppi 3 e 4, e sono periodicamente effettuate analisi per la determinazione del contenuto di metalli pesanti nell'olio combustibile.

Il Piano di Adeguamento (*Scheda C*) prevede l'integrazione dell'attuale procedura SGA con disposizioni specifiche in merito ad analisi da effettuarsi per la determinazione del contenuto di Hg nei fumi, sia per Hg gassoso che per Hg presente nel materiale particolato.

#### **D4 1.1.7**      **Biossido di Zolfo (SO<sub>2</sub>)**

##### *Disposizioni Principali*

Per il carbone e i combustibili solidi in generale si considerano BAT l'utilizzo di combustibili con un basso tenore di zolfo e l'adozione di tecnologie FGD (Flue Gas Desulphurisation), quali scrubbers ad umido, scrubber a secco e, per impianti di taglia media, ad iniezione di adsorbente.

I tassi di abbattimento mediamente sono :

- Scrubber ad umido: 85 - 98%;
- Scrubber a secco spray: 80 - 92%;

- Iniezione a secco di adsorbente : 70 - 90%.

Gli scrubber ad umido consentono anche riduzioni del tenore di HF e HCl nell'ordine del 98 - 99%, con livelli di emissione raggiungibili per entrambe le specie compresi tra 1 e 5 mg/Nm<sup>3</sup> (§ D4 1.1.10).

I livelli di emissione associati alle BAT espressi in termini di media giornaliera in condizioni di esercizio standard e tenore di ossigeno del 6%, sono riassunti in *Tabella D4.1.1.7a*.

**Tabella D4.1.1.7a** *Livelli di Emissione per l'SO<sub>2</sub> associati alle BAT*

Taglia (MWt)	Tecnologie di combustione	Livello di emissione (mg/Nm <sup>3</sup> )		BAT per raggiungere tali livelli	Applicabilità	Monitoraggio
		Impianti nuovi	Impianti esistenti			
> 300	PC	20 - 150 <sup>1</sup>	20 - 200	Combustibile con basso tenore di zolfo; FGD ad umido; FGD spray a secco; Scrubbing con acqua di mare; Combinazione di tecniche per l'abbattimento di SO <sub>2</sub> e NOx	Impianti nuovi ed esistenti	Continuo

<sup>1</sup> L'industria dichiara che il livello superiore dovrebbe essere 200 mg/Nm<sup>3</sup>

#### *Stato di Fatto*

Il carbone utilizzato nella *Centrale* di Fiume Santo presenta un tenore di zolfo minore all'1%, ai sensi del *DPCM 08/03/02*.

La tecnologia utilizzata per l'abbattimento delle emissioni di SO<sub>2</sub> è un desolfatore a calcare-gesso ad umido, munito di prelavaggio dei fumi (prescrubber) e scambiatore di calore rigenerativo.

Il livello emissivo garantito è pari a 400 mg/Nm<sup>3</sup>, entro i limiti stabiliti nell'*Allegato III* del *DM 12/07/1990*, e che il Decreto MICA del 16/07/1990 di autorizzazione di questi gruppi prevede per le medie mensili.

Il sistema di abbattimento di SO<sub>2</sub> è stato progettato e realizzato per rispettare tale valore di concentrazione, intesa come media mensile.

Non risulta quindi possibile rispettare il valore associato alle BAT, pari a 200 mg/Nm<sup>3</sup> riferito alla media giornaliera.

Peraltro si può prevedere la possibilità di migliorare le performance del desolfatore mediante interventi di modifica impiantistica e gestionale. Ad oggi non è però possibile quantificare l'entità del miglioramento ottenibile.

#### D4 1.1.8 *Ossidi di Azoto (NOx)*

##### *Disposizioni Principali*

Per impianti che utilizzano tecnologia PC, si considera BAT, per la riduzione degli NOx, l'adozione di misure primarie in combinazione con misure secondarie, come l'SCR (Selective Catalytic Reduction), per la quale l'efficienza di abbattimento è in genere compresa tra l'80% e il 95%. L'uso di un SCR comporta una quota di emissioni di ammoniaca che non ha reagito (§ D4 1.1.11).

I livelli di emissione associati alle BAT, riassunti in *Tabella D4.1.1.8a*, sono calcolati su medie giornaliere, condizioni standard e un tenore di ossigeno del 6%.

**Tabella D4.1.1.8a** *Livelli di Emissione per gli NOx Associati alle BAT (Combustibile: Carbone)*

Taglia (MWt)	Tecnologie di combustione	Livello di emissione (mg/Nm <sup>3</sup> )		BAT per raggiungere tali livelli	Applicabilità	Monitoraggio
		Impianti nuovi	Impianti esistenti			
> 300	PC	90 - 150 <sup>1</sup>	90 - 200	Combinazione di misure primarie, assieme a misure secondarie (SCR etc)	Impianti nuovi ed esistenti	Continuo

<sup>1</sup> L'industria dichiara che il livello superiore dovrebbe essere 200 mg/Nm<sup>3</sup>

##### *Stato di Fatto*

Sono applicate misure sia primarie che secondarie per la riduzione degli NOx. Le misure primarie contemplano la combustione a stadi, il reburning e l'uso di bruciatori LowNOx, mentre per le secondarie è applicato un sistema SCR.

La combinazione di tali misure porta ad un livello emissivo garantito di 200 mg/Nm<sup>3</sup>, entro i limiti stabiliti nell'*Allegato III del DM 12/07/1990*.

Il valore di riferimento è quindi rispettato.

#### **D4 1.1.9** *Monossido di Carbonio (CO)*

##### *Disposizioni Principali*

Si considera come BAT per le emissioni di CO la combustione completa in caldaia, raggiungibile con un adeguato design e tecnologie di controllo di processo.

Come già accennato, in considerazione, dell'effetto negativo derivante dal controllo degli NO<sub>x</sub>, si possono considerare BAT livelli residui di emissione, per la combustione a polverino di carbone, compresi tra 30 e 50 mg/Nm<sup>3</sup>.

##### *Stato di Fatto*

L'attuale limite normativo per le emissioni di CO risulta pari a 250 mg/Nm<sup>3</sup>. Tuttavia, mediante procedure di controllo dei parametri di combustione, sono rispettate le concentrazioni di monossido di carbonio nei fumi previste dal BREF, che prevedono un tenore emissivo inferiore a 50 mg/Nm<sup>3</sup>.

#### **D4 1.1.10** *Fluoruro di Idrogeno (HF) e Cloruro di Idrogeno (HCl)*

##### *Disposizioni Principali*

Per l'abbattimento di questi inquinanti, le tecnologie già adottate per l'abbattimento degli SO<sub>2</sub>, comportano abbattimenti compresi tra il 98% e il 99%, per arrivare a livelli emissivi compresi tra 1 e 5 mg/Nm<sup>3</sup> per l'HF e 1 e 10 mg/Nm<sup>3</sup> per l'HCl.

Elevati livelli di HF e HCl sono stati misurati in corrispondenza di perdite dagli scambiatori di calore rotativi gas-gas, che comportano l'invio diretto dei fumi al camino, senza abbattimento. Si può dunque considerare BAT l'adozione di scambiatori di calore progettati con criteri più moderni.

##### *Stato di Fatto*

La già citata campagna di analisi effettuata nel 2003 ha evidenziato un contenuto di Cloro e Fluoro totali, nell'intervallo di riferimento del BREF e inferiore ai limiti dell'*Allegato III* del DM 12/07/90. Quindi, a maggior ragione, anche il tenore emissivo di HCl e HF è all'interno dell'intervallo di riferimento.

La *Centrale*, inoltre, effettua periodicamente il controllo e la manutenzione degli scambiatori di calore.

#### **D4 1.1.11 Ammoniaca**

##### *Disposizioni Principali*

Come già accennato, l'uso di sistemi SCR o SNCR comporta emissioni residue di ammoniaca (§D4 1.1.8).

Il livello di ammoniaca emessa associato all'uso dell'SCR dovrebbe mantenersi entro i 5 mg/Nm<sup>3</sup>.

##### *Stato di Fatto*

La campagna di monitoraggio delle emissioni eseguita nel 2003 sul Gruppo 3 ha analizzato il tenore emissivo, oltre che dei parametri già discussi, anche dell'ammoniaca. In tutti i casi la concentrazione di ammoniaca si è mantenuta entro valori di due ordini di grandezza inferiori a quello indicato nel BREF, con un valore massimo rilevato pari a 0,04 mg/Nm<sup>3</sup>.

Si sottolinea inoltre che periodicamente è effettuata una verifica del corretto funzionamento dell'impianto di denitrificazione dei fumi per massimizzarne l'efficienza. Questo, di conseguenza, porta a una minimizzazione delle emissioni di ammoniaca.

#### **D4 1.1.12 Inquinamento delle Acque**

##### *Disposizioni Principali*

Le tipologie di scarichi idrici associate ad un impianto di produzione di energia alimentato a combustibile solido sono molteplici.

Si ritiene comunque indispensabile un sistema integrato di trattamento acque, che adotti le tecnologie più adatte, in relazione ai volumi di acque trattate e al carico inquinante in ingresso. Si riportano in *Tabella D4.1.1.12a* i livelli di emissione associabili alle BAT per la depurazione dei reflui derivanti dal sistema di desolfurazione fumi, che contribuiscono in misura rilevante al carico in ingresso all'impianto di depurazione, confrontati con i livelli emissivi riscontrati per il 2004 allo scarico dell'impianto TSD.

**Tabella D4.1.1.12a Confronto BAT/Stato di Fatto per i Livelli di Emissione negli Scarichi idrici associabili al Trattamento dei Reflui di Desolforazione**

Parametro	Concentrazione di riferimento (mg/l) <sup>1</sup>	Concentrazione all'uscita dell'impianto TSD (mg/l) <sup>2</sup>
Solidi	5 - 30	25,89
COD	< 150	48,50
Composti azotati	< 50	8,91 (come Azoto totale)
Solfati	1000 - 2000	-
Solfiti	0,5 - 20	0,2
Solfuri	< 0,2	-
Fluoruri	1 - 30	-
Cd	< 0,05	0,01
Cr	< 0,5	0,03
Cu	< 0,5	0,01
Hg	0,01 - 0,02	Inferiore al L.R.
Ni	< 0,5	0,03
Pb	< 0,1	0,06
Zn	< 1	0,04

<sup>1</sup> Media giornaliera su campione composito

<sup>2</sup> Medie annue

#### *Stato di Fatto*

L'impianto è dotato di un sistema integrato di trattamento delle acque reflue di processo, che raccoglie le acque di processo così come le acque meteoriche potenzialmente inquinate, le acque meteoriche non inquinate e gli scarichi civili e li avvia, mediante fognature separate, al trattamento più idoneo, consentendo il rispetto, allo scarico a piè d'impianto, dei limiti imposti da *D.Lgs 152/99*.

Inoltre, come si può notare dall'analisi della *Tabella D4.1.1.1.12a*, i valori di concentrazione degli inquinanti in uscita dall'impianto di desolforazione fumi sono in linea con quanto richiesto dal BREF.

#### **D4 1.1.13 Residui di Combustione e Sottoprodotti**

##### *Disposizioni Principali*

Esistono diversi possibili utilizzi per i sottoprodotti e per i residui di combustione, alternativi allo smaltimento in discarica, troppo numerosi e troppo specifici per poter essere ricondotti ciascuno all'interno della definizione di BAT.

Il gesso derivante dalla fase di desolforazione, così come le ceneri, è un prodotto a valenza commerciale e la frazione che non viene riciclata in testa all'impianto può essere utilizzata in vari modi, a seconda della richiesta di mercato e delle quantità prodotte.

*Stato di Fatto*

Il gesso prodotto dal sistema di desolforazione ha caratteristiche idonee all'impiego edilizio, per la produzione di pannelli, malte impermeabili e coperture isolanti, e viene ceduto con regolarità a società operanti nel settore.

Tutte le ceneri prodotte dall'impianto sono ceneri leggere, classificate come rifiuto non pericoloso ai sensi della normativa vigente, e sono con regolarità vendute a cementifici.

I fanghi prodotti dagli impianti di trattamento acque sono riutilizzati o, in alternativa, smaltiti in discarica.

**D4 1.2 COMBUSTIBILI LIQUIDI**

**D4 1.2.1 Scarico Stoccaggio e Movimentazione di Combustibili Liquidi e Additivi**

*Disposizioni Principali*

Per questa fase, il confronto tra le BAT e la situazione del sito è riportato in *Tabella D4.1.2.1a*.

**Tabella D4.1.2.1a Raffronto BAT/Stato di Fatto per le Operazioni di Carico, Scarico e Movimentazione dei Combustibili Liquidi**

	<b>BAT</b>	<b>Stato di Fatto</b>
Contaminazione delle acque	Utilizzo di bacini di contenimento impermeabili con una capacità pari al 50 - 75% della capacità totale dei serbatoi o almeno del massimo volume del serbatoio più grande.	I bacini di contenimento dei serbatoi di gasolio e OCD sono realizzati in cemento armato e hanno una capacità pari al 100% della capacità dei serbatoi in essi contenuti. Il bacino di contenimento del serbatoio di gasolio risulta inoltre completamente impermeabilizzato.
	Le aree di stoccaggio dovrebbero essere progettate in modo tale che perdite dalle parti superiori del serbatoio siano intercettate e contenute dal bacino.	L'altezza dei muretti del bacino è sufficiente a intercettare e contenere perdite di combustibile dalle parti più elevate dei serbatoi.
	Possono essere applicate consegne di combustibile programmate e l'uso di sistemi di controllo automatici per prevenire sovra-riempimenti.	Su ciascun serbatoio sono presenti sistemi di sicurezza per eventuale sovra-riempimento.

BAT	Stato di Fatto
Tubazioni disposte in aree sicure e fuori terra, in maniera tale che le perdite possano essere individuate velocemente e prevenuti danni da veicoli e altri equipaggiamenti	Le tubazioni esistenti sono in evidenza e adeguatamente segnalate. Vi sono tratti interrati, in parte ispezionabili.
Se si usano tubazioni interrate il tracciato deve poter essere documentato ed evidenziato, e gli scavi devono essere sicuri. Per tubazioni interrate, si ritengono BAT tubazioni a doppia parete con controllo automatico della spaziatura e speciali caratteristiche costruttive.	Il tracciato di tutte le tubazioni interrate è documentato ed evidenziato. Esse sono tutte posizionate in luoghi sicuri.
Acque di ruscellamento potenzialmente inquinate da oli derivanti da perdite nelle fasi di stoccaggio e movimentazione dei combustibili devono essere raccolte e stoccate prima dello scarico	La rete di raccolta acque oleose di <i>Centrale</i> raccoglie anche le acque potenzialmente inquinate provenienti dalle aree di stoccaggio combustibili liquidi (gasolio e olio combustibile) per inviarle all'apposito trattamento.

Le BAT relative allo stoccaggio di additivi (calcare e ammoniaca) sono riportate nella sezione relativa ai combustibili solidi.

#### **D4 1.2.2** *Pretrattamento dei Combustibili Liquidi Usati nei Motori e nelle Turbine a Gas*

##### *Disposizioni Principali*

Per il gasolio usato come combustibile in turbine a gas o in motori diesel d'emergenza, si considera BAT l'utilizzo di sistemi di pretrattamento, che comprendono unità di pulizia del gasolio del tipo centrifugo auto-pulente o elettrostatico.

##### *Stato di Fatto*

I Gruppi F.O. 5 e F.O. 6 (denominati in precedenti autorizzazioni anche TG G e TG E) sono dotati di un sistema di trattamento del gasolio in ingresso alle turbine.

### **D4 1.2.3** *BAT per Turbine a Gas Alimentate a Combustibile Liquido*

#### *Disposizioni Principali*

Per turbine a gas che bruciano gasolio si considera BAT l'iniezione di acqua o vapore per la riduzione delle emissioni di NOx. A tutt'oggi, bruciatori di premiscelamento del tipo Dry-Low-NOx (DLN) sono disponibili per le turbine a gas a combustibile liquido. I bruciatori DLN possono essere considerati BAT solo in caso di turbine nuove, dove la tecnologia è disponibile sul mercato. E' possibile utilizzare un sistema SCR ma solo se, caso per caso, se ne può dimostrare la fattibilità economica.

Per la riduzione degli SOx si può considerare BAT l'utilizzo di combustibili a basso tenore di zolfo.

#### *Stato di Fatto*

Le due turbine a gas installate presso la *Centrale* di Fiume Santo sono del tipo aeroderivativo, conseguentemente non risultava possibile l'installazione di bruciatori DLN.

Per esse è adottato un sistema di iniezione di acqua in camera di combustione (sistema water injection) per la riduzione delle emissioni di NOx, che risultano ampiamente al di sotto del limite consentito.

Per il controllo delle emissioni di SOx, il sistema si approvvigiona di gasolio con un tenore di zolfo minore del 0,2%, ai sensi dell'art.5 del DPCM 395/01.

## **D4 1.3** *SISTEMI DI RAFFREDDAMENTO*

### **D4 1.3.1** *Considerazioni Generali*

Il BREF "*Industrial Cooling Systems*", come altri BREF e in accordo con i principi che animano la *Direttiva 96/61/CEE*, sottolinea in più di un punto il fatto che l'ottimizzazione di un sistema di un raffreddamento industriale al fine di ridurre i suoi impatti ambientali è una pratica complessa, che non può essere ridotta alla comparazione tabellare di valori limite e di valori di riferimento. Conseguentemente, la combinazione di tecniche selezionate tra le BAT non porterà necessariamente ad una "soluzione-BAT", ma la soluzione più appropriata dovrà, invece, essere sviluppata caso per caso e sito per sito.

In particolare, per gli impianti esistenti, le misure tecnologiche di intervento possono essere BAT solo in determinate circostanze. Generalmente, una modifica tecnologica si rivelerà economicamente importante, qualora si voglia mantenere l'efficienza globale. La valutazione della sostenibilità economica dell'intervento dovrebbe quindi mettere a confronto i costi della conversione con la variazione dei costi operativi e valutare l'effetto derivante in termini di

beneficio ambientale, anche tenendo conto di eventuali effetti negativi a carico di altre matrici ambientali.

#### **D4 1.3.2** *Riduzione del Consumo di Energia*

##### *Disposizioni Principali*

Per migliorare l'efficienza energetica si ritiene BAT l'identificazione e l'applicazione di diverse modalità di gestione, la modulazione dei flussi di refrigerante, l'ottimizzazione del trattamento delle acque e del trattamento delle superfici delle tubazioni.

In più, specificamente per i sistemi a ciclo aperto, sono BAT modalità operative che evitino di circolare l'acqua calda scaricata e che minimizzano il pennacchio termico negli estuari e nei siti di mare.

##### *Stato di Fatto*

Le opere di presa sono situate a circa 900 m dalla costa e a circa 10 m di profondità, mentre le opere di restituzione si trovano subito a ridosso della linea di costa. Conseguentemente non sono possibili interferenze tra acqua scaricata e acqua prelevata.

La pulizia del circuito delle acque è effettuata con sistemi meccanici, che rimuovono le formazioni algali e le concrezioni di altra natura. Conseguentemente non sono utilizzati prodotti chimici per la pulizia delle tubazioni del circuito di raffreddamento.

#### **D4 1.3.3** *Riduzione della Richiesta di Acqua*

##### *Disposizioni Principali*

Per gli impianti esistenti con raffreddamento ad acqua, un aumento dell'efficienza dello scambio termico e un miglioramento dell'operatività del sistema possono ridurre le richieste di acqua di raffreddamento, e conseguentemente possono essere considerate BAT. Il passaggio ad un sistema con torri di raffreddamento, pur essendo un'opzione considerata BAT, comporta notevoli costi in conto capitale e richieste di spazio.

##### *Stato di Fatto*

Endesa favorisce il mantenimento dell'efficienza dello scambio termico tramite la pulizia programmata del condensatore (pulizia meccanica con palline ruvide).

#### **D4 1.3.4** *Riduzione dell'Intrappolamento di Organismi*

##### *Disposizioni Principali*

Le possibilità per evitare l'intrappolamento di pesci ed organismi marini all'interno del sistema di raffreddamento sono disparate e possono variare da sito a sito. Sebbene non esistano tecnologie che possano essere considerate BAT, un appropriato design e posizionamento delle opere di presa può ridurre il tasso di intrappolamento. Nell'ipotesi del posizionamento di griglie di protezione devono essere considerati i costi e le difficoltà per le operazioni di rimozione dei rifiuti organici che vi rimarrebbero intrappolati.

##### *Stato di Fatto*

Il sistema di circolazione delle acque di raffreddamento è dotato, a valle dell'opera di presa, di una vasca di calma da cui le acque entrano nel circuito di raffreddamento dopo il passaggio attraverso griglie, che rendono quindi impossibile l'intrappolamento di pesci e altri organismi marini.

#### **D4 1.3.5** *Riduzione delle Emissioni in Acqua*

##### *Disposizioni Principali*

Dal punto di vista dello scarico termico, l'impatto delle acque scaricate dipende considerevolmente dalle condizioni locali. In ogni caso, l'unica soluzione possibile, per un sistema a ciclo aperto, sarebbe il passaggio ad un sistema di raffreddamento con ricircolo, tuttavia se questa opzione possa essere considerata BAT dipende, come già accennato, dalle condizioni locali.

Per la riduzione delle emissioni di sostanze chimiche in acqua, per gli impianti esistenti modifiche alla tecnologia di impianto sono difficili e generalmente molto costose. Deve quindi essere posta attenzione alla gestione operativa del sistema, utilizzando una combinazione di monitoraggi e di schemi di dosaggio dei prodotti biocidi appropriati.

##### *Stato di Fatto*

Secondo quanto prescritto dal *D.Lgs 152/99* per il mare la temperatura dello scarico non deve superare i 35 °C e l'incremento di temperatura del corpo recipiente non deve in nessun caso superare i 3 °C oltre 1.000 metri di distanza dal punto di immissione.

Come analizzato in maggiore dettaglio nell'*Allegato D7*, le condizioni di scarico termico sono tali da non superare mai i vigenti limiti di legge.

Per quanto riguarda gli scarichi di sostanze chimiche, la manutenzione del circuito non prevede l'utilizzo di biocidi, come evidenziato nel § D4 1.3.2.

#### **D4 1.3.6** *Riduzione del Rischio Perdite*

##### *Disposizioni Principali*

Per ridurre il rischio di perdite, nel caso di impianti esistenti a ciclo aperto, possono essere adottate le seguenti misure generali:

- utilizzare il sistema secondo le specifiche di progetto;
- se risulta necessario il trattamento delle acque di raffreddamento, adottare un programma di trattamento adeguato.

##### *Stato di Fatto*

La gestione del sistema di raffreddamento prevede un controllo periodico finalizzato alla ricerca di eventuali perdite.

L'impianto è correttamente esercito secondo le specifiche di progetto.

Come già indicato, nel circuito di raffreddamento non è previsto l'utilizzo di biocidi.



## INDICE

D4 1	ANALISI DELLA PROPOSTA IMPIANTISTICA E CONFRONTO CON I BREF APPLICABILI	1
D4 1.1	COMBUSTIBILI SOLIDI	1
D4 1.1.1	Scarico, Stoccaggio e Movimentazione del Combustibile e degli Additivi Disposizioni Principali	1
D4 1.1.2	Pretrattamento del Combustibile	3
D4 1.1.3	Combustione	3
D4 1.1.4	Efficienza Termica	4
D4 1.1.5	Polveri	4
D4 1.1.6	Metalli Pesanti	6
D4 1.1.7	Biossido di Zolfo (SO <sub>2</sub> )	6
D4 1.1.8	Ossidi di Azoto (NO <sub>x</sub> )	8
D4 1.1.9	Monossido di Carbonio (CO)	9
D4 1.1.10	Fluoruro di Idrogeno (HF) e Cloruro di Idrogeno (HCl)	9
D4 1.1.11	Ammoniaca	10
D4 1.1.12	Inquinamento delle Acque	10
D4 1.1.13	Residui di Combustione e Sottoprodotti	11
D4 1.2	COMBUSTIBILI LIQUIDI	12
D4 1.2.1	Scarico Stoccaggio e Movimentazione di Combustibili Liquidi e Additivi	12
D4 1.2.2	Pretrattamento dei Combustibili Liquidi Usati nei Motori e nelle Turbine a Gas	13
D4 1.2.3	BAT per Turbine a Gas Alimentate a Combustibile Liquido	14
D4 1.3	SISTEMI DI RAFFREDDAMENTO	14
D4 1.3.1	Considerazioni Generali	14
D4 1.3.2	Riduzione del Consumo di Energia	15
D4 1.3.3	Riduzione della Richiesta di Acqua	15
D4 1.3.4	Riduzione dell'Intrappolamento di Organismi	16
D4 1.3.5	Riduzione delle Emissioni in Acqua	16
D4 1.3.6	Riduzione del Rischio Perdite	17