

Per

**Api Raffineria di Ancona S.p.A.
Stabilimento di Falconara M.ma (AN)**

**AUTORIZZAZIONE INTEGRATA
AMBIENTALE PER LA CENTRALE A
CICLO COMBINATO DELLA POTENZA
COMPLESSIVA DI 580 MW_E, COMPOSTA
DA DUE SEZIONI, UNA DA 520 MW_E E UNA
DA 60 MW_E**

**RISPOSTA ALLE RICHIESTE
D'INTEGRAZIONE PERVENUTE
DALLA COMMISSIONE AIA**

Contratto FWIENV n° 1-BH-0398A

FOSTER WHEELER ITALIANA S.r.l.

VIA S. CABOTO, 1 - 20094 CORSICO (MILANO) ITALY - TEL. +39 024486.1 - FAX +39 024486.3131
CAPITALE SOCIALE I.V. € 16.500.000 - CODICE FISCALE/PARTITA IVA/REG. IMPRESE MILANO 00897360152 - R.E.A. MI N. 511367
SOCIETA' SOGGETTA ALLA DIREZIONE E COORDINAMENTO DELLA CONTROLLANTE FOSTER WHEELER GLOBAL E&C S.r.l., SOCIO UNICO

INDICE

1	INTRODUZIONE	4
2	RISPOSTA ALLE RICHIESTE D'INTEGRAZIONI PERVENUTE DALLA COMMISSIONE AIA	7
2.1	SCHEDA A – AUTORIZZAZIONI ESISTENTI PER L'IMPIANTO (A.6).....	8
2.2	SCHEDA A – PARERE DI COMPATIBILITÀ AMBIENTALE (ALLEGATO A.23)	9
2.3	SCHEDA A – PIANO REGOLATORE (ALLEGATO A[1].24)	10
2.4	SCHEDA A – SCHEMI A BLOCCHI (ALLEGATO A[1].25)	12
2.5	SCHEDA B – COMBUSTIBILI UTILIZZATI (B.5.2), GAS DI RAFFINERIA	13
2.6	SCHEDA B – COMBUSTIBILI UTILIZZATI (B.5.2), GENERATORI AUSILIARI	14
2.7	SCHEDA B – EMISSIONI CONVOGLIATE IN ARIA (B.7.2).....	15
2.8	SCHEDA B – SCARICHI IDRICI (B.9.2), ACQUE INDUSTRIALI	17
2.9	SCHEDA B – SCARICHI IDRICI (B.9.2), ACQUE DOMESTICHE.....	19
2.10	SCHEDA B – SCARICHI IDRICI (B.9.2), ACQUE PRIMA PIOGGIA	20
2.11	SCHEDA B – EMISSIONI IN ACQUA (B.10.2)	22
2.12	SCHEDA B – DESCRIZIONE IMPIANTO DA 60 MWE (ALLEGATO B.18), DLNOX	24
2.13	SCHEDA B – DESCRIZIONE IMPIANTO DA 60 MWE (ALLEGATO B.18), BRUCIATORE AUSILIARIO	25
2.14	SCHEDA B – EMISSIONI IN ACQUA (ALLEGATO B.18), ADDIZIONE BLOSSIDO DI CLORO	28
2.15	SCHEDA B – EMISSIONI IN ACQUA (ALLEGATO B.18), PREPARAZIONE BLOSSIDO DI CLORO ...	30
2.16	SCHEDA D – CONFRONTO CON BREF (D.3.1).....	31
2.17	SCHEDA D – IDENTIFICAZIONE E QUANTIFICAZIONE EFFETTI DELLE EMISSIONI IN ACQUA (ALLEGATO D.7), SCARICO ACQUE DI RAFFREDDAMENTO	32
2.18	SCHEDA D – IDENTIFICAZIONE E QUANTIFICAZIONE EFFETTI DELLE EMISSIONI IN ACQUA (ALLEGATO D.7), TRIALOMETANI	34
2.19	SCHEDA E – PIANO DI MONITORAGGIO (ALLEGATO E.4).....	37
2.20	ULTERIORI INFORMAZIONI RICHIESTE, VALUTAZIONE DELLE SOSTANZE PERICOLOSE.....	41
2.21	ULTERIORI INFORMAZIONI RICHIESTE, EMISSIONI NEI PERIODI DI TRANSITORIO.....	46
3	MODIFICA DI PROGETTO SUCCESSIVA AL PARERE VIA.....	48

Marzo 2010

Rev. 0

2 di 50

3.1 RILASAMENTO PRESTAZIONI DEL CO OXIDIZER, IMPIEGATO NELLA CENTRALE A CICLO COMBINATO DA 580 MWE	48
--	----

ALLEGATI

ALLEGATO 1 – RICHIESTA DI INTEGRAZIONI ALLA DOMANDA DI AUTORIZZAZIONE INTEGRATA AMBIENTALE (COMUNICAZIONE DEL MINISTERO DELL'AMBIENTE E DELLA TUTELA DEL TERRITORIO E DEL MARE U.PROT EXDSA-2009-0034788 DEL 28/12/2009)

ALLEGATO 2 – STUDIO PER LA VERIFICA IDRAULICA E LA RINATURALIZZAZIONE DELLA FOCE DEL FIUME ESINO

ALLEGATO 3 – INTEGRAZIONI CONCERNENTI LE MODALITÀ DI PREPARAZIONE DEL BISSIDO DI CLORO

ALLEGATO 4 – APPROFONDIMENTI SULLA COMPATIBILITÀ AMBIENTALE DEL CLO₂ PER IL TRATTAMENTO ANTIFOULING IN IMPIANTI INDUSTRIALI CON PRESA ACQUA-MARE.

APPENDICE

AUTORIZZAZIONE INTEGRATA AMBIENTALE PER LA CENTRALE A CICLO COMBINATO DELLA POTENZA COMPLESSIVA DI 580 MW_E, COMPOSTA DA DUE SEZIONI, UNA DA 520 MW_E E UNA DA 60 MW_E - REV. 1 - MARZO 2010 - PARTE 1 DI 2.

AUTORIZZAZIONE INTEGRATA AMBIENTALE PER LA CENTRALE A CICLO COMBINATO DELLA POTENZA COMPLESSIVA DI 580 MW_E, COMPOSTA DA DUE SEZIONI, UNA DA 520 MW_E E UNA DA 60 MW_E - REV. 1 - MARZO 2010 - PARTE 2 DI 2.

1 INTRODUZIONE

Il presente documento è redatto da Foster Wheeler Italiana, Environmental Division, in nome e per conto della società API Raffineria di Ancona, al fine di fornire le integrazioni alla domanda di Autorizzazione Integrata Ambientale (di seguito AIA) per la Centrale a Ciclo Combinato da 580 MWe. Tali integrazioni sono state richieste dalla ex. Direzione Salvaguardia Ambientale del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (di seguito MATTM) con nota U.prot exDSA-2009-0034788 del 28/12/2009, ai sensi dell'articolo 5, comma 13 del D.Lgs. 59/05.

Al fine di consentire al Gruppo Istruttorio di poter rintracciare agevolmente i chiarimenti, gli approfondimenti e le informazioni forniti in questa sede, la sezione del presente documento è strutturata riportando separatamente ogni quesito pervenuto, ed, immediatamente di seguito, la relativa risposta.

Le integrazioni sono trattate nello stesso ordine con cui sono state richieste nella sopra citata nota del MATTM, allegata per completezza al presente documento.

Il documento consta d'alcuni allegati sviluppati al fine di meglio dettagliare le informazioni richieste.

A valle della presentazione della domanda AIA¹ oggetto delle sopra citate richieste d'integrazione, il progetto della Centrale a Ciclo Combinato da 580 MW_e è stato oggetto di ottimizzazioni, di ulteriori verifiche e approfondimenti tecnici, nonché di prescrizioni pervenute nei già conclusi iter procedurali di Valutazione di Impatto Ambientale e di Rapporto di Sicurezza Nulla Osta di Fattibilità.

In tal senso nel capitolo 3 del presente documento, Api Raffineria di Ancona, coglie l'opportunità di formulare una richiesta di aggiornamento di valori di emissione di CO, così come suggerito nel decreto DSA-DEC-2009-0001346 del 14-10-2009 ed esplicitato nel paragrafo 3.1.

¹ Autorizzazione Integrata Ambientale per la Centrale a Ciclo Combinato della potenza complessiva di 580 MWe, composta da due sezioni, una da 520 MWe e una da 60 MWe, Foster Wheeler Italiana, maggio 2006, trasmesso all'Autorità competente con nota api 1855/06 del 23/06/2006

Coerentemente gli approfondimenti elaborati nel presente documento sono stati riportati nelle relative schede/allegati della domanda AIA originaria.

Ne consegue che in appendice al presente documento è riportata la revisione 1 della documentazione AIA, che sostituisce e chiarisce quanto già presentato al MATTM, tenuto conto delle variazioni conseguenti all'istruttoria VIA e dei contenuti tecnici sviluppati sulla base delle richieste pervenute con la sopra citata nota.

Le modifiche imputabili alle variazioni attribuibili all'iter autorizzativo (VIA, NOF) della centrale da 580 MW_e sono evidenziate **in grigio** nella domanda AIA rev 1 al fine di renderle rintracciabili rispetto a quanto originariamente sottoposto al Gruppo Istruttorio nel maggio 2006.

Tali variazioni sono riportate in Tabella 1 con indicazione delle schede/allegati soggette a modifica.

Tabella 1.1 – Variazioni relative agli iter procedurali di VIA e RdS NOF, rispetto alla domanda AIA originaria

Variazioni	Schede/allegati interessati
Potenziamento del sistema DENO_x all'80%	Note Introduttive, nota integrativa alla scheda A.7, B.1.2, B.7.2, B.17, D.6
Nuovo assetto produttivo della sezione da 60 MWe con esportazione di vapore ad altissima pressione al vicino impianto IGCC di Api Energia	Note Introduttive, A.3, nota integrativa alla scheda A.7, A.25, B.1.2, B.2.2, B.3.2, B.4.2, B.5.2, B.7.2, B.9.2, B.10.2, B.17, B.18, D.6
Ulteriori misure compensative	Nota integrativa alla scheda A.7, B.17, D.6
Misure di minimizzazione dell'impatto acustico	B.14, B.24
Azioni intraprese per la mitigazione del rischio idraulico	A.24
Verifica degli apporti di reflui	B.9.2, B.10.2
Ottimizzazione del posizionamento della presa acqua mare	B.19, B.21, D.7
Conseguimento del nulla osta alla realizzazione dell'impianto in materia di rischio industriale	A.6, A.26

Aggiornamento dati di raffineria e certificazioni di qualità acquisite da API nella gestione della Raffineria di Ancona	A.1, A.12, B.8.2, B.11.2, B.16 B.25
Ulteriori approfondimenti e analisi ambientali effettuate	A.5, B.26, D.1, D.2, D.3, D.10, D.6, D.11
Rilascio prestazioni CO oxidizer per la centrale a ciclo combinato da 580 MWe	Note Introduttive, nota integrativa alla scheda A.7, B.7.2, B.17, D.6
Ottimizzazione cartografia a parità di contenuti.	A13, A.14, A.15, B.19, B.20, B.21, B.22, B.23

Le integrazioni fornite in questo documento e riportate nelle schede sono evidenziate con doppia sottolineatura ed evidenziate nei titoli delle diverse sezioni che compongono il presente documento.

2 RISPOSTA ALLE RICHIESTE D'INTEGRAZIONI PERVENUTE DALLA COMMISSIONE AIA

Di seguito sono rintracciabili le richieste d'integrazione pervenute dal gruppo istruttorio e le relative risposte.

Laddove necessario per fornire i dettagli richiesti si rimanda agli allegati del presente documento e/o a sezioni della domanda di Autorizzazione Integrata Ambientale rev.1, riportata in appendice.

2.1 Scheda A – Autorizzazioni esistenti per l'impianto (A.6)

Inserire i riferimenti del parere di compatibilità ambientale

La società Api Raffineria di Ancona S.p.A. ha ottenuto il decreto di compatibilità ambientale DSA-DEC-2009-0001346, del 14 ottobre 2009, per il progetto di centrale termoelettrica a ciclo combinato da 580 MW_e, ed opere connesse, localizzata nel sito industriale di Falconara Marittima (AN).

Fanno parte integrante del decreto VIA medesimo:

- parere positivo della Commissione Tecnica di Verifica dell'Impatto Ambientale VIA VAS n.211 del 18 dicembre 2008,
- parere positivo della Commissione Tecnica di Verifica dell'Impatto Ambientale VIA VAS n.280 del 28 aprile 2009,
- parere positivo del Ministero per i beni e le attività culturali n. DG/PAAC/6522 del 18 maggio 2009,
- parere della Regione Marche – Decreto dirigenziale n. 129/VAA-08 del 3 dicembre 2008.

2.2 Scheda A – parere di compatibilità ambientale (allegato A.23)

Inserire parere di compatibilità ambientale

Il parere di compatibilità ambientale è riportato nell'Allegato A.23 della Domanda AIA Rev.1
– Marzo 2010 acclusa al presente documento.

2.3 Scheda A – Piano regolatore (Allegato A[1].24)

Il gestore riconosce che l'impianto sarà localizzato in un'area di esondazione del fiume Esino. Nell'allegato si richiama uno studio volto alla riclassificazione della pericolosità (ad oggi R4) di allagamento dell'area oggetto di intervento. Si chiede di rendere disponibile una scheda riassuntiva delle principali conclusioni contenute nello studio menzionato con le relative giustificazioni.

Di seguito si riportano le principali conclusioni, desunte dalle attività eseguite, concernenti lo studio per la verifica idraulica e la rinaturalizzazione della foce del Fiume Esino:

- a) I dati pregressi concernenti i caratteri idrologici, idraulici ed ambientali dell'asta fluviale in oggetto hanno necessitato l'effettuazione di ulteriori campagne topografiche al fine di completare l'attività conoscitiva e l'acquisizione dei dati utili per la verifica idraulica della parte terminale del Fiume Esino;
- b) L'analisi idrologica e idraulica nello scenario di portata di piena per tempo di ritorno pari a 200 anni ha evidenziato situazioni di criticità, in particolare in sinistra idraulica, mentre l'arginatura in destra idraulica, che delimita il rilevato del complesso produttivo API, risulta idonea, seppur con franchi minimi, al contenimento della piena;
- c) Gli interventi identificati per la messa in sicurezza del tratto del Fiume compreso tra la soglia a monte dell'attraversamento dell'A14 e la foce (lunghezza 4.2 km) sono riconducibili al mantenimento delle attuali linee di difesa, alla necessità di sovralti arginali per consentire il transito della portata duecentennale con i necessari franchi di sicurezza ed all'allargamento della fascia di pertinenza fluviale in sinistra idraulica con conseguente spostamento dell'immissione del canale Vallato del Molino e del Fosso della Biscia;
- d) Ai fini della messa in sicurezza del rischio idraulico per l'area di Progetto della centrale a ciclo combinato da 580 MW_e, è previsto l'adeguamento del necessario franco d'arginatura in destra idraulica a protezione degli impianti API. L'intervento prevede un innalzamento della quota arginale ed il consolidamento della difesa con tecniche a basso impatto ambientale.

Per maggiori dettagli, e relative giustificazioni, si rimanda all'allegato 2 del presente documento dove è riportata la relazione di sintesi dello "Studio per la verifica idraulica e la rinaturalizzazione della foce del Fiume Esino".

Marzo 2010

Rev. 0

11 di 50

2.4 Scheda A – Schemi a blocchi (Allegato A[1].25)

Nello schema è indicata la potenza della sezione da 520 MW_e come 400 MW_e si chiede di precisare se trattasi di errore di scrittura e se, quindi, il bilancio di massa in allegato A[1].25 faccia riferimento alla sezione da 520 MW_e.

La potenza corretta è pari a 520 MW_e, quella indicata nello schema a blocchi è un refuso. Nell'allegato A.25 della Domanda AIA Rev.1 – Marzo 2010, acclusa al presente documento, è corretto tale refuso.

2.5 Scheda B – Combustibili utilizzati (B.5.2), gas di raffineria

La scheda presenta alla voce “Gas di raffineria - %S” la dicitura “Tracce”. Nella stessa scheda presentata per la richiesta di AIA per la Raffineria è invece riportato il valore di 0,67%. Si chiede di specificare con quali importanti interventi si riesca ad ottenere un così congruo abbattimento del livello di zolfo nel fuel gas. Si chiede altresì di specificare se lo zolfo, eliminato dal gas di raffineria, vada, ed in qual misura, ad appesantire il sistema Claus e TGTU della raffineria.

Il gas di raffineria, che si prevede impiegare per l'esercizio della centrale a ciclo combinato non corrisponde a quello rintracciabile con la stessa dicitura nella scheda B.5.2 della Domanda AIA della Raffineria.

Il gas di raffineria (Di seguito nominato GPL) da impiegarsi per la centrale da 580 MW_e proviene dall'area di produzione GPL ed ha la seguente composizione (% mol):

- n-butano 53.4,
- i-butano 19.9,
- propano 23.1,
- etano 2.4,
- pentano 1.2,

ed un potere calorifico inferiore (PCI) pari a 10,958 kcal/kg.

Attraverso il nuovo impianto di vaporizzazione si alimenteranno direttamente le nuove turbine, questo stream, privo di zolfo, è del tutto differente ed indipendente dal gas di raffineria utilizzato nei processi di lavorazione.

Tale combustibile, impiegato per l'alimentazione del nuovo impianto, proviene dalla linea di produzione di GPL della Raffineria. Non sono previsti interventi tecnologici sul fuel gas utilizzato dagli impianti di raffinazione per successivi usi legati all'iniziativa in oggetto.

La presenza di zolfo nel combustibile in oggetto è trascurabile.

2.6 Scheda B – Combustibili utilizzati (B.5.2), generatori ausiliari

Nella scheda non è presente gasolio tra i combustibili. Si chiede di specificare se i due generatori ausiliari di emergenza sono alimentati a gas.

I due generatori ausiliari di emergenza, previsti nelle unità PP1900 e PP2900, rispettivamente della sezione da 60 e 520 MW_e saranno alimentati a gasolio.

Nella scheda B.5.2 il combustibile gasolio non è stato inserito, tenuto conto che i generatori sono utilizzati solo in caso di emergenza.

Gli stessi consumi annui sono trascurabili, dato che si prevede un funzionamento ai fini della normale manutenzione per un massimo di circa 10 ore l'anno.

2.7 Scheda B – Emissioni convogliate in aria (B.7.2)

Nella scheda sono riportate le concentrazioni attese alle emissioni dei principali inquinanti riconosciuti come caratteristici del processo. Al camino E31 relativo alla sezione da 60 MWe si riportano concentrazioni attese di NO_x (come NO₂) e di CO circa doppie rispetto al camino E30 da 520 MWe. Si chiede di specificare se tale valore atteso sia derivante dal fatto che, come riportato in nota 15, sia stato ipotizzato l'utilizzo di gas di raffineria come combustibile.

Se ciò fosse vero si chiede di specificare perché con l'utilizzo di gas di raffineria si abbia il raddoppio delle concentrazioni degli inquinanti menzionati, cioè si chiede di specificare se ciò sia dovuto ad una prevista minore capacità dei sistemi DLNO_x di controllo della combustione o ad una minore efficienza di depurazione del sistema DeNO_x, quest'ultima magari imputabile al maggiore quantitativo di zolfo del fuel gas che può portare allo sporcamento delle superfici di scambio (deposito di bisolfato di ammonio) della caldaia a recupero.

A parità di dimensionamento dei sistemi d'abbattimento secondari previsti nella sezione da 520 MW_e e da 60 MW_e (Sistemi DLN, DeNO_x e CO-oxidizer) le concentrazioni attese dal camino E31 risultano superiori poiché:

- Fatto salvo che sarà adottata una tecnologia di ultima generazione per la turbina a gas della sezione da 60 MWe, la taglia dell'impianto è tale da conseguire emissioni specifiche più elevate rispetto a quella impiegata a servizio del ciclo combinato da 520 MW_e;
- la sezione da 60 MW_e prevede l'esercizio di un post combustore in caldaia, a cui sono imputabili emissioni di NO_x e CO aggiuntive (si rimanda in tal senso alla sezione 2.13 del presente documento).

In accordo a quanto sopra definito si esclude che le differenze, in termini di concentrazione, degli inquinanti NO_x e CO, ai camini E30 ed E31, siano imputabili all'utilizzo di gas di raffineria. Si rimanda in tal senso alle prestazioni attese dalla turbina a gas e dal post combustore della sezione da 60 MW_e in condizione di alimentazione solo Gas Naturale e solo gas di raffineria (GPL), così come riportate nel paragrafo 2.13.

Con riferimento anche a quanto indicato rispettivamente nella sezione 2.5 e sezione 2.12 del presente documento. Si conferma che i sistemi DLNO_x ed abbattimento DENO_x hanno le stesse caratteristiche per entrambe le sezioni di impianto.

Tenuto conto delle caratteristiche dei combustibili utilizzati, privi di zolfo, non sono attesi possibili sporcamenti delle superfici di scambio della caldaia a recupero.

2.8 Scheda B – Scarichi idrici (B.9.2), acque industriali

Si chiede di specificare se nella voce scarico parziale A.I. 62,5% siano anche comprese le eventuali acque di lavaggio apparecchiature e filtri aria. Se ciò non fosse si chiede di specificare il destino di tali acque.

Considerata la Domanda AIA rev.1, allegata al presente documento, si evidenzia che la portata media annua delle acque dirette allo Scarico Finale (SF) 1 è pari a 41.830 m³/anno, così come indicato nelle integrazioni VIA.

La percentuale in volume delle acque industriali (AI) sull'intero volume delle acque reflue d'impianto, ad eccezione di quelle meteoriche, è pari 98.85%.

Le acque industriali del futuro impianto conteggiate sono quelle derivate dal sistema di spurgo continuo dalle caldaie a recupero e dal sistema di polishing del condensato.

Le caldaie prevedono, infatti, un'estrazione controllata di condensato, in condizioni di saturazione, dai corpi cilindrici di alta e media pressione che viene laminato e inviato ai rispettivi serbatoi di raccolta degli spurghi continui. Complessivamente il condensato scaricato al sistema di trattamento acque di raffineria, in modo continuo, è pari a circa 3,5 m³/h.

Il sistema di polishing del condensato provvede all'eliminazione dei contaminanti contenuti all'interno del condensato mediante un sistema di resine a letti misti.

Da ogni rigenerazione di tali resine, con dosaggio di acido cloridrico e soda caustica, sono attese 150 m³ di concentrato del sistema di polishing del condensato, anch'esse inviate al sistema trattamento acque di Raffineria.

La frequenza di rigenerazione è di circa una volta ogni 5 giorni.

Il contributo della sezione da 520 MW_e e 60 MW_e, per ogni rigenerazione, è pari a 130 m³ e 20 m³.

Nel conteggio delle acque industriali, le acque di lavaggio apparecchiature non sono state considerate in quanto trascurabili rispetto ai sopra citati 41.830 mc/anno che rappresentano il 98.5% delle acque totali, ad esclusione delle acque meteoriche.

Le acque di lavaggio delle apparecchiature dipendono dalle modalità operative e dalla tipologia di macchina impiegata. In relazione alle informazioni disponibili su altre macchine della stessa taglia, è ragionevole considerare i seguenti valori:

- sezione da 60 MW_e: 2 m³ per ciclo di lavaggio;
- sezione da 520 MW_e: 5 - 8 m³ per ciclo di lavaggio.

Si può ipotizzare, cautelativamente, che ciascun ciclo di lavaggio avvenga con una frequenza pari ad un mese.

Tali reflui saranno inviati al sistema di trattamento acque della Raffineria.

Si segnala, infine, che il lavaggio con acqua dei filtri ad aria delle turbine a gas è un'operazione non prevista per l'esercizio dell'impianto in oggetto.

2.9 Scheda B – Scarichi idrici (B.9.2), acque domestiche

Si chiede di specificare se le acque comprese alla voce A.D. siano avviate ad un sistema fognario diverso dal sistema fognario “oleoso” di raffineria. Si chiede, cioè se le acque reflue civili siano avviate al trattamento di depurazione esterno alla raffineria o siano miscelate alle acque inviate al TAS.

In relazione agli scarichi idrici di acque domestiche, il personale operativo della centrale da 580 MW_e utilizzerà le facilities dell'esistente sala controllo di Raffineria.

Le acque reflue civili della sala controllo sono inviate, tramite una fossa settica, direttamente nel sistema fognario “oleoso” di raffineria che è successivamente collettato all'impianto “Trattamento acque effluenti”.

2.10 Scheda B – Scarichi idrici (B.9.2), acque prima pioggia

Nella nota 20 relativa alle acque meteoriche si rimanda alla successiva fase del progetto che è al momento allo stadio preliminare. Tuttavia, sarebbe opportuno dare un'indicazione sulle portate prevedibili di acqua di prima pioggia e sulle eventuali presenze di sostanze inquinanti. Sarebbe altresì auspicabile che vengano anche specificate le caratteristiche di massima del sistema fognario che verrà (se diverso dall'esistente) realizzato nell'area di progetto.

I volumi di acque meteoriche attese annualmente sono pari a circa 20.000 m³/anno², peraltro già oggi coltate attraverso apposito sistema fognario di Raffineria. I possibili inquinanti previsti in tali acque sono oli, che saranno debitamente trattati dal sopra citato impianto.

Le nuove reti fognarie delle due sezioni della Centrale a Ciclo Combinato saranno connesse alle attuali reti fognarie di stabilimento, così come attualmente avviene per lo scarico della rete di drenaggio dei serbatoi esistenti, che saranno demoliti per la costruzione della centrale.

Non è prevista quindi la realizzazione di un nuovo sistema fognario, bensì l'allacciamento a quello esistente.

² Dati conteggiati sulla base di quanto definito nella sezione 2.1.1.2 del Quadro Ambientale (800,9 mm/anno di precipitazioni medie annuali) e sulla base della superficie occupata dall'area della centrale (25.000 m³, ivi comprese superfici coperte e scoperte dell'impianto).

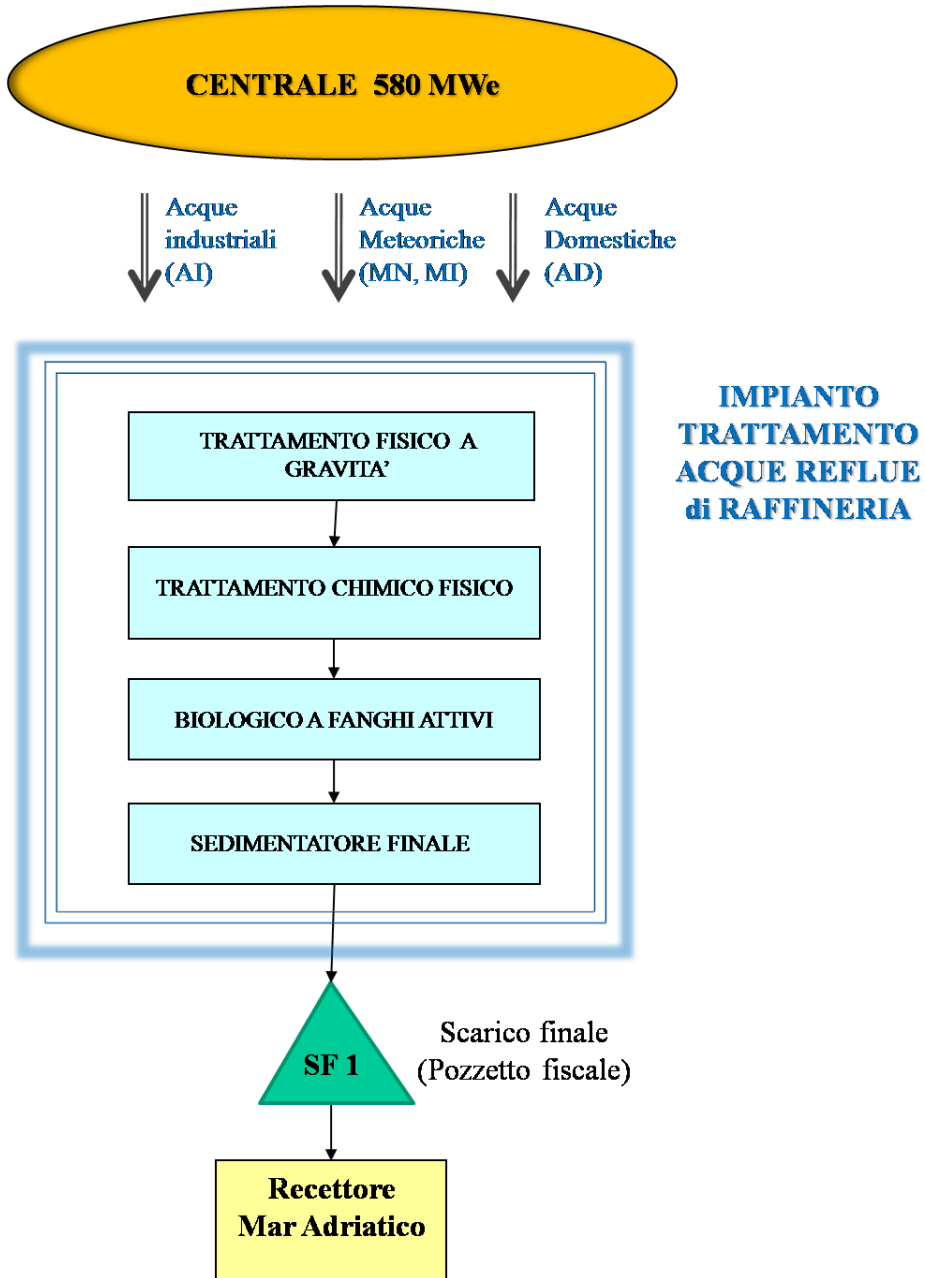


Figura 2.1 – Schema a blocchi dell’impianto trattamento effluenti di Raffineria

2.11 Scheda B – Emissioni in acqua (B.10.2)

Nella scheda sono riportate alla voce acque industriali un numero di sostanze inquinanti prevedibilmente inferiore a quanto possibile nella realtà. In particolare si chiede di indicare il destino finale delle acque di risulta dell'operazione di strippaggio dell'ammoniaca utilizzata nel DeNOx e delle acque, eventuali, di lavaggio delle turbine, filtri, sale macchine ecc... Nel caso si chiede di valutare la possibile presenza tra le sostanze avviate all'impianto di depurazione di raffinaria (TAS) di metalli, oli e ammoniaca.

Nella domanda AIA rev.1 (vedi appendice) la scheda B.10.2 è stata implementata, qualificando per le acque industriali, un maggior numero di inquinanti rispetto alla precedente versione, la cui concentrazione sarà comunque sempre inferiore al valore limite della normativa vigente.

Per l'esercizio della Centrale a Ciclo Combinato da 580 MW_e, non si prevede nessuna operazione di strippaggio dell'ammoniaca.

L'impiego di tale sostanza, nei sistemi DeNOx mediante tecnologia SCR, non comporta alcuna formazione di acque di risulta.

La tecnologia SCR è una tecnica di trattamento fumi mediante processi catalitici selettivi (Selective Catalytic Reduction, SCR) con iniezione di ammoniaca, in soluzione acquosa, nel flusso di gas esausti che attraversano la caldaia a recupero e consentono di raggiungere valori di emissioni di NOx al camino molto bassi.

La configurazione impiantistica adottata prevede il posizionamento nel condotto di caldaia all'ingresso del letto catalitico di una griglia d'iniezione dell'ammoniaca, in fase gassosa, dimensionata per ottenere un dosaggio della stessa con una distribuzione il più possibile uniforme sull'intera sezione di passaggio dei fumi.

La modalità di iniezione dell'ammoniaca nella corrente di fumi viene fatta in modo da garantire una concentrazione omogenea in tutto il volume a disposizione, in modo da ottenere i valori stechiometrici richiesti sull'intera sezione di passaggio dei fumi ed ottenere la riduzione del tenore di NO_x , compatibile con il rispetto dei limiti prefissati di emissione al camino.

La miscela di gas e ammoniaca, dopo aver attraversato un miscelatore statico, posto a valle della griglia ed il rettificatore di flusso in ingresso al letto catalitico, attraversa gli strati di catalizzatore.

Gli ossidi d'azoto contenuti nei fumi, attraversando il catalizzatore alla presenza di ammoniaca, sono ridotti ad azoto molecolare e vapore d'acqua ed immessi in atmosfera.

In accordo a quanto sopra citato non è prevista la formazione di acque di risulta imputabili all'impiego di NH_3 nella centrale a ciclo combinato da 580 MW_e.

Si evidenzia, infine, che:

- il lavaggio con acqua dei filtri ad aria in ingresso ad una turbina a gas è un'operazione non prevista, così come il lavaggio delle sale macchine;
- per quanto concerne il lavaggio delle turbine a gas si rimanda a quanto definito nella sezione 2.8, laddove si indica che tali acque sono inviate a trattamento di Raffineria nelle stesse modalità con cui sono gestite le acque potenzialmente oleose;
- non sono attese la presenza d'ammoniaca e metalli tra le sostanze presenti nelle sopra citate acque di lavaggio.

2.12 Scheda B – Descrizione impianto da 60 MWe (Allegato B.18), DLNOX

Si chiede di specificare se la regolazione dei DLNOx sia influenzata dalla composizione del gas di raffineria. Si specifichi quale sia la variabilità del peso molecolare del gas che si prevede di bruciare nella turbina.

Il sistema di controllo Dry Low NOx controlla la combustione della turbina a gas in modo da mantenere la temperatura di combustione a valori sufficientemente bassi da limitare la produzione di NO_x, agendo su alcuni parametri quali la distribuzione del combustibile nel bruciatore, la portata di aria etc.

Il sistema di controllo Dry Low NOx si adatta al variare del peso molecolare del combustibile in modo da ottenere la miscela stechiometrica ideale fra combustibile ed aria, se necessario andando a variare la temperatura del combustibile ingresso bruciatore tramite riscaldamento con vapore o altro mezzo caldo.

I dettagli di funzionamento di questo sistema di controllo dipendono dalla turbina a gas prescelta e possono essere affinati in fase di ingegneria di dettaglio.

Il Peso Molecolare del Gas Naturale è di 16 (previsto essere fornito dalla società SNAM) mentre il fuel gas prodotto dalle unità di processo di raffineria (GPL) è composto prevalentemente da propano e butano in composizione variabile compreso in un ristretto intervallo tra 54 e 57.

Con riferimento a quanto già definito nell'ambito dell'iter procedurale di valutazione di impatto ambientale, la Proponente garantisce con l'impiego del sistema di controllo DLN ed il sistema di abbattimento secondario DENO_x emissioni di NO_x, rispettivamente pari a 10,3 mg/Nm³ e 6,0 mg/Nm³ per la sezione da 60 e 520 MW_e non influenzato quindi dalla composizione del combustibile.

2.13 Scheda B – Descrizione impianto da 60 MWe (Allegato B.18), Bruciatore ausiliario

La caldaia a recupero del ciclo combinato sarà dotata di bruciatore ausiliario. Si specifichi la potenza termica dello stesso e la modalità di utilizzo. Si chiede altresì di specificare quale apporto alle emissioni di CO e NO_x derivi dall'utilizzo di tale dispositivo. Si precisi se verrà alimentato con solo gas naturale o anche gas di raffineria.

Il bruciatore ausiliario (o sistema di post-combustione), installato nella caldaia a recupero della sezione da 60 MW_e, è previsto per riscaldare i fumi esausti in uscita dalla turbina a gas. Il suo impiego permette di innalzare la temperatura dei fumi di circa 100°C, incrementando così la flessibilità di produzione del vapore della caldaia a recupero, a parità di potenza elettrica prodotta.

Il post combustore avrà una potenza termica operativa pari a circa 17 MW_{th}³ e potrà essere alimentato alternativamente con gas naturale, con miscela di gas naturale e gas di raffineria (GPL) oppure con solo gas di raffineria (GPL). La Proponente, così come dichiarato nello Studio di Impatto Ambientale, prevede di alimentarlo per 8260 ore/anno a gas naturale e per 500 ore/anno a gas di raffineria (GPL).

I fattori emissivi della turbina a gas e del post-combustore in funzione dell'alimentazione sono riportate nelle tabelle seguenti tratte dal Progetto Preliminare della Centrale a 580 MWe, dello Studio di Impatto Ambientale (sezione B.5):

³ Tale valore è definito nelle integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale – Febbraio 2007

TURBINA A GAS - SEZIONE DA 60 MWe

Inquinante	Emissioni con Turbina a Gas alimentata con Gas Naturale (100%)	Emissioni con Turbina a Gas alimentata a Gas di Raffineria (100%)	Unità di Misura
NOx (come NO ₂)	40	50	mg/Nm ³ (15% O ₂ vol su base secca)
CO	18.8	18.8	mg/Nm ³ (15% O ₂ vol su base secca)
Polveri	0.5	0.5	mg/Nm ³ (15% O ₂ vol su base secca)
SOx (come SO ₂)	(nota 1)	(nota 1)	mg/Nm ³ (15% O ₂ vol su base secca)

Tabella 2.1 – Prestazioni⁴ ambientali della turbina a gas della sezione da 60 MWe
**BRUCIATORI DI POSTCOMBUSTIONE DELLA SEZIONE DA 60 MWe
ALIMENTATI A GAS NATURALE OPPURE A GAS DI RAFFINERIA**

Inquinante	Emissioni	Unità di Misura
NOx (come NO ₂)	50	(mg/sec) / MWth
CO	50	(mg/sec) / MWth
Polveri	0.0	(mg/sec) / MWth
SOx (come SO ₂)	(nota 1)	(mg/sec) / MWth

Tabella 2.2 – Prestazioni ambientali del post-combustore previsto nella sezione da 60 MWe

Nota 1: Le emissioni totali di SO_x, sia della turbina a gas che dai bruciatori di post combustione sono di 1 mg/Nm³ (15% O₂ vol. su base secca) e sono imputabili alla quantità di zolfo presente nel gas combustibile, in quanto entrambi sono alimentati con gas naturale miscelato con gas di raffineria e non è previsto combustibile di soccorso.

Le emissioni continue della sezione da 60 MWe sono costituite dai prodotti di combustione, provenienti sia della turbina a gas che del bruciatore di post-combustione.

In tabella 2.3 si evidenziano disgiuntamente l'apporto del postcombustore e della turbina a gas, in termini di emissioni di NO_x e CO orarie, nello scenario peggiore che prevede l'alimentazione a solo gas di raffineria (GPL) della turbina a gas.

⁴ Concentrazioni riferite alla portata volumetrica di fumi, derivante dalla combustione della turbina a gas

Descrizione		U.d.M.	Sezione 60 MW _E		
			Turbina a gas	Post combustore	TOTALE
Inquinante	CO ⁵	kg/h	6.9	3.1	10
	NO _x ⁶	kg/h	19.3	3.1	22.4

Tabella 2.3 – Flussi di massa attesi a monte dei sistemi di abbattimento secondari – alimentazione solo gas di raffineria alla turbina gas

Considerando che:

- l'efficienza di rimozione del sistema di ossidazione catalitica (CO Oxidizer, per la riduzione delle emissioni di CO) è pari a circa 85% (Variazione di progetto proposta a valle del parere di compatibilità ambientale, si rimanda per maggiori approfondimenti al paragrafo 3 del presente documento)

e

- l'efficienza di rimozione del sistema di riduzione catalitica selettiva (SCR, per la riduzione delle emissioni di NO_x) è pari all'80%

si ottengono i flussi di massa indicati nella scheda B.7.2 della domanda AIA e di seguito riportati.

Descrizione		U.d.M.	Sezione 60 MW _E
Inquinante	CO	kg/h	1.3
	NO _x	kg/h	4.48

Tabella 2.4 - Le emissioni di CO e NOX previsti al camino E31 – alimentazione solo gas di raffineria alla turbina gas

Nella sezione 3 sono riportati i valori delle emissioni conseguenti al rilassamento del CO-Oxidizer, come da noi ipotizzato.

⁵ I flussi di massa indicati sono quelli previsti a monte dei sistemi CO Oxidizer

⁶ I flussi di massa indicati sono quelli previsti a monte dei sistemi SCR

2.14 Scheda B – Emissioni in acqua (Allegato B.18), addizione biossido di cloro

Le acque mare utilizzate per il raffreddamento ad un passaggio saranno addizionate di biossido di cloro come antifouling. Si chiede di specificare quali siano le modalità di addizione, cioè quante volte giorno/mese verrà (eventualmente) utilizzata la tecnica di clorazione shock

Le modalità di addizione del biossido di cloro, nello specifico quante volte giorno/mese verrà utilizzata la tecnica di clorazione shock, saranno definite sulla base della presenza di biofouling e della relativa necessità del loro contenimento ai fini dell'esercizio dell'impianto.

La stessa definizione dell'effettivo dosaggio del prodotto, in condizioni standard, potrà essere effettuata solo dopo la fase d'avviamento della Centrale a Ciclo Combinato, mediante successivi adattamenti sulla base delle misurazioni in continuo di biossido residuo con tecnica amperometrica nella vasca finale di scarico.

Sulla base di valutazioni preliminari, tale dosaggio standard nella domanda AIA è stato conservativamente identificato pari a 0.4 mg/l, ma solo in fase d'esercizio dell'impianto, in funzione del biossido residuo in uscita dall'impianto e della presenza d'incrostazioni, si potrà verificare la possibilità di optare per quantitativi inferiori, eventualmente accompagnati da campagne shock per ripulire.

L'eventuale necessità di trattamento shock per la pulizia dei circuiti, con concentrazione maggiori di biossido di cloro rispetto al normale funzionamento dell'impianto potrà essere, quindi verificato, anche in termini di dosaggio e durata d'impiego, solo a valle del consolidato esercizio dell'impianto.

A conferma di quanto sopra detto, si evidenzia come la stessa additivazione del chemical antifouling ⁷per il sistema di raffreddamento acqua mare dell'impianto IGCC, attualmente in esercizio nel complesso produttivo di Falconara Marittima, viene effettuato sostanzialmente in maniera proporzionale alle necessità, ovvero minor quantitativo nei periodi di bassa proliferazione (inverno) ed aumento nel periodo di maggior proliferazione (primavera/estate).

⁷ Ipoclorito di sodio

2.15 Scheda B – Emissioni in acqua (Allegato B.18), preparazione biossido di cloro

Il biossido di cloro, pur essendo meno tossico del cloro o dell'ipoclorito deve essere preparato "in situ". Si descriva metodo di preparazione che si adotterà e se nella manipolazione delle sostanze possono esserci rischi per la sicurezza dei lavoratori e per l'ambiente. Si specifichi se nei locali dove verrà alloggiato il sistema di formazione del ClO_2 verrà installato un rilevatore della sostanza in aria. Si descrivano, nel caso di utilizzo della reazione di produzione con il clorito di sodio, le contromisure per evitare che possano formarsi accumuli dello stesso composto allo stato solido, eventualità che può accrescere le proprietà comburenti della sostanza. Si chiede infine di fare una stima della richiesta di biossido di cloro attesa dall'acqua marina nelle condizioni normali e nel caso peggiore prevedibile (es. presenza di mucillagini).

In allegato 3 al presente documento sono rintracciabili:

- le modalità di preparazione del biossido di cloro,
- l'indicazione del fatto che non sono attesi rischi per i lavoratori e per l'ambiente, e relative giustificazioni,
- la conferma relativa all'adozione di un rilevatore della sostanza ClO_2 ,
- l'indicazione che non vi è possibilità di accumuli di clorito di sodio e relative giustificazioni.

Per quanto concerne la richiesta di biossido di cloro atteso dall'acqua marina, nelle condizioni normali e nel caso peggiore prevedibile, si rimanda alla sezione precedente.

2.16 Scheda D – Confronto con BRef (D.3.1)

Si chiede di specificare perché non è stata considerata la possibilità di utilizzare il salto di pressione del gas naturale del gasdotto per aumentare la possibilità di produrre energia con una turbina ad espansione. BreF “Large Combustion Plan” - pag. 470.

In fase d'ingegneria di dettaglio il Proponente verificherà la possibilità di utilizzare il salto di pressione del gas naturale del gasdotto per aumentare la possibilità di produrre energia con una turbina ad espansione.

Ad oggi tale verifica non è stata fatta poiché rappresenta una soluzione tecnica di maggior dettaglio rispetto all'attuale avanzamento dell'ingegneria di Progetto.

Valuterà l'installazione di tali turbine se saranno soddisfatte le relative condizioni tecnico/economiche.

.

2.17 Scheda D – Identificazione e quantificazione effetti delle emissioni in acqua (Allegato D.7), scarico acque di raffreddamento

Nell'allegato viene presentato l'impatto dello scarico a mare delle acque di raffreddamento. Si chiede di specificare se con la frase "si può affermare che la sovrapposizione dei due pennacchi (pagina 12 di 13), per quanto attiene alla legge, non porta nessuna differenza pratica" si intenda che la differenza di temperatura tra il punto caldo e punto freddo dei valori superficiali di temperatura, anche nell'ipotesi di sovrapposizione dei pennacchi termici, su archi di 1 km intorno agli scarichi non sarà mai superiore a tre gradi centigradi, come determinabili con il metodo APAT-IRSA 2100 Appendice (calcolo incremento termico a 1000 metri).

Si conferma che la differenza di temperatura tra il punto caldo e punto freddo dei valori superficiali di temperatura, anche nell'ipotesi di sovrapposizione dei pennacchi termici, su archi di 1 km intorno agli scarichi non sarà mai superiore a tre gradi centigradi, come determinabili con il metodo APAT-IRSA 2100 Appendice.

Di seguito si riportano brevemente le valutazioni già esposte in dettaglio nello studio di impatto ambientale.

Al fine di valutare la sovrapposizione dei pennacchi di scarico della nuova presa acqua mare con quelli dell'impianto già esistente sono stati confrontati i risultati delle elaborazioni modellistiche effettuate, con l'impiego del modello Cormix⁸, per la Centrale IGCC, con i dati ottenuti, sempre con l'ausilio dello stesso modello, per la nuova Centrale a Ciclo Combinato da 580 MWe in progetto.

Nell'ambito della redazione dello studio di impatto ambientale, sono stati simulati differenti scenari al variare delle condizioni di corrente marina. Il caso più critico, su cui sono state effettuate le considerazioni che seguono, ipotizza una corrente marina con velocità di 0,024 m/s direzione N-S, la portata di scarico pari a 16,39 m³/s, l'incremento di temperatura dell'acqua restituita al mare pari a 6°C (caso peggiore) e la temperatura del mare pari a 28°C (massima estiva).

⁸ Modello Cornell Mixing Zone Expert System, versione 4.3 GT, sviluppato dalla Cornell University per conto dell'U.S. EPA (Environmental Protection Agency)

Nel sopra citato caso più critico è stata individuata la curva di raffreddamento del pennacchio termico, imputabile allo scarico acque di raffreddamento della nuova centrale a ciclo combinato, in funzione della distanza dal nuovo punto di scarico.

Sulla base della simulazione dello scenario di scarico sopra indicato si desume che:

- il pennacchio termico del nuovo impianto si sovrappone a quello proveniente dall'impianto IGCC ad una distanza pari a circa 400 m dal punto di scarico della nuova presa in oggetto;
- Ad iniziare dal punto della sovrapposizione, la corrente uscente dallo scarico esistente (IGCC) si trova a scambiare calore per miscelazione con un ambiente a circa 29.5 °C e tenderà a raffreddarsi quindi meno rapidamente di quanto atteso nell'acqua di mare (28°C);
- La temperatura dell'acqua di raffreddamento oltre i 700 m dallo scarico del nuovo sistema di raffreddamento si equiparano e sono già inferiori ai 31°C.

Sulla base di tali considerazioni, confermiamo il rispetto della normativa vigente alla distanza di 1 km in relazione all'incremento della temperatura mai superiore a 3°C.

Si rimanda per maggiori dettagli all'allegato 6 dello studio di impatto ambientale.

2.18 Scheda D – Identificazione e quantificazione effetti delle emissioni in acqua (Allegato D.7), trialometani

Nell'allegato a pagina 13 viene indicato che tra i sottoprodotti (principali) di clorazione dell'acqua di mare possono essere presenti trialometani (THM).

Nell'esposizione, tuttavia, non si comprende se l'affermazione "atteso in concentrazione assai inferiore a 54.7 µg/l ecc" si riferisca esclusivamente ai triclorometani che vengono a formarsi successivamente allo scarico per effetto di, eventuale, sovradosaggio di ClO₂ o se il valore sia comprensivo anche dei clorometani formati dalla "normale" azione antifouling.

Si chiede quindi di specificare il contenuto atteso allo scarico di triclorometani.

Si chiede altresì di spiegare da cosa nasca la convinzione che non possano formarsi altri sottoprodotti (es. cloro acidi e clorofenoli).

In allegato 4 sono rintracciabili approfondimenti relativi alla compatibilità ambientale del ClO₂ per il trattamento anti-fouling nella centrale da 580 MW_e.

In tale allegato si è provveduto a stimare la concentrazione di biossido di cloro, dei suoi principali prodotti di decomposizione e dei sottoprodotti allo scarico. Sono stati poi valutati gli effetti biologici attesi derivanti dall'immissione in mare di tali composti, mediante un confronto con diversi limiti di tossicità.

Riassumiamo brevemente i risultati ottenuti nello studio, mentre si rimanda ad una lettura dello stesso per gli opportuni approfondimenti.

Nelle acque trattate con biossido di cloro, possono essere identificate allo scarico tre diverse tipologie di prodotti:

1. Biossido di cloro residuo;
2. ioni ossidanti deboli: cloriti (ClO₂⁻) e clorati (ClO₃⁻): questi al loro volta possono dare origine alla formazione di cloro acidi;
3. composti organici, inclusi composti organo-alogenati ed aldeidi.

I composti organo-alogenati comprendono i trialometani (THM), che a loro volta possono essere divisi in triclorometano, o cloroformio, diclorometanodibromo, tribromometanodicloro, e tribromometano.

Nello specifico il ClO₂ non porta alla formazione diretta di composti organoalogenati; questi sono infatti sottoprodotti derivanti dalla clorazione indiretta dovuta all'acido ipocloroso, prodotto dalle reazioni del biossido di cloro su differenti composti chimici quali i composti fenolici.

La formazione delle tre diverse tipologie di prodotti sopra elencate è strettamente legata alla quantità e composizione della materia organica presente in acqua, che determina, in ultima analisi, il consumo del biossido di cloro stesso; ancora, all'interno degli organo-alogenati, il rapporto tra ClO₂ utilizzato e TOC presente in acqua influenzano la produzione di diversi tipi di trialometani.

Nella tabella seguente sono rintracciabili i quantitativi attesi di sostanze chimiche in acqua assumendo due scenari del tutto cautelativi di dosaggio di ClO₂. Il dosaggio di 2 mg/l è stato assunto quale possibile riferimento di sovradosaggio accidentale.

Dosaggio ClO ₂	Dosaggio tipo in condizioni cautelative (0.4 mg/l)	Sovradosaggio accidentale (2 mg/l)
Biossido di cloro residuo	0-0.1 mg/l	0.1-0.4 mg/l
Ione clorito	0.28 mg/l	1.1-1.3 mg/l
Ione clorato	~0	0.5 mg/l
Composti organo-alogenati	0.15 µg/l ⁹	5-10 µg/l

Tabella 2.5: Sintesi dei principali risultati ottenuti con lo scenario di normale funzionamento e lo scenario di sovradosaggio accidentale.

Lo studio conclude che sulla base dei dati disponibili in letteratura circa la tossicità acuta del biossido di cloro, dei prodotti di decomposizione (ioni ossidanti deboli) e dei composti organo-alogenati, non sono attesi effetti tossicologici acuti su organismi marini presenti in acque libere, anche nel caso di sovradosaggio accidentale.

⁹ Stimati come THM.

Inoltre le concentrazioni di composti organo-alogenati allo scarico risultano di gran lunga inferiori a quelle determinanti effetti biologici significativi. Si fa presente a proposito che il limite di 54.7 µg/l che rappresenta l'LC₅₀ a 96 h¹⁰ di esposizione per l'ambiente biologico marino, non è mai raggiunto, sia nel caso di sovradosaggio, che nel caso di normale funzionamento dell'impianto.

Non ci sono evidenze tecniche che consentano di stimare con precisione il contenuto atteso allo scarico di triclorometani; si sottolinea tuttavia che se anche tutti i THM presenti allo scarico fossero triclorometani, le conclusioni dello studio relative alla tossicità dello scarico rimarrebbero invariate. La tabella 5.3 dell'Allegato 4 riporta gli esiti dei test di tossicità per il cloroformio a cui fare riferimento.

In ultimo, evidenze sperimentali suggeriscono che la formazione di clorofenoli in ridotte quantità a partire da biossido di cloro come agente ossidanti è possibile solo in reazioni effettuate ad hoc in laboratorio, utilizzando il fenolo come precursore, ed unicamente in presenza di bassi rapporti molari (4/5) tra biossido di cloro e fenolo. A partire dal trattamento acque con biossido di cloro, non è mai stata documentata né rilevata la presenza di aloacetoni nitrili, clorofenoli, idrochinoni, acidi maleici, diclorobenzochinoli (Stevens 1982).

Non esistono inoltre evidenze tecniche che esistano altri sottoprodotti significativi in termini di impatto ambientale.

¹⁰ Vedi Progetto preliminare e relazione tecnica della Presa acqua mare. EBX Maggio 2006, che accompagnava lo studio di impatto ambientale.

2.19 Scheda E – Piano di monitoraggio (Allegato E.4)

Il gestore presenta un piano di monitoraggio sufficientemente dettagliato e articolato. Tuttavia per completezza lo stesso gestore deve formalmente specificare se intende adottare, fin dall'avvio della nuova centrale, la norma EN 14181 sui sistemi di qualità dei sistemi di monitoraggio in continuo delle emissioni ai camini. Il gestore deve pure specificare il motivo per cui propone, per il monitoraggio della portata volumetrica, un sistema di calcolo anziché uno strumento di misura in continuo. Inoltre, insieme con l'indicazione dei "principi di misura", anche in accordo alla direttiva "Large combustion plant" dovrebbero essere indicati, dove disponibili, i metodi secondo l'ordine CEN, ISO e metodiche ufficiali nazionali.

Inoltre, il gestore prospetta l'utilizzo di strumentazione potenziometrica per, dopo taratura per confronto con metodi manuali, l'analisi del biossido di cloro residuo nell'acqua mare di raffreddamento ad un passaggio. Si chiede di valutare la possibilità di utilizzo della tecnica amperometrica di analisi continua della sostanza in questione, che, forse, data la matrice potrebbe essere meno soggetta ad interferenze ed è la sola tecnica per cui esiste il metodo SM 4500-ClO₂ E-00 (anche se per acque potabili). Si chiede altresì di completare il piano di monitoraggio con i sistemi per la valutazione dei consumi di acqua, chemicals, metano e fuel gas.

La Proponente conferma che il sistema di monitoraggio della Centrale a ciclo combinato da 580 MWe sarà conforme alla norma EN 14181 "Emissioni da sorgente fissa - Assicurazione della qualità di sistemi di misurazione automatici".

In relazione al monitoraggio della portata volumetrica dei fumi al camino si precisa che sarà impiegato un analizzatore¹¹ diretto in continuo e il calcolo dei fumi teorici sarà solo a supporto ed integrazione delle misure in continuo effettuate

L'analizzatore previsto è un misuratore di portata a tubo di Pitot (UNI 10169 - ISO 14164).

¹¹ Così come indicato a pagina 12 dell'Allegato E4 della domanda AIA – Maggio 2006.

Detto ciò si evidenzia come il monitoraggio mediante sistema di calcolo rappresenti, comunque, una misura affidabile, tenuto conto che la portata volumetrica verrà calcolata a partire dal calcolo dei fumi teorici e opportunamente corretta per tenere conto delle condizioni reali. Sulla base dei dati di pressione e temperatura, la portata sarà successivamente normalizzata e correlata alla presenza di vapore acqueo per il calcolo dei fumi umidi.

La tabella seguente elenca, dove disponibili, gli standard di misurazione per le sostanze inquinanti emesse ai camini della nuova centrale, analogamente a quanto già in essere per il monitoraggio dell'impianto IGCC.

Le metodiche sotto riportate potranno essere eventualmente aggiornate, in fase di maggior dettaglio dell'ingegneria, in funzione dell'eventuale disponibilità di nuove tecnologie e comunque sempre in accordo alle migliori tecniche disponibili definite dalla normativa vigente.

INQUINANTE	Principio	CEN	ISO	UNI	Altri metodi
O ₂	Analizzatore zirconio		ISO 12039		
CO	NDIR	EN 15058		UNI EN 15058	
CO ₂	NDIR		ISO 12039		
NH ₃	NDIR	EN 14181			
SO ₂	NDIR			UNICHIM 10393	
NO _x	NDIR			UNICHIM 10878	
Vapore d'acqua	NDIR	Pr EN 14790 ¹²			
PTS	Diffrazione/estinsione della luce	EN 13284-1		UNI EN 13284-1	
PM ₁₀	Diffrazione/estinsione della luce				EPA method 201

Tabella 2.6 – Metodi per la determinazione degli inquinanti presenti nelle emissioni in atmosfera elaborati dagli organismi scientifici CEN, UNI, ISO, EPA

¹² Progetto di Norma Europea (EN) in approvazione.

In relazione al monitoraggio degli inquinanti presenti nelle emissioni in acqua si rimanda alla tabella 4 dell'Allegato E.4 della domanda AIA, che individua per ciascun parametro da monitorare il metodo analitico proposto dall'Istituto di Ricerca sulle Acque (IRSA) del Consiglio Nazionale Ricerche (CNR)¹³.

Avendo valutato con i fornitori che la strumentazione con il principio di misura amperometrica, suggerita dal Gruppo Istruttoria si basa sullo stesso principio chimico della precedente scelta di misurazione proposta, il Proponente adotterà il metodo SM 450-CIO₂ E-00 per un'analisi continua del biossido di cloro con tempi di risposta più veloci.

La scelta del campo di misura e dei limiti di rilevabilità sarà effettuata in una fase d'ingegneria di maggior dettaglio.

Su indicazione del gruppo istruttore saranno monitorati con sistemi diretti di rilevazione, e registrati con cadenza annuale, i consumi idrici, di metano e di gas di raffineria (GPL).

I consumi dei chemicals saranno rilevati sulla base dello stoccaggio delle sostanze impiegate in impianto e registrati anch'essi con cadenza annuale.

¹³ In relazione all'inquinante Imetil-t-butil etere (o MTBE) non essendo disponibile una metodica nazionale si impiegherà il metodo EPA 524.2.

2.20 Ulteriori informazioni richieste, valutazione delle sostanze pericolose

Il decreto legislativo n.59 del 2005, nell'allegato III, prescrive l'obbligatorietà di tener conto, se pertinenti, di una lista di sostanze definite "principali". Il gestore, pertanto, deve esplicitamente dichiarare se le sostanze inquinanti in allegato III sono pertinenti o meno, nella fattispecie trattate, e nel caso di sostanza pertinente deve valutarne la significatività dell'emissione, attraverso la valutazione degli effetti ambientali, così come illustrato nella guida alla compilazione della domanda di AIA disponibile sul sito "dsa.minambiente.it". Il gestore, peraltro, non deve limitarsi ai soli inquinanti dell'allegato III, qualora risulti evidente la pertinenza con il caso trattato di una sostanza non elencata nell'allegato III. Ad esempio, è opportuna una valutazione di tutte le sostanze classificate "pericolose" ai sensi della normativa vigente. La pertinenza di una sostanza al caso trattato può essere stabilita dal gestore sulla base di considerazioni tecnologiche e di processo, ovvero ad esito di controlli analitici sui flussi di processo e sui reflui. In questo secondo caso, la non pertinenza è data dal fatto che qualsivoglia metodo analitico ufficiale non è in grado di determinare la presenza della sostanza negli scarichi.

Nel caso specifico si richiama l'attenzione, in particolare, alla considerazione delle emissioni di PM_{10} e $PM_{2,5}$, anche in relazione a possibili effetti cumulativi.

La presente integrazione è strutturata in due parti.

In primo luogo sono presentate due tabelle contenenti rispettivamente le sostanze inquinanti elencate, ai fini della definizione dei loro limiti di emissione, rispettivamente per aria ed acqua nell'Allegato III del D.lgs 59/05, eventualmente integrate con altre sostanze pericolose presenti in impianto; in tabella sono indicate le schede AIA in cui si trovano approfondimenti di diversi aspetti inerenti le sostanze in oggetto.

La seconda parte riguarda invece la stima degli effetti dovuti alla presenza e all'utilizzo delle suddette sostanze.

	Presente	Sostanza	Fonte	Scheda AIA
Ossidi di zolfo ed altri composti dello zolfo.	Si	SO _x	Fumi	B.7.2
		H ₂ S ^{14 15}	Rete Gas naturale	B.1.2.
Ossidi di azoto ed altri composti dell'azoto.	Si	NO _x	Fumi	B.7.2
		NH ₃	Soluzione ammoniacale	B.1.2/B.13
			Fumi	B.7.2
			Impianti ausiliari	B.8.2
Monossido di carbonio. COV.	Si	CO	Fumi	B.7.2
	Si	CH ₄ e altri composti in quantità minori	Rete Gas naturale	B.1.2.
			Impianti ausiliari	B.8.2
		C ₃ H ₈ e altri composti in quantità minori	Rete Gas di Raffineria	B.1.2.
			Vari composti	Impianti ausiliari
Metalli e relativi composti.	No ¹⁶			
Polveri.	Si	PTS	Fumi	B.7.2
	Si ¹⁷	PM ₁₀	Fumi	B.7.2
	Si ¹⁸	PM _{2.5}	Fumi	B.7.2
Amianto (particelle in sospensione e fibre).	No			
Cloro e suoi composti.	No			

¹⁴ Può essere contenuto in tracce nel gas naturale.

¹⁵ Per tali inquinanti sono attese possibili emissioni fuggitive. Le probabilità di rischi accidentali sono esigue e sono state ritenute accettabili durante la procedura per il rilascio del Nulla Osta di Fattibilità in materia di rischio industriale.

¹⁶ Tracce di metalli possono essere presenti nel GPL e nel Gas naturale; eventuali emissioni fuggitive possono contenere queste sostanze.

¹⁷ Inclusive in PTS.

¹⁸ Inclusive in PTS.

Fluoro e suoi composti.	No			
Arsenico e suoi composti.	No			
Cianuri.	No			
Policlorodibenzodiossina (PCDD) e Policlorodibenzofurani (PCDF)	No			
Sostanze e preparati di cui sono comprovate proprietà cancerogene, mutagene o tali da poter influire sulla riproduzione quando sono immessi nell'atmosfera.	Si ¹⁹	Idrogeno	Locale idrogeno	B.1.2./B.8.2/ B.13

Tabella 2.7: Elenco delle principali sostanze inquinanti emesse per la matrice ARIA

	Presente	Sostanza	Fonte	Scheda AIA
Composti organoalogenati e sostanze che possono dar loro origine nell'ambiente idrico.	Si	ClO ₂	Sistema acque di raffreddamento	B.10.2
Composti organofosforici.	Si	PO ₄ ⁻	Acque industriali	
Composti organici dello stagno.	No			
Sostanze e preparati di cui sono comprovate proprietà cancerogene, mutagene o tali da poter influire sulla riproduzione in ambiente idrico o con il concorso dello stesso.	No			
Idrocarburi persistenti e sostanze organiche tossiche persistenti e bioaccumulabili.	No			
Cianuri.	No			
Metalli e loro composti.	Si		Acque industriali	B.10.2
Arsenico e suoi composti.	Si		Acque industriali	B.10.2
Biocidi e prodotti	No			

¹⁹ Per tali inquinanti sono attese possibili emissioni fugitive. Le probabilità di rischi accidentali sono esigue e sono state ritenute accettabili durante la procedura per il rilascio del Nulla Osta di Fattibilità in materia di rischio industriale.

farmaceutici.				
Materie in sospensione.	Si		Acque domestiche	B.10.2
Sostanze che contribuiscono all'eutrofizzazione (nitrati e fosfati in particolare).	Si	Azoto Totale	Acque domestiche	B.10.2
		Fosforo Totale	Acque domestiche /Acque industriali	B.10.2
Sostanze che esercitano un'influenza sfavorevole sul bilancio di ossigeno (misurabili con parametri quali BOD e COD).	Si	BOD	Acque domestiche	B.10.2
		COD	Acque domestiche/ Acque industriali	B.10.2

Tabella 2.8: Elenco delle principali sostanze inquinanti emesse per la matrice ACQUA.

Analizziamo ora brevemente gli effetti dovuti all'emissione delle suddette sostanze dal ciclo produttivo.

La gestione dell'impianto non prevede effetti significativi sull'ambiente, per la cui analisi di dettaglio si rimanda ai contenuti sviluppati durante la procedura di VIA, così come riportati nelle schede D della domanda AIA, allegata in appendice al presente documento.

Le emissioni in atmosfera, sia in termini di emissioni convogliate (Fumi) che di emissioni diffuse (altre fonti) sono in accordo alla normativa vigente, alle prescrizioni stabilite dalla procedura di VIA e a quanto definito durante la procedura per l'analisi del rischio industriale (Fase NOF).

Alla realizzazione della centrale a ciclo combinato sono associate delle misure compensative, da effettuarsi sull'intero complesso produttivo (si rimanda per maggiori dettagli alla Nota integrativa alla scheda A.7- Domanda AIA Rev.1).

Tenuto conto di tali misure compensative, il bilancio delle emissioni in atmosfera post-operam, rispetto a quello ante-operam mostra una riduzione generalizzata rispetto agli attuali valori emissivi e pertanto è atteso un conseguente miglioramento ambientale.

In particolare per le emissioni di PM10 e PM2.5, si evidenzia che, analogamente a quanto sopra citato, sono attese riduzioni nello scenario post-operam, considerato che la realizzazione della nuova centrale a ciclo combinato e le relative misure di compensazione permettono:

- una riduzione di circa 14 t/anno di Polveri totali sospese²⁰;
- una riduzione della formazione in atmosfera di polveri secondarie rispetto alla situazione attuale, tenuto conto delle riduzioni di 275 t/anno di NO_x e delle 713 t/anno di SO_x e del lieve incremento di NH₃ pari a 28 t/anno.

Si rimanda per maggiori approfondimenti al paragrafo 4 del documento “Risposte alle richieste di integrazioni pervenute dalla commissione VIA - Addendum, Foster Wheeler Italiana, Marzo 2008” che stima una riduzione della formazione in atmosfera di polveri secondarie pari a 610 t/anno.

Le verifiche progettuali condotte hanno evidenziato il rispetto di tutti i limiti di legge anche in termini di ricadute di emissioni atmosferiche (si veda l'Allegato D.6 alla Domanda AIA Rev.1).

Relativamente a PM 10 e PM 2.5 non è stato possibile rintracciare strumenti, per similari applicazioni industriali, in grado di monitorarle in continuo con un accettabile livello d'affidabilità e precisione.

La rilevazione di tali emissioni, comunque, sarà ricompresa nelle campagne periodiche di monitoraggio, con annesse analisi di laboratorio, così come previsto dalle periodiche verifiche (due volte all'anno) di accreditamento del sistema di monitoraggio in continuo.

Il gestore garantisce per le acque il rispetto dei valori di concentrazione riportati nella scheda B.10.2 rispettivamente per le acque di raffreddamento, le acque industriali e le acque reflue domestiche, in accordo alla normativa vigente.

Si ricorda che la Raffineria, in cui il nuovo impianto sarà inserito, è dotata di un proprio sistema di trattamento acque a cui saranno avviati gli scarichi civili ed industriali dovuti al funzionamento dell'impianto (vedi relazione B.18).

L'Allegato D.7 sintetizza gli effetti dello scarico a mare delle acque di raffreddamento, evidenziando che non sussistono elementi di criticità.

Nel presente documento sono rintracciabili, inoltre, approfondimenti sugli effetti attesi dal rilascio del Biossido di cloro, e derivati in ambiente marino (Paragrafo 2.18), quale sostanza chimica impiegata per il trattamento anti-fouling delle acque di raffreddamento.

²⁰ Per questi valori si veda la Sezione 2.a delle Risposte alle richieste di integrazione della Commissione VIA. Foster Wheeler Italiana, Febbraio 2007.

2.21 Ulteriori informazioni richieste, emissioni nei periodi di transitorio

Si ritiene necessario che il Gestore indichi per quanto riguarda i periodi transitori di funzionamento dell'impianto di generazione elettrica, i tempi di avvio, i tempi di arresto, la frequenza di avvio ed arresto delle sezioni turbogas (numero transitori prevedibili), nonché l'indicazione delle curve di variazione delle concentrazioni delle emissioni inquinanti di NO_x, CO, SO₂, NH₃ e polveri al variare del carico delle turbine (da 0 a 100% del carico nominale); si ritiene inoltre necessario disporre della frequenza prevedibile di accadimento dell'eventualità che le tre turbine (IGCC e nuova CTE in progetto) possano trovarsi nella simultanea condizione di transitorio di avvio - spegnimento.

La configurazione di progetto della Centrale a Ciclo Combinato da 580 MW_e prevede:

- Una sezione da 60 MW_e, la cui operatività sarà finalizzata alla copertura dei consumi di energia elettrica e termica dello stabilimento, incluso l'impianto IGCC;
- Una sezione da 520 MW_e, la cui produzione di energia elettrica è finalizzata al soddisfacimento delle esigenze della Rete Elettrica Nazionale.

Ne consegue che:

- La sezione da 60 MW_e sarà in funzione continuativamente ad eccezione di un mese all'anno di fermata totale dell'impianto, dovuta all'attività di manutenzione ordinaria;
- La sezione da 520 MW_e avvierà e fermerà la propria produzione in accordo alle esigenze del fabbisogno elettrico nazionale.

Nella sezione 8.2 dell'allegato 1 del documento "Risposte alle richieste di integrazioni pervenute dalla commissione VIA", redatto da Foster Wheeler Italiana, nel febbraio 2007 si citavano i risultati di uno studio previsionale commissionato dalla Proponente a REF che prevedeva 49 fermate all'anno (ogni weekend), ed un mese di fermata totale dell'impianto, dovuta all'attività di manutenzione ordinaria.

Di seguito sono quindi rintracciabili i tempi di avvio, i tempi di arresto e le emissioni di NO_x attese nelle diverse condizioni di avvio e fermata dell'impianto.

Descrizione	Emissioni attese di NO _x	Durata Transitorio	Note
Condizioni operative normali	16 kg/h	n.a.	
Hot Start	11 kg/h	65 min	Si è in questa condizione se la partenza avviene entro 8 ore dal precedente shutdown
Warm Start	14 kg/h	125 min	Si è in questa condizione se la partenza avviene entro 8÷72 ore dal precedente shutdown
Cold Start	13 kg/h	210 min	Si è in questa condizione se la partenza avviene dopo 72 ore dal precedente shutdown
Shutdown	24 kg/h	17 min	Spegnimento della turbina a gas

Tabella 2.9: Prestazioni ambientali di NO_x nelle diverse fasi di funzionamento della sezione da 520 MW_E

Ogni volta che la turbina viene riavviata il lunedì mattina, dopo un week end di fermo, si è in una condizione di warm start, visto che lo shut down è avvenuto circa 54 ore prima. Si ha invece la situazione di cold start quando avviene la ripartenza, successiva alla fermata di 1 mese, per la manutenzione ordinaria della turbina. Si evidenzia in tal senso come le durate dei transitori siano estremamente ridotte.

Tenuto conto dello stato d'avanzamento del progetto non è stato, invece possibile disporre delle curve di variazione delle concentrazioni delle emissioni inquinanti di NO_x, CO, SO₂, NH₃ e polveri al variare del carico delle turbine (da 0 a 100% del carico nominale).

Tali quantitativi sono minimi anche in termini di brevi tempistiche di transitori e fermate.

Non appena disponibili, tali informazioni saranno inviate al MATTM una volta acquisite le macchine.

Al fine di evitare possibili periodi transitori, che seppur limitati nel tempo, vedano un peggioramento delle emissioni in atmosfera da parte degli impianti di produzione d'energia elettrica e termica presenti nel complesso produttivo api, il Proponente, cautelativamente gestirà l'esercizio delle turbine a gas della sezione da 520 MW_e, della sezione da 60 MW_e e dell'impianto IGCC, in maniera tale da escludere che si possano trovare simultaneamente nelle condizioni di avvio.

3 MODIFICA DI PROGETTO SUCCESSIVA AL PARERE VIA

Nella presente sezione si evidenzia la modifica di progetto suggerita dalla Proponente, tenuto conto delle prescrizioni pervenute dal decreto di pronuncia di compatibilità ambientale relativo al progetto di centrale termoelettrica a ciclo combinato da 580 MWe ed opere connesse, localizzata nel sito industriale di Falconara Marittima (AN) (Decreto DSA-DEC-2009-0001346 del 14.10.2009).

La modifica proposta è un rilassamento delle prestazioni del CO-Oxidizer, impiegato nella centrale a ciclo combinato da 580 MWe, tenuto conto che al punto A2 del sopra citato decreto il MATTM indica la possibilità di ridefinire i limiti emissivi prescritti sull'inquinante CO, allo scopo di limitare le emissioni in atmosfera di CO₂.

3.1 Rilassamento prestazioni del CO Oxidizer, impiegato nella centrale a ciclo combinato da 580 MWe

La configurazione di progetto della Centrale a Ciclo Combinato da 580 MWe, sottoposta a giudizio di compatibilità ambientale sulla base dello Studio di Impatto Ambientale presentato nel giugno '06 e delle integrazioni²¹ documentali effettuate dalla Proponente, su richiesta del MATTM, prevedeva sia per la sezione da 60 MWe che per la sezione da 520 MWe l'installazione in caldaia a recupero di un sistema di CO-oxidizer per conseguire la riduzione delle emissioni in atmosfera di CO.

Tale tecnologia di abbattimento inquinanti prevede, a valle della combustione, l'ossidazione catalitica della CO presente nei fumi esausti a formare CO₂. I fumi vengono fatti passare attraverso appositi letti catalitici dimensionati per garantire il rendimento atteso in base alla temperatura e alla portata dei fumi.

Per la sezione da 520 MWe e da 60 MWe, l'efficienza di tale sistema di abbattimento è stata definita in condizioni operative e di design pari al 90%.

²¹ Risposte alle integrazioni pervenute dalla commissione VIA, Foster Wheeler Italiana, Febbraio 2007 e Risposte alle integrazioni pervenute dalla commissione VIA Addendum, Foster Wheeler Italiana, Marzo 2007

Ne consegue che per la sezione da 520 MWe è stato definito, e prescritto dal punto A.2. del Decreto DSA-DEC-2009-0001346 del 14.10.2009, quale concentrazione media giornaliera, un valore di CO non superiore a 0.8 mg/Nmc, ed analogamente per la sezione da 60 MWe un valore limite a 2.5 mg/Nmc.

Lo stesso decreto del MATTM al punto A.2., indica che *“Per quanto riguarda le emissioni di CO, stante lo stato di non criticità della qualità dell’aria locale rispetto a tale inquinante, i suddetti limiti emissivi potranno essere successivamente ridefiniti, in accordo con ARPAM, allo scopo di limitare le emissioni in atmosfera di CO₂, derivanti dall’esercizio del CO Oxidizer nelle condizioni di elevata efficienza previste dal progetto (90%)”*.

Sulla base di tali elementi, la Proponente coglie l’occasione nel rispondere alla richiesta di integrazioni pervenuta dal MATTM, per proporre un rilassamento dell’efficienza di abbattimento dei sistemi CO-oxidizer, impiegati nella centrale a ciclo combinato da 580 MWe, così da allinearle, in termini ambientali, alle migliori prestazioni mondiali²² d’impianti di ultima generazione.

In accordo a tale scelta, la concentrazione media giornaliera, attesa al camino della sezione da 520 MWe, e della sezione da 60 MWe sarà pari a 3 mg/Nm³.

Di conseguenza, si evidenzia un incremento di circa 55 ton/anno delle emissioni attese di CO dalla nuova Centrale a ciclo combinato da 580 MWe, a fronte della riduzione delle prestazioni ambientali del sistema CO-Oxidizer, rispetto a quanto sottoposto al MATTM durante la procedura di VIA. Il nuovo impianto avrà, quindi, un’emissione annua pari a 83 ton/anno, rispetto alle 28 ton/anno precedentemente presentate.

Comunque il Proponente potrà garantire i flussi di massa annui prescritti dal Decreto VIA per l’intero complesso produttivo, pari a 160 ton/anno, in quanto rispetto all’anno di riferimento 2006, la Raffineria ha realizzato riduzioni di CO ai suoi camini di entità tali da bilanciare le maggiori emissioni sopra attese.

Peraltro, permanendo i flussi di massa di CO in linea con il precedente quadro emissivo, non si ottengono variazioni significative sulla qualità dell’aria, stante il fatto che la stessa Commissione VIA non ha evidenziato criticità per tale parametro per il territorio potenzialmente interessato dall’esercizio del nuovo impianto.

²² Engelhardt Reference List, Febbraio 2009

Di seguito si riporta la tabella riassuntiva.

	Configurazione sottoposta a VIA (mg/Nmc)	Nuova Configurazione (mg/Nmc)	Valori BREF (mg/Nmc)	Nuove prestazioni CO-Oxidizer
520 MWE	0.8	3	5-100	~ 65%
60 MWE	2.5	3	30-100	~ 85%

Tabella 3-1 – Concentrazioni di CO mg/Nm³ (Fumi secchi al 15% di O₂) e nuove prestazioni CO-oxidizer

Sulla base delle sopra citate considerazioni la Proponente ha, quindi, accolto la possibilità di rilassare le prestazioni del sistema di abbattimento secondario della centrale a ciclo combinato da 580 MWe.