



ArcelorMittal

ArcelorMittal Italy Energy

RIESAME AUTORIZZAZIONE INTEGRATA AMBIENTALE
ALLEGATO C6: NUOVA RELAZIONE TECNICA
DEI PROCESSI PRODUTTIVI

CENTRALE DI TARANTO

1. INTRODUZIONE.....	3
2. DESCRIZIONE DELLA CENTRALE CET2.....	4
2.1. Descrizione del ciclo produttivo.....	5
2.1.1. Fase 0: Linee distribuzione combustibili (gas siderurgici e naturale)	5
2.1.2. Fase 7: Generatori di vapore	9
2.1.3. Fase 8: Turbine a vapore - Alternatore	13
2.1.4. Fase 9: Condensatori ad acqua di mare.....	15
2.1.5. Ausiliari.....	16
3. DESCRIZIONE DELLA CENTRALE CET3.....	18
3.1. Descrizione del ciclo produttivo.....	21
3.1.1. Fase 1: Alimentazione e Trattamento Gas Siderurgici e alimentazione Gas Naturale ..	21
3.1.2. Fase 2: Turbina a Gas, compressore centrifugo e Turboalternatore	23
3.1.3. Fase 3: Generatori di Vapore a Recupero GVR.....	27
3.1.4. Fase 4: Turbina a Vapore - Alternatore	29
3.1.5. Fase 5: Condensatore ad acqua di mare	31
3.1.6. Fase 6: Trattamento acque di Processo	3
3.1.7. Ausiliari.....	32
4. ASPETTI AMBIENTALI, EMISSIONI IN ARIA E SCARICHI IDRICI (CET2 – CET3)...	36
4.1. Emissioni in atmosfera.....	36
4.1.1. Emissioni in atmosfera di tipo convogliato.....	36
4.1.2. Emissioni in atmosfera di tipo diffuso e fuggitivo.....	42
4.2. Scarichi idrici.....	42
5. ATTIVITÀ MANUTENTIVE, CONDIZIONI DI AVVIAMENTO, TRANSITORIO E MALFUNZIONAMENTI	44
5.1. Attività di manutenzione	46

C.6 Nuova relazione tecnica dei processi produttivi

1. Introduzione

Il presente allegato rappresenta la Nuova Relazione Tecnica dei Processi Produttivi a seguito dell'implementazione delle modifiche definite nella Scheda C.

Le variazioni rispetto all'Allegato B18, Relazione Tecnica dei Processi Produttivi sono evidenziate in giallo-

A solo titolo introduttivo, ed al fine di guidare la lettura della Relazione si ritiene opportuno precisare che la Centrale di ArcelorMittal Italy Energy di Taranto è costituita dagli impianti denominati CET2 e CET3, situati all'interno dello stabilimento siderurgico ArcelorMittal Italia. La connessione tra l'impianto siderurgico e la Centrale ArcelorMittal Italy Energy è molto significativa, infatti:

- La Centrale è alimentata da una miscela di Gas Siderurgici, denominati Gas AFO (gas da altoforno, ricavato durante la produzione di ghisa), Gas COKE (gas di cokeria, ricavato nei forni per coke metallurgico) e Gas LDG (gas d'acciaieria, proveniente dai convertitori LD dell'acciaieria), con aggiunta di Gas Naturale;
- La Centrale riceve da ArcelorMittal Italia, oltre ai combustibili, una serie di fluidi di servizio (come acqua mare per le esigenze di raffreddamento, acqua demineralizzata, etc...);
- La Centrale a sua volta cede ad ArcelorMittal Italia:
 - L'energia elettrica prodotta dall'impianto CET2 è ceduta allo stabilimento siderurgico alla tensione di 66 kV;
 - Vapore allo stabilimento siderurgico a 20 bar (da CET3, e con back-up da CET2);
 - la produzione elettrica di CET3 è ceduta allo stabilimento siderurgico alla tensione di 66 kV, inoltre può essere immessa sulla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) attraverso le linee 220 kV.

La Centrale è programmata per funzionare su ciclo continuo, fatte salve le fermate di manutenzione necessarie ed eventuali situazioni di malfunzionamento/fermata che portano al blocco degli impianti. Le fermate programmate vengono preventivamente concordate tra ArcelorMittal Italia ed ArcelorMittal Italy Energy al fine di massimizzare l'utilizzo dei gas siderurgici.

L'impianto prevede fermate di manutenzione programmata annuali con un fermo impianto di manutenzione di almeno:

- 69 giorni per l'impianto CET2;

- 30 giorni per l'impianto CET3.

Pertanto l'impianto CET2, fatte salve situazioni imprevedibili, marcia a ciclo continuo e carico costante per circa 8.200 ore all'anno, mentre l'impianto CET3, fatte salve situazioni imprevedibili, marcia a ciclo continuo e carico costante per circa 8.500 ore all'anno.

2. Descrizione della Centrale CET2

La Centrale CET 2, ha una potenza elettrica complessiva di circa 480 MW. Dal 1999 al 2001 la linea produttiva CET2 è stata ambientalizzata con i seguenti interventi:

- Sostituzione integrale sistema bruciatori con nuovi di tipo Low-NOx RSFC;
- Sostituzione sistema di regolazione caldaie e ciclo termico.

L'impianto CET 2 è del tipo termoelettrico tradizionale ed è composto da tre unità simili tra loro che producono energia elettrica e vapore (in back-up alla centrale CET3) utilizzando come combustibili i gas prodotti dai processi dello stabilimento siderurgico (Gas AFO, Gas COKE e Gas LDG) e Gas Naturale; il gas LDG e AFO giungono in centrale già tra loro miscelati.

I tre monoblocchi identici tra loro sono costituiti da una caldaia, una turbina a vapore, un condensatore ad acqua di mare, un alternatore e un trasformatore elevatore.

Il monoblocco 1 è di costruzione originale Babcock & Wilcox, mentre le caldaie del monoblocco 2 e del monoblocco 3 sono di costruzione Ansaldo.

I gas siderurgici, provenienti da reti dello stabilimento siderurgico, sono trasferiti direttamente alle caldaie attraverso gasdotti. Il Gas Naturale, viene prelevato da rete SNAM.

L'acqua demineralizzata per il reintegro delle caldaie dell'impianto CET 2 proviene direttamente dalla rete dello stabilimento siderurgico.

Per la condensazione del vapore e per il raffreddamento degli impianti ausiliari viene utilizzata acqua di mare, prelevata da una stazione di pompaggio posta all'interno dello stabilimento siderurgico. L'acqua in uscita dai condensatori/scambiatori viene inviata alle vasche di stramazzo (interne allo stabilimento siderurgico).

L'energia elettrica prodotta dall'impianto CET 2 è ceduta su due anelli dello stabilimento ARCELOMITTAL ITALIA a 66 KV: i monoblocchi 1 e 2 si trovano sul nuovo anello, il monoblocco 3 sul vecchio e nuovo anello.

L'impianto CET 2 fornisce, a richiesta, vapore allo stabilimento siderurgico a 20 bar e alla temperatura di 350°C (in back-up alla produzione di CET3).

La supervisione e la gestione della Centrale di Taranto è realizzata in due sale controllo, presidiate con continuità in quanto vi si svolgono attività produttive su tre turni ogni giorno della settimana per 365 giorni l'anno.

L'area relativa al fabbricato della Centrale CET 2 comprende 3 caldaie con le tubazioni dei combustibili, del vapore di alta, media e bassa pressione, e di tutti i fluidi di servizio (acqua demineralizzata e industriale, aria compressa, azoto e rete antincendio).

2.1. Descrizione del ciclo produttivo

Per la descrizione del ciclo produttivo si farà riferimento alla suddivisione in aree omogenee della Centrale che è stata definita ai fini della valutazione degli aspetti ambientali, come previsto dal Sistema di Gestione Ambientale.

Le Fasi funzionali in cui è possibile suddividere il processo produttivo sono, con riferimento a quanto indicato nella Scheda A.4 della Domanda di Autorizzazione Integrata Ambientale:

- Fase 0: Linee distribuzione combustibili gas naturale e gas siderurgici;
- Fase 7: Generatori di Vapore;
- Fase 8: Turbine a Vapore – Alternatore;
- Fase 9: Condensatori ad acqua di mare;
- Ausiliari.

2.1.1. Fase 0: Linee distribuzione combustibili (gas siderurgici e naturale)

Modalità di funzionamento

L'area relativa al fabbricato dell'impianto CET 2 comprende le tre caldaie con le tubazioni dei combustibili, del vapore di alta, media e bassa pressione, e di tutti i fluidi di servizio (acqua demineralizzata e industriale, aria compressa, azoto e rete antincendio).

I Gas AFO, COKE, LDG, provenienti dalle reti ARCELORMITTAL ITALIA, sono trasferiti direttamente alle caldaie attraverso gasdotti, mentre il Gas Naturale viene prelevato direttamente dalla rete di distribuzione nazionale tramite proprio gasdotto, Le tubazioni di adduzione dei Gas AFO, COKE, LDG forniti dallo stabilimento siderurgico, vengono distribuiti alla centrale ARCELORMITTAL ITALY ENERGY con una rete che si stacca dalle tubazioni ARCELORMITTAL ITALIA fino all'ingresso delle caldaie dei 3 Monoblocchi di CET2.

Di seguito vengono descritti con maggior dettaglio i combustibili utilizzati e le relative modalità di adduzione all'impianto.

Gas AFO

L'adduzione del Gas AFO alla caldaia avviene con trasferimento continuo, tramite gasdotto da rete ARCELORMITTAL ITALIA.

La pericolosità del Gas AFO deriva principalmente dalla considerevole quantità di CO contenuta.

Le tubazioni di distribuzione gas AFO da ARCELORMITTAL ITALIA alle caldaie dei Monoblocchi di CET 2 hanno pressione massima relativa pari a 0,04 bar alla temperatura di 30°÷50° C.

Gas LDG

Il gas LDG viene miscelato con il gas AFO poco prima dell'arrivo all'impianto CET2.

Gas COKE

L'adduzione del Gas COKE alla caldaia avviene con trasferimento continuo, tramite gasdotto da rete ARCELORMITTAL ITALIA.

La pericolosità del Gas COKE deriva principalmente dalla considerevole quantità di H₂ (60% vol.) presente.

Tale sostanza risulta, infatti, estremamente infiammabile e con ampio range di infiammabilità in atmosfera. Inoltre la quantità di CO (5% vol.) presente nel Gas COKE lo rende un gas tossico.

Le tubazioni di distribuzione gas da ARCELORMITTAL ITALIA alle caldaie dei Monoblocchi di CET 2 hanno pressione massima relativa pari a 0,04 bar c.a. alla temperatura di 30°÷50° C.

Gas Naturale

L'adduzione del gas Naturale alla caldaia avviene con trasferimento continuo, tramite gasdotto da rete di distribuzione nazionale.

La pericolosità del gas naturale deriva principalmente dall'essere una sostanza estremamente infiammabile.

Le tubazioni di distribuzione gas dalla rete di distribuzione nazionale alle caldaie dei Monoblocchi di CET 2 hanno pressione massima pari a 10 bar alla temperatura di 10°÷40° C.

Flussi di materia ed energia associati

Trasporto (Ingresso e uscita) dei seguenti combustibili:

- Gas AFO
- Gas COKE
- Gas LDG
- Gas Naturale

La seguente Tabella riassume i flussi di materia della Fase 0. Con riferimento alla Fase 0 possono essere prodotti i rifiuti indicati in Scheda B.11.1, oltre a quelli indicati nella seguente Tabella. Con riferimento alla Fase 0, oltre a gas naturale, i flussi in ingresso e in uscita includono i gas siderurgici le cui caratteristiche sono indicate in Scheda B. Inoltre si precisa che per quanto riguarda le quantità dei diversi gas siderurgici utilizzati dalla Centrale, si precisa che i valori riportati nella successiva tabella in relazione alla massima capacità produttiva sono da considerarsi indicativi. Tali quantità possono infatti subire delle variazioni in relazione alla tipologia e alla disponibilità dei gas forniti dal sito siderurgico.

Tabella 1 – Flussi di materia ed energia della Fase 0

Flussi di Materia							
Ingresso	U.d.M.	Quantità 2016	Capacità Produttiva	Uscita	U.d.M.	Quantità 2016	Capacità Produttiva
gas AFO*	kNm ³	5.150.539	10.816.131,9	gas AFO*	kNm ³	5.150.539	10.816.131,9
gas Coke*	kNm ³	299.865	629.716,5	gas Coke*	kNm ³	299.865	629.716,5
gas LDG*	kNm ³	18.319	38.469,9	gas LDG*	kNm ³	18.319	38.469,9
gas naturale*	kSm ³	364.533	765.519,3	gas naturale*	kSm ³	364.533	765.519,3
Antifouling gas coke	t	19.213	40.347,2				
Note: *I dati relativi al consumo di gas siderurgici e di gas naturale si riferiscono al valore complessivo CET2+CET3 in accordo con quanto riportato nel quadro B1.1 e B1.2 della Scheda B.							

Flussi di Energia							
Ingresso	U.d.M.	Quantità 2016	Capacità Produttiva	Uscita	U.d.M.	Quantità 2016	Capacità Produttiva
-	-	-	-	-	-	-	-

Rifiuti prodotti	U.d.M.	Quantità 2016	Capacità Produttiva
	t		

Tempi di avvio e arresto e periodicità di funzionamento

Come meglio descritto nel successivo Paragrafo 4, l'utilizzo dei gas siderurgici, gas naturale avviene con mix diversi in base alla disponibilità della fornitura dei gas siderurgici da ARCELORMITTAL ITALIA. In linea di principio la linea distribuzione combustibili funziona in continuo in condizioni normali 24/24 h e 365 giorni all'anno.

Tipologia di sostanze inquinanti

Le linee di distribuzione sono dedicate al trasporto dei gas

Sistemi di regolazione e controllo

I gas dello stabilimento siderurgico vengono distribuiti alle centrali ARCELORMITTAL ITALY ENERGY con una rete sezionabile in più punti con valvole motorizzate e ad occhiale, manovrabili da ARCELORMITTAL ITALIA e/o da ARCELORMITTAL ITALY ENERGY. La rete è protetta da sovrappressione con portelli di esplosione.

- **Gas AFO/LDG:** le tubazioni sono intercettabili (da ARCELORMITTAL ITALIA) con valvole motorizzate ed ad occhiale poste ai limiti della proprietà della Centrale ARCELORMITTAL ITALY ENERGY; in prossimità di ogni monoblocco sono collocate una valvola di intercettazione motorizzata, manovrata da ARCELORMITTAL ITALY ENERGY con comando locale dalle Sale Controllo e una valvola di blocco comandata dalla logica di caldaia.
- **Gas COKE:** le tubazioni sono intercettabili (da ARCELORMITTAL ITALIA) con una valvola motorizzata ad occhiale posta ai limiti della proprietà della centrale; in prossimità di ogni monoblocco c'è poi una valvola di intercettazione motorizzata, manovrata da ARCELORMITTAL ITALY ENERGY con comando dalla Sala Controllo e quella di blocco comandata dalla logica di caldaia.
- **Gas Naturale:** le tubazioni sono intercettabili sia a valle della stazione di riduzione, sia a monte di ogni monoblocco da parte di ARCELORMITTAL ITALY ENERGY, dove è installata un'altra stazione di riduzione di pressione. A valle di queste ultime stazioni sono installate le valvole di blocco comandate dalle logiche delle caldaie.

2.1.2. Fase 7: Generatori di vapore

Modalità di funzionamento

In questa fase si genera vapore utilizzando il calore prodotto dalla combustione dei gas siderurgici (AFO, COKE, LDG), gas naturale.

I bruciatori installati nelle Caldaie sono con Anima a Fiamma Stratificata Radialmente (RSFC), basati su tecnologia ABB C-E Services, e sono stati progettati per bruciare diversi gas in caldaie industriali, garantendo una continuità di prestazioni ed il rispetto dei requisiti ambientali per valori di opacità e livelli di emissione di Ossidi di Azoto (NOx) e di Ossido di Carbonio. In particolare il bruciatore RSFC, applica tre principi associati alla combustione al fine di ridurre le emissioni di NOx:

- Accensione anticipata del combustibile, in condizioni di combustibile arricchito;
- Preparazione del processo di combustione;

Per l'applicazione di questi tre principi il bruciatore RSFC inietta il combustibile sotto forma di flusso concentrato attraverso un ugello circondato da tre zone d'aria concentriche.

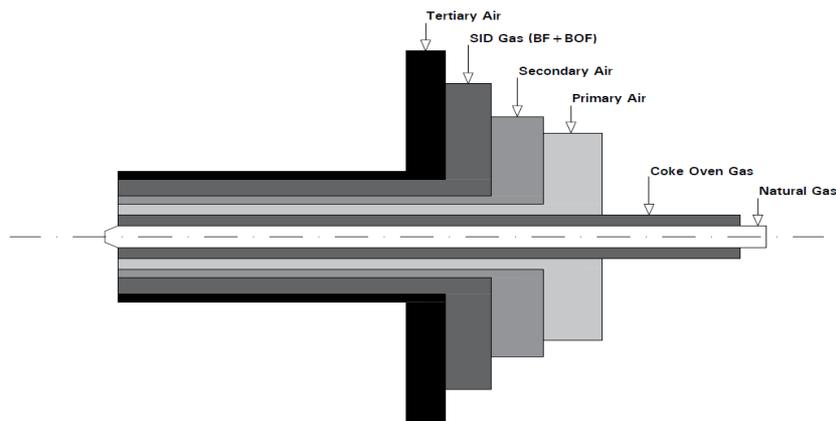


Figura 1 – Tipico bruciatore RSFC

Ogni gruppo di generazione è costituito da una caldaia da 480 t/h di vapore surriscaldato a 137 bar e 538°C. Le caldaie sono dotate di valvole di sicurezza e dei dispositivi di protezione, previsti per legge, che intervengono ad intercettare il flusso di combustibili per mettere in sicurezza l'impianto. I fumi sono scaricati in atmosfera tramite una ciminiera. Il vapore prodotto è utilizzato per la produzione di energia elettrica nei turboalternatori; l'acqua di alimento delle caldaie, che riscalda l'aria comburente, proviene dalla condensazione del vapore dopo espansione in turbina e integrata con acqua demi, fornita via tubo dallo stabilimento siderurgico, per compensare le perdite fisiologiche del ciclo e reintegrare il vapore impiegato per

gli usi tecnologici. L'acqua di alimento, prima dell'ingresso in caldaia, è trattata con prodotti anticorrosivi, antincrostanti. Nello specifico, nell'area caldaie sono presenti:

- Tubazioni gas AFO di alimento a pressione massima relativa pari a 0,04 bar circa;
- Tubazioni gas COKE di alimento a pressione massima relativa pari a 0,04 bar circa;
- Tubazioni gas Naturale di alimento a pressione massima relativa di 1,5 bar circa;
- Tubazioni acqua alimento in pressione a 170 bar circa ed alla temperatura di 165°C circa;
- Apparecchi a pressione (vapore, acqua, aria compressa, azoto);
- Olio minerale di lubrificazione contenuto nelle casse servizio da 15.000 litri (temperatura di infiammabilità: superiore a 100°C con una temperatura di esercizio di 40°C).

Flussi di materia ed energia associati

Le materie prime in ingresso sono:

- Gas siderurgici (AFO, COKE, LDG) e Gas Naturale
- Acqua demineralizzata fornita dallo stabilimento siderurgico;
- Aria.

I prodotti in uscita sono:

- Vapore inviato alla turbina a vapore;
- Fumi prodotti nella combustione, emessi in atmosfera.

Per il funzionamento del generatore di vapore vengono utilizzati i seguenti prodotti chimici (*chemicals*):

- Deossigenante;
- Prodotto alcalinizzante per correzione pH acqua di alimento.
- Fosfato trisodico

La seguente Tabella riassume i flussi di materia della Fase 7. Con riferimento alla Fase 7 possono essere prodotti i rifiuti indicati in Scheda B.11.1, oltre a quelli indicati nella seguente Tabella.

Tabella 2 – Flussi di materia ed energia della Fase 7

Flussi di Materia							
Ingresso	U.d.M.	Quantità 2016	Capacità Produttiva	Uscita	U.d.M.	Quantità 2016	Capacità Produttiva
gas AFO*	kNm ³	5.150.539	10.816.131,9	Fumi al camino(*)	kNm ³	10.986.434,8	23.071.513
gas Coke*	kNm ³	299.865	629.716,5	CO	t	50,3	75,5
gas LDG*	kNm ³	18.319	38.469,9	NOx	t	843,5	1265,3
gas Naturale*	kSm ³	364.533	765.519,3	SO2	t	859,7	1289,6
Acqua DEMI	m ³	304.238	931.479	Polveri	t	20,56	43,18
Fosfato trisodico	t	1,9	3,99				

Note:
*I dati relativi al consumo di gas siderurgici e di gas naturale si riferiscono al valore complessivo CET2+CET3 in accordo con quanto riportato nel quadro B1.1 e B1.2 della Scheda B.

Flussi di Energia							
Ingresso	U.d.M.	Quantità 2016	Capacità Produttiva	Uscita	U.d.M.	Quantità 2016	Capacità Produttiva
Energia di combustione	MWht	n.d. (1)	n.d. (2)	Energia Termica Vapore	MWht	n.d.	n.d.

Note:
(1) Si veda il quadro B 5.1 della scheda B che i combustibili utilizzati da CET2-CET3 complessivamente. Non è disponibili il dato disaggregato per fasi.
(2) Si veda il quadro B 5.2 della scheda B che i combustibili utilizzati da CET2-CET3 complessivamente. Non è disponibili il dato disaggregato per fasi.

Rifiuti prodotti	U.d.M.	Quantità 2016	Capacità Produttiva
Acqua di lavaggio camino CET2 MB3	t	5,98	8,97
Acqua di lavaggio pozzo caldo CET2 MB3	t	21,89	32,835
Acqua di lavaggio refrigeranti	t	11,53	17,295
Condense GAS AFO/LDG	t	9556,71	14335,07
Condense GAS COKE	t	344,36	516,54
Materiale refrattario	t	77,554	116,331
Stracci	t	0,10	0,15
Fango valvola GAKO	t	15,28	22,92
vetro, plastica e legno	t	0,28	0,42
Asfalto	t	18,58	27,87
Terra e roccia	t	256,80	385,2
Cuscini turbina CET2 MB3	t	4,42	40,68
Lana di roccia	t	0,96	8,97

Tempi di avvio e arresto e periodicità di funzionamento

La Fase 7: Generatori di vapore, funziona in continuo in condizioni normali 24/24 h e 365 giorni all'anno, ad esclusione dei periodi di manutenzione. Per quanto riguarda l'analisi dei tempi di avvio e di arresto di faccia riferimento a quanto descritto a livello complessivo per CET2 e CET3 nel successivo Paragrafo 5.

Tipologia di sostanze inquinanti

Le emissioni del generatore di vapore sono caratterizzate dalla presenza delle seguenti sostanze inquinanti:

- Ossidi di azoto (NO_x);
- Monossido di carbonio (CO);
- Anidride carbonica (CO₂);
- Ossidi di zolfo (SO₂);
- Polveri.

Le emissioni in atmosfera, ad esclusione della CO₂ che viene calcolata con apposite procedure come da Direttiva Emission Trading, sono controllate in continuo tramite un Sistema di Monitoraggio delle Emissioni (SME), costituito da un hardware - software di misura, acquisizione, trasmissione, supervisione, trattamento, memorizzazione e validazione dei dati.

Sistemi di regolazione e controllo

Le caldaie sono protette con:

- Valvole di blocco automatiche installate su ogni tubazione di alimentazione dei combustibili (AFO, COKE, LDG, Gas Naturale);
- Portelli di esplosione;
- Valvole di sicurezza installate sui corpi cilindrici delle caldaie, sui surriscaldatori, sui degasatori e sulle relative reti;
- Valvole di sicurezza installate sulle reti vapore.

Nella zona caldaie sono inoltre presenti rilevatori di ossido di carbonio e rilevazione CH₄ per ogni monoblocco; in caso di necessità viene allertata la Sala Controllo con un allarme ottico e acustico con evidenziazione della zona interessata.

Degasatori

Modalità di funzionamento

Nel degasatore l'acqua demineralizzata proveniente dal condensatore viene privata dei gas quali aria, ossigeno ed anidride carbonica, attraverso l'azione in controcorrente di un flusso di vapore al fine di evitare corrosioni dei materiali nelle fasi successive, e poi viene inviata al generatore di vapore.

Flussi di materia ed energia associati

In entrata:

- Acqua demi fornita dallo stabilimento siderurgico;
- Vapore.

In uscita:

- Acqua demi degasata fornita alla caldaia.

Tempi di avvio e arresto e periodicità di funzionamento

I degasatori funzionano in continuo in condizioni normali 24/24 h e 365 giorni all'anno, ad esclusione dei periodi di manutenzione.

2.1.3. Fase 8: Turbine a vapore - Alternatore

Modalità di funzionamento

La turbina a vapore, di tipo misto (sfrutta sia la velocità che la pressione del vapore in ingresso), è dotata complessivamente di 24 stadi così ripartiti: 9 sulla turbina di alta pressione, 9 sulla media pressione e 6 sulla bassa pressione.

La turbina è composta da due rotori coassiali contenuti in due casse separate: il primo comprende la zona di alta e media pressione, il secondo quella di bassa pressione.

La turbina di media pressione è contrapposta a quella di alta pressione, in modo da bilanciare le spinte assiali dovute alla pressione del vapore sulle palette mobili. Dalle turbine di media e bassa pressione sono derivati n.6 spillamenti di vapore allo scopo di rigenerare il calore nel circuito di alimento e migliorare il rendimento termico del ciclo.

Il sistema di lubrificazione comprende una cassa olio, due refrigeranti, tre pompe ad asse verticale ubicate sulla cassa olio ed una principale trascinata dal rotore e situata entro la cassa comando.

La turbina è dotata di una serie di strumenti atti a controllare, in avviamento, in fermata e in esercizio normale, il buon funzionamento della stessa.

L'alternatore trifase, di costruzione ASGEN, è raffreddato mediante circolazione di idrogeno in circuito chiuso e presenta le caratteristiche riportate nella seguente Tabella.

Tabella 3 – Caratteristiche alternatore trifase ASGEN

Pressione idrogeno	-	2 bar	1 bar	0.035 bar
Potenza apparente	KVA	187.500	172.000	131.200
Corrente	A	7.228	6.645	5.050
Corrente di eccitazione	A	1.134	1.070	895

Pressione idrogeno	-	2 bar	1 bar	0.035 bar
Tensione di eccitazione	V	399	377	365

L'olio minerale di lubrificazione è contenuto nelle casse servizio da 15.000 litri circa ed è caratterizzato da una temperatura di infiammabilità superiore a 100°C mentre la temperatura di esercizio è di 50°C.

Flussi di materia ed energia associati

Ingresso:

- Vapore;

Uscita:

- Energia elettrica;
- Vapore esausto;
- Vapore ceduto allo stabilimento ARCELORMITTAL ITALIA in funzione delle loro richieste alla pressione di 20 bar.

La seguente Tabella riassume i flussi di materia in uscita alla Fase 8. Con riferimento alla Fase 8 possono essere prodotti i rifiuti indicati in Scheda B.11.1, oltre a quelli indicati nella seguente Tabella.

Tabella 4 – Flussi di materia ed energia della Fase 8

Flussi di Materia							
Ingresso	U.d.M.	Quantità 2016	Capacità Produttiva	Uscita	U.d.M.	Quantità 2016	Capacità Produttiva
Vapore	t	n.d.	n.d.	Vapore esausto	t	n.d.	n.d.
				Vapore ceduto ad ARCELORMITTAL ITALIA	t	n.d.	n.d.

Flussi di Energia							
Ingresso	U.d.M.	Quantità 2016	Capacità Produttiva	Uscita	U.d.M.	Quantità 2016	Capacità Produttiva
Energia Termica Vapore	MWht	n.d.	n.d.	Energia elettrica	MWhe	1.488.065	3.124.936
				Energia termica vapore esausto	MWht	2.798	5.875
				Energia termica vapore ceduto ad ARCELORMITTAL ITALIA	MWht	2.798	5.875

Rifiuti prodotti	U.d.M.	Quantità 2016	Capacità Produttiva
Nessun rifiuto specifico direttamente associabile a questa fase	-	-	-

Tempi di avvio e arresto e periodicità di funzionamento

La Fase 8: Turbine a vapore – Alternatore, funziona in continuo in condizioni normali 24/24 h e 365 giorni all'anno, ad esclusione dei periodi di manutenzione. Per quanto riguarda l'analisi dei tempi di avvio e di arresto di faccia riferimento a quanto descritto a livello complessivo per CET2 e CET3 nel successivo Paragrafo 5.

Tipologia di sostanze inquinanti

Olio lubrificante, idraulico, per raffreddamento.

Sistemi di regolazione e controllo

I cuscinetti ed il cassone olio sono protetti contro le sovratemperature con impianto antincendio automatico fisso ad acqua frazionata con scatto attivato da elementi termosensibili.

2.1.4. Fase 9: Condensatori ad acqua di mare

Modalità di funzionamento

I condensatori sono del tipo ad acqua. In particolare viene utilizzata acqua di mare, prelevata da un canale attraverso una stazione di pompaggio posta all'interno dello stabilimento siderurgico.

Flussi di materia ed energia associati

Parte dell'acqua di mare fornita dalle condutture di ARCELORMITTAL ITALIA viene utilizzata per la condensazione del vapore e per il raffreddamento degli impianti ausiliari. L'acqua di mare in uscita dai condensatori/scambiatori viene successivamente utilizzata dallo stabilimento ARCELORMITTAL ITALIA per usi di processo.

Ingresso:

- Vapore esausto;
- Acqua di mare;

Uscita:

- Condensa;
- Acqua di mare;

La seguente Tabella riassume i flussi di materia ed energia della Fase 9. Con riferimento alla Fase 9 possono essere prodotti i rifiuti indicati in Scheda B.11.1, oltre a quelli indicati nella seguente Tabella.

Tabella 5 – Flussi di materia ed energia della Fase 9

Flussi di Materia							
Ingresso	U.d.M.	Quantità 2016	Capacità Produttiva	Uscita	U.d.M.	Quantità 2016	Capacità Produttiva
Vapore esausto	t	2.797,50	5.875	Condensa	m ³	n.d.	n.d.
Acqua di mare	m ³	341.016.127	716.133.866,7	Acqua di mare	m ³	341.016.127	716.133.866,7

Flussi di Energia							
Ingresso	U.d.M.	Quantità 2016	Capacità Produttiva	Uscita	U.d.M.	Quantità 2016	Capacità Produttiva
Energia Termica Vapore Esausto	MWht		n.d.	Energia Termica Acqua di mare	MWht	3.172.242,712	6.661.709,694 (*)

Rifiuti prodotti	U.d.M.	Quantità 2005	Capacità Produttiva
Nessun rifiuto specifico direttamente associabile a questa fase	-	-	-

(*) Valore stimato con i valori tipici della capacità di raffreddamento del condensatore

Parte dell'acqua di mare fornita dalle condutture di ARCELORMITTAL ITALIA viene utilizzata per la condensazione del vapore e per il raffreddamento degli impianti ausiliari.

Tempi di avvio e arresto e periodicità di funzionamento

I condensatori ad acqua di mare funzionano in continuo in condizioni normali 24/24 h e 365 giorni all'anno, ad esclusione dei periodi di manutenzione.

2.1.5. Ausiliari

Trasformatori e linee elettriche

Modalità di funzionamento

In ogni monoblocco della Centrale CET 2 sono presenti:

- Un alternatore da 187,5 MVA a 15 KV;
- Un trasformatore elevatore 15/66 KV;
- Altri trasformatori e quadri elettrici per i servizi ausiliari.

Il fabbricato è realizzato in carpenteria metallica rivestita con doppia lamiera con interposto uno strato di materiale isolante e si sviluppa su quattro piani fuori terra.

Al quarto piano è ubicata la cabina elettrica a 66 KV, munita di isolatori, interruttori ad aria compressa, trasformatori, scaricatori di sovratensione, pannelli di comando locale.

Al terzo piano è ubicata la sala di controllo con le apparecchiature di comando e controllo, mentre in una sala adiacente, alla stessa quota sono sistemate le apparecchiature di protezione, i quadri di allarme, l'impianto di condizionamento, ecc.

Al primo piano sono installati i quadri a 10 e 3 KV per i macchinari e i servizi di centrale

Al piano terra sono installati i quadri a 380 V e 220 V in corrente alternata, 220 V e 110 V in corrente continua, con i rispettivi trasformatori, oltre al quadro luce generale 380/220 V e ai due gruppi elettrogeni di emergenza che garantiscono la produzione di energia elettrica in caso di black-out generale.

Flussi di materia ed energia associati

In entrata:

- Energia elettrica;

In uscita:

- Energia elettrica.

Tempi di avvio e arresto e periodicità di funzionamento

I trasformatori e le linee elettriche sono utilizzati in continuo in condizioni normali 24/24 h e 365 giorni all'anno, ad esclusione dei periodi di manutenzione.

Tipologia di sostanze inquinanti

Nei trasformatori indicati nella seguente Tabella è presente olio minerale dielettrico (esente da PCB e classificato non infiammabile).

Tabella 6 – Trasformatori in cui è presente olio minerale dielettrico, esente da PCB

SIGLA TRASFORMATORE			CONTENUTO OLIO / UBICAZIONE	
T1	190 MVA	15/66 kV	24000 Kg	esterno all'edificio

SIGLA TRASFORMATORE			CONTENUTO OLIO / UBICAZIONE	
T1G	33 MVA	66/10 kV	8500 Kg	esterno all'edificio
T2	190 MVA	15/66 kV	22000 Kg	esterno all'edificio
T2G	33 MVA	66/10 kV	13000 Kg	esterno all'edificio
T3	190 MVA	15/66 kV	22000 Kg	esterno all'edificio
T3G	33 MVA	66/10 kV	13000 Kg	esterno all'edificio

E' in corso la sostituzione dei trasformatori T2-T2G entro il 2019 e T3G entro il 2020. I nuovi trasformatori avranno medesime caratteristiche elettriche e simili quantità di olio dielettrico più precisamente:

T2 24000Kg cadauno

T2G-T3G 8000kg cadauno

La sostituzione apporterà una riduzione dell'olio dielettrico presente in impianto.

Sistemi di regolazione e controllo

Tutti i trasformatori sono protetti contro i corto circuiti e le sovratemperature e sono protetti con impianto antincendio automatico fisso a diluvio con scatto attivato da elementi termosensibili installati su un circuito ad anello tenuto in pressione dall'impianto antincendio della CET 3. Nel caso di intervento viene allertata la sala controllo con un allarme ottico e acustico.

Generatori di emergenza (Impianto Tecnicamente Connesso)

La Centrale CET 2 è supportata dalla presenza di due gruppi per la produzione di energia elettrica sussidiaria della potenza di 700 kW ed alimentati a gasolio. Il serbatoio di servizio e deposito del gasolio è ubicato fuori terra ed ha una capacità di 1.000 litri per gruppo. Il motore di ogni gruppo viene alimentato direttamente per caduta da un serbatoio in acciaio installato all'esterno del locale su una parete contigua dotato di bacino di contenimento idoneo a contenere tutta la capacità del serbatoio, per confinare eventuali fuoriuscite accidentali. I due gruppi elettrogeni sono entrambi installati in apposito locale con accesso esclusivamente dall'esterno, al piano terra dell'edificio di controllo CET 2.

3. Descrizione della Centrale CET3

La Centrale CET 3, ha una potenza elettrica complessiva di circa 520 MW.

La Centrale CET 3 è di tipo a Ciclo combinato in assetto cogenerativo ed è composto da un sistema di trattamento e miscelazione dei gas siderurgici, da impianti ausiliari tra cui quello per il trattamento acque reflue e da tre unità identiche, denominate “moduli di produzione”, che producono energia elettrica e vapore utilizzando come combustibili i gas siderurgici integrati con gas naturale sino al raggiungimento del valore di potere calorifico necessario alla marcia della turbina a gas.

Con l'espressione “**Ciclo Combinato**” si definisce l'unione di due cicli tecnologici, uno compiuto da aria e da una miscela di gas siderurgici e gas naturale (ciclo a gas) e l'altro compiuto da acqua e vapore (ciclo a vapore), entrambi finalizzati a produrre energia elettrica con elevato rendimento.

Ciclo gas

Nel primo ciclo l'energia meccanica è ottenuta dalla turbina a gas, grazie all'espansione dei gas caldi provenienti dalla combustione dei gas naturali e dei gas siderurgici. L'aria comburente immessa nella turbina a gas viene prelevata dall'atmosfera, filtrata dalle impurità, compressa ed inviata al sistema di combustione. L'alternatore trasforma l'energia meccanica in energia elettrica.

Ciclo vapore

Nel secondo ciclo i gas prodotti dalla combustione della turbina a gas vengono convogliati, attraverso un condotto, al generatore di vapore a recupero (GVR). In questo ciclo l'energia meccanica è ottenuta da una turbina alimentata dal vapore prodotto dal GVR. Il vapore scaricato dalla turbina a vapore è condensato mediante un condensatore raffreddato ad acqua di mare. La condensa così ottenuta, unitamente all'opportuna integrazione di acqua demineralizzata, forma la portata dell'acqua di alimento per il generatore di vapore a recupero, chiudendo così il circuito.

Con il termine “Cogenerazione” si intende la generazione, in un unico impianto, di forme diverse di energia: elettrica, meccanica (per il compressore gas siderurgici) e termica. Quest'ultima, ottenuta ad un costo aggiuntivo minimo, viene sfruttata per produrre vapore sfruttando i gas caldi della combustione prima del loro rilascio in atmosfera.

La Centrale Termoelettrica CET 3 a ciclo combinato cogenerativo utilizza quindi l'energia termica dei gas siderurgici e del gas naturale (combustibili in ingresso) per la produzione di energia elettrica e vapore utilizzando due cicli termici a cascata e in energia meccanica per compressore dei gas siderurgici.

Ogni unità che compone la Centrale CET 3 è costituita da un sistema di compressione dei gas siderurgici, tre refrigeranti ad acqua di mare a ciclo chiuso e per il raffreddamento del compressore, un turbogas (TG), un alternatore e un trasformatore elevatore (per il TG), un generatore di vapore a recupero, una turbina a vapore (TV), un alternatore e un trasformatore elevatore (per la TV).

La potenza elettrica netta complessiva dell'impianto è di circa 520 MWe con una contemporanea produzione di vapore di processo per lo stabilimento pari a 140 t/h alla pressione di 20 bar.

L'acqua demineralizzata di reintegro del generatore di vapore a recupero proviene dalla rete dello stabilimento siderurgico.

Per la condensazione del vapore e per il raffreddamento degli impianti ausiliari viene utilizzata acqua di mare, fornita dallo stabilimento siderurgico, che proviene dal Mar Piccolo di Taranto.

L'acqua di mare in uscita dai condensatori/scambiatori viene utilizzata dallo stabilimento ARCELORMITTAL ITALIA per successivi usi di processo.

L'energia elettrica prodotta dall'impianto CET 3 è ceduta allo stabilimento siderurgico alla tensione 220kV e 66kV. La Centrale CET 3 fornisce vapore allo stabilimento siderurgico a 20 bar. La supervisione e la gestione della centrale è realizzata in una sala controllo presidiata con continuità.

Con riferimento alla planimetria generale si osserva quanto segue:

- La centrale di cogenerazione CET 3 è disposta all'interno di un settore circolare delimitato ad est, ovest e sud dal pipe-rack dei gas siderurgici; a nord è delimitata dalla strada che la separa da CET 2;
- Nella zona in alto a sinistra (lato ovest) si trova l'impianto di trattamento delle acque reflue. Sul lato est si incontra l'edificio ausiliario con pompe antincendio, compressori aria, diesel d'emergenza e la sala controllo. Frontalmente rispetto a CET 2 è disposta la sala macchine turbine a vapore dove, a nord della stessa, si trovano i trasformatori principali e la sottostazione a 220 KV ed infine la sottostazione a 66 KV;
- Nella zona centrale dell'area, sempre proseguendo da ovest ad est, sono ubicati i tre Gruppi Turbogas-Caldaia a Recupero TG 1, TG 2 e TG 3 così composti:
 - Turbogas-alternatore-compressore gas siderurgici;
 - Sistema di refrigerazione interfase dei gas siderurgici ubicato a fianco del treno di compressione gas siderurgici;
 - Caldaia a recupero disposta perpendicolarmente al turbogas;
 - Edificio pompe di alimento alta e bassa pressione caldaia e sistema di controllo turbina a gas;
 - Soffianti per i gas siderurgici della postcombustione caldaia adiacenti alla caldaia;
 - Torcia calda, posta a fianco del sistema di refrigerazione interfase.
- Nella parte sud dell'area, verso l'altoforno n. 5, è ubicato il sistema di trattamento e filtrazione dei gas siderurgici composto dai tre elettrofiltri finali per la miscela di gas siderurgici, AFO, COKE ed

LDG disposti in corrispondenza dei tre sistemi di refrigerazione interfase e, a sud di essi, dai sistemi di filtraggio comuni:

- Filtri decatramatori per gas coke;
- Soffianti per gas coke;
- Elettrofiltri separatori per gas LDG.

Infine, sempre a sud, lato destro (est) si trovano le torri evaporative ad acqua di mare, per il raffreddamento dei refrigeranti interfase dei compressori centrifughi, dell'olio di lubrificazione, ed i relativi gruppi di pompaggio.

3.1. Descrizione del ciclo produttivo

Per la descrizione del ciclo produttivo si farà riferimento alla suddivisione in aree omogenee della Centrale che è stata definita ai fini della valutazione degli aspetti ambientali, come previsto dal Sistema di Gestione Ambientale.

Le Fasi funzionali in cui è possibile suddividere il processo produttivo dell'impianto CET 3 sono, con riferimento a quanto indicato nella Scheda A.4 e nell'Allegato A.25 (Scheda ed Allegato aggiornata e inclusa come revisione assieme al presente Allegato) della Domanda di Autorizzazione Integrata Ambientale:

- Fase 1: Alimentazione e Trattamento Gas Siderurgici e alimentazione Gas Naturale;
- Fase 2: Turbina a Gas, compressore centrifugo e Turboalternatore;
- Fase 3: Generatore di Vapore a Recupero GVR;
- Fase 4: Turbina a Vapore - Alternatore;
- Fase 5: Condensatore ad acqua di mare;
- Fase 6: Trattamento Acque di processo.

3.1.1. Fase 1: Alimentazione e Trattamento Gas Siderurgici e alimentazione Gas Naturale

Analogamente a quanto descritto per le centrale CET 2, i Gas AFO, COKE, LDG, sono trasferiti alla centrale attraverso gasdotti provenienti dalle reti ARCELORMITTAL ITALIA. Il Gas Naturale viene invece prelevato direttamente dalla rete di distribuzionale nazionale tramite proprio gasdotto.

Modalità di funzionamento

I gas siderurgici che pervengono all'impianto CET 3, prima della loro immissione nella camera di combustione del turbogas, passano attraverso un impianto di trattamento in grado di eliminare i possibili contaminanti che potrebbero danneggiare le turbine.

Il sistema, comune ai tre moduli, è costituito da:

- Elettrofiltri depolveratori sulla linea del gas LDG (2 filtri dimensionati ciascuno per il 100% della portata);
- Elettrofiltri decatramatori sulla linea del gas COKE (3 filtri dimensionati ciascuno per il 50% della portata); il gas coke viene successivamente elevato in pressione a mezzo soffianti onde consentire la miscelazione con i restanti gas;
- Elettrofiltri depolveratori ad umido sulla miscela AFO-COKE-LDG in ingresso al turbogas.

Tempi di avvio e arresto e periodicità di funzionamento

In linea di principio la Fase Alimentazione e Trattamento Gas Siderurgici e alimentazione Gas Naturale funziona in continuo in condizioni normali 24/24 h e 365 giorni all'anno.

Flussi di materia ed energia associati

- Gas AFO;
- Gas COKE;
- Gas LDG;
- Acque di processo.

La seguente Tabella riassume i flussi di materia ed energia della Fase 1. Con riferimento alla Fase 1 possono essere prodotti i rifiuti indicati in Scheda B.11.1, oltre a quelli indicati nella seguente Tabella. Con riferimento alla Fase 1, oltre a gas naturale, i flussi in ingresso e in uscita includono i gas siderurgici le cui caratteristiche sono indicate in Scheda B. Inoltre si precisa che per quanto riguarda le quantità dei diversi gas siderurgici utilizzati dalla Centrale, si precisa che i valori riportati nella successiva tabella in relazione alla massima capacità produttiva sono da considerarsi indicativi. Tali quantità possono infatti subire delle variazioni in relazione alla tipologia e alla disponibilità dei gas forniti dal sito siderurgico.

Tabella 7 – Flussi di materia ed energia della Fase 1

Flussi di Materia							
Ingresso	U.d.M.	Quantità 2016	Capacità Produttiva	Uscita	U.d.M.	Quantità 2016	Capacità Produttiva
gas AFO*	kNm ³	5.150.539	10.816.131,9	gas AFO*	kNm ³	5.150.539	10.816.131,9
gas Coke*	kNm ³	299.865	629.716,5	gas Coke*	kNm ³	299.865	629.716,5
gas LDG*	kNm ³	18.319	38.469,9	gas LDG*	kNm ³	18.319	38.469,9
gas naturale*	kSm ³	364.533	765.519,3	gas naturale*	kSm ³	364.533	765.519,3
Antifouling GAS coke	t	19.213	40.347,30	Acque di processo	m3	n.a	n.a

Note:
*I dati relativi al consumo di gas siderurgici e di gas naturale si riferiscono al valore complessivo CET2+CET3 in accordo con quanto riportato nel quadro B1.1 e B1.2 della Scheda B.

Flussi di Energia							
Ingresso	U.d.M.	Quantità 2016	Capacità Produttiva	Uscita	U.d.M.	Quantità 2016	Capacità Produttiva
-	-	-	-	-	-	-	-

Rifiuti prodotti	U.d.M.	Quantità 2016	Capacità Produttiva
Nessun rifiuto specifico direttamente associabile a questa fase	-	-	-

Tipologia di sostanze inquinanti

Le linee di trattamento sono dedicate alla purificazione dei gas siderurgici, in particolare da polveri e catrame (gas coke).

Sistemi di regolazione e controllo

I gas siderurgici che pervengono all'impianto CET3, prima della loro immissione nella camera di combustione del turbogas, passano attraverso un impianto di trattamento in grado di eliminare i possibili contaminanti che potrebbero danneggiare le turbine e, al tempo stesso, si riduce l'impatto in atmosfera dovuto alla loro combustione.

La miscela depurata di gas AFO, LDG e gas coke viene quindi inviata al sistema di compressione in tre stadi che la porta alla pressione di circa 20 bar prima della miscelazione con il gas naturale. La miscela dei quattro gas viene quindi immessa nella camera di combustione della turbina a gas. I gas di scarico del turbogas confluiscono nel generatore di vapore a recupero che produce vapore a tre livelli di pressione utilizzato per alimentare la turbina a vapore,

3.1.2. Fase 2: Turbina a Gas, compressore centrifugo e Turboalternatore

Modalità di funzionamento

La miscela depurata di gas AFO, LDG e gas coke viene quindi inviata al **sistema di compressione** in tre stadi che la porta alla pressione di circa 20 bar necessaria a consentire l'immissione nella camera di combustione della turbina a gas dopo l'ulteriore miscelazione con il gas naturale.

Il sistema è costituito da tre stadi di compressione dotati di refrigerazione intermedia a ciclo chiuso, tramite torri evaporative di raffreddamento ad acqua di mare. Inoltre le torri refrigerano altre utenze, tra le quali:

- Olio Turbina a Gas;
- Olio Turbina a Vapore;
- Olio compressore Gas.

La miscela dei quattro gas viene quindi immessa nella camera di combustione della **turbina a gas**.

Il modello MS9001 della turbina a gas è costruito su licenza G.E., modificato a livello di sistema di combustione, onde consentire la marcia con miscela di gas siderurgici con apporto di gas naturale per il raggiungimento di un sufficiente potere calorifico complessivo e consentire la combustione.

La potenza meccanica generata dalla turbina è pari a circa 140 MW di cui 27 vengono assorbiti dal treno dei compressori centrifughi.

La turbina è accoppiata ad un generatore elettrico a due poli con tensione nominale di 15 KV, potenza nominale 150 MVA.

I gas di scarico della turbina a gas vengono inviati alla caldaia ad una temperatura di circa 540°C. Sulla linea di caldaia è presente il camino di by-pass fumi che consente di operare anche in caso di fuori servizio del generatore di vapore. Tale marcia non viene utilizzata al di fuori dei periodi di avviamento (transitori).

Per quanto riguarda le emissioni di NOx, le prestazioni garantite dal costruttore, per la sola Turbina a gas, sono determinate sulla base di tre diverse combinazioni di gas sono riportate nella seguente Tabella.

Tabella 8 – Emissioni NOx garantite: composizioni mix combustibili di progetto

Combinazione gas (*)	Ore anno	Gas Siderurgici		Gas Naturale
		Gcal/h	PCI miscela gas siderurgici	Gcal/h
A	7.514	734	1.300 Kcal/Nm3	265
B	40	908	1.575 Kcal/Nm3	21,6
C	1.206	696	1.299 Kcal/Nm3	306

(*) Le diverse combinazioni rappresentano diverse combinazioni di mix combustibile di processo siderurgico composte dai gas AFO, LDG e COKE previste a progetto.

I quantitativi sopra indicati sono da intendersi come ugualmente suddivisi per ciascun Turbogas.

Flussi di materia ed energia associati

Ingresso:

- Gas AFO;
- Gas COKE;
- Gas LDG;
- Gas Naturale;

Uscita:

- Energia Elettrica;
- Condense gas inviate all'impianto trattamento acque processo (Fase 6);
- Fumi ad Elevata Temperatura.

La seguente Tabella riassume i flussi di materia ed energia della Fase 2. Con riferimento alla Fase 2 possono essere prodotti i rifiuti indicati in Scheda B.11.1, oltre a quelli indicati nella seguente Tabella.

Tabella 9 – Flussi di materia ed energia della Fase 2

Flussi di Materia							
Ingresso	U.d.M.	Quantità 2016	Capacità Produttiva	Uscita	U.d.M.	Quantità 2016	Capacità Produttiva
gas AFO*	kNm³	5.150.539	10.816.131,9	Fumi di combustione	KNm3	n.d	n.d
gas Coke*	kNm³	299.865	629.716,5	CO	t	n.d	n.d
gas LDG*	kNm³	18.319	38.469,9	NOx	t	n.d	n.d
gas naturale*	kSm³	364.533	765.519,3	SO2	t	n.d	n.d
Anticorrosivo torri	t	3,82	8,02	Polveri	t	n.d	n.d
Ipoclorito di sodio al 14-15%	t	56,47	118,59	Acque di processo	m3	204,109	306,16
Biocida	t	9	18,9				

Note:
*I dati relativi al consumo di gas siderurgici e di gas naturale si riferiscono al valore complessivo CET2+CET3 in accordo con quanto riportato nel quadro B1.1 e B1.2 della Scheda B.

Flussi di Energia

Ingresso	U.d.M.	Quantità 2016	Capacità Produttiva	Uscita	U.d.M.	Quantità 2016	Capacità Produttiva
Energia di combustione	MWht	n.d. ⁽¹⁾	n.d. ⁽²⁾	Fumi ad elevata temperatura Energia Elettrica	MWht MWhe	n.d. 2.251.637,4	n.d. 3.377.456
Note: (1) Si veda il quadro B 5.1 della scheda B che i combustibili utilizzati da CET2-CET3 complessivamente. Non è disponibili il dato disaggregato per fasi. (2) Si veda il quadro B 5.2 della scheda B che i combustibili utilizzati da CET2-CET3 complessivamente. Non è disponibili il dato disaggregato per fasi.							

Rifiuti prodotti	U.d.M.	Quantità 2005	Capacità Produttiva
Nessun rifiuto specifico direttamente associabile a questa fase	-	-	-

Tempi di avvio e arresto e periodicità di funzionamento

In linea di principio Fase 2 Turbina a Gas, compressore centrifugo e Turboalternatore funziona in continuo in condizioni normali 24/24 h e 365 giorni all'anno, ad esclusione dei periodi di manutenzione.

Per quanto riguarda l'analisi dei tempi di avvio e di arresto di faccia riferimento a quanto descritto a livello complessivo per CET2 e CET3 nel successivo Paragrafo 5.

Tipologia di sostanze inquinanti

Le emissioni del turbogas sono caratterizzate dalla presenza delle seguenti sostanze inquinanti:

- Ossidi di azoto (NOx);
- Monossido di carbonio (CO);
- Anidride carbonica (CO₂);
- Ossidi di zolfo (SO₂);
- Polveri.

Le emissioni in atmosfera, ad esclusione della CO₂ che viene calcolata con apposite procedure come da Direttiva Emission Trading, sono controllate in continuo tramite un Sistema di Monitoraggio delle Emissioni (SME), costituito da un hardware - software di misura, acquisizione, trasmissione, supervisione, trattamento, memorizzazione e validazione dei dati.

Sistemi di regolazione e controllo

I turbogas sono protetti con:

- Valvole di blocco automatiche installate su ogni tubazione di alimentazione dei combustibili (AFO, COKE, LDG, Gas Naturale);
- Nella zona turbogas è presente un sistema di rilevazione di ossido di carbonio e CH₄ per ogni modulo; in caso di necessità viene allertata la Sala Controllo con un allarme ottico e acustico con evidenziazione della zona interessata;

3.1.3. .Fase 3: Generatori di Vapore a Recupero GVR

Modalità di funzionamento

La caldaia è del tipo orizzontale, produce vapore su tre livelli di pressione (alta, media e bassa) di cui il terzo livello serve a produrre vapore di degasaggio.

Una parte del Gas LDG trattato dagli elettrofiltri e del Gas AFO prelevato direttamente dal collettore in ingresso in centrale viene inviata alla postcombustione della caldaia a recupero.

Il sistema di bruciatori di caldaia consente di utilizzare Gas AFO, LDG o una miscela dei due. La stabilità della fiamma è assicurata da bruciatori piloti a Gas Naturale.

Flussi di materia ed energia associati

Ingresso

- Fumi ad elevata temperatura;
- Acqua Demineralizzata;
- Chemicals;
- Gas AFO (postcombustore);
- Gas LDG (postcombustore);
- Gas Naturale (postcombustore);

Uscita

- Vapore;
- Fumi esausti.

La seguente Tabella riassume i flussi di materia ed energia della Fase 3. Con riferimento alla Fase 3 possono essere prodotti i rifiuti indicati in Scheda B.11.1, oltre a quelli indicati nella seguente Tabella.

Tabella 10 – Flussi di materia ed energia della Fase 3

Flussi di Materia							
Ingresso	U.d.M.	Quantità 2016	Capacità Produttiva	Uscita	U.d.M.	Quantità 2005	Capacità Produttiva
Fumi di combustione	KNm3	n.d	n.d	Fumi al camino	KNm3	20.688.092,4	31.032.138,6
gas AFO (postcombustore)	kNm³	n.d	n.d	Vapore	t	n.d	n.d
gas LDG (postcombustore)	kNm³	n.d	n.d	CO	t	145,8	306,3
gas naturale (postcombustore)	kSm3	n.d	n.d	NOx	t	915,6	1.922,8
Acqua DEMI	m³	n.d	n.d	SO2	t	530,7	1.114,6
NOx	t	n.d	n.d	Polveri	t	10,23	21,48
CO	t	n.d	n.d	CO2	Kt	n.d	n.d
CO2	Kt	n.d	n.d	Acque di processo	m3	n.d	n.d
SO2	t	n.d	n.d				
polveri	t	n.d	n.d				
Fosfato trisodico	t	1,9	3,99				
Deossigenante eliminox	t	11,3	23,73				
Alcalinizzante	t						

Flussi di Energia							
Ingresso	U.d.M.	Quantità 2016	Capacità Produttiva	Uscita	U.d.M.	Quantità 2016	Capacità Produttiva
Fumi ad elevata temperatura	MWht	n.d.	n.d.	Energia Termica Vapore	MWht	n.d.	n.d.
Energia termica di postcombustione	MWht	n.d.	n.d.				

Rifiuti prodotti	U.d.M.	Quantità 2005	Capacità Produttiva
Nessun rifiuto specifico direttamente associabile a questa fase	-	-	-

Tempi di avvio e arresto e periodicità di funzionamento

In linea di principio la Fase 3: Generatori di Vapore a Recupero GVR funziona in continuo in condizioni normali 24/24 h e 365 giorni all'anno, ad esclusione dei periodi di manutenzione.

Per quanto riguarda l'analisi dei tempi di avvio e di arresto di faccia riferimento a quanto descritto a livello complessivo per CET2 e CET3 nel successivo Paragrafo 5.

Tipologia di sostanze inquinanti

I medesimi inquinanti in uscita dalla Fase 2, ovvero:

- Ossidi di azoto (NO_x);
- Monossido di carbonio (CO);
- Anidride carbonica (CO₂);
- Ossidi di zolfo (SO₂);
- Polveri.

Sistemi di regolazione e controllo

Le caldaie sono protette con Valvole di blocco automatiche installate su ogni tubazione di alimentazione dei combustibili (AFO, LDG).

Nella zona caldaie sono inoltre presenti rilevatori di ossido di carbonio per ogni Modulo; in caso di necessità viene allertata la Sala Controllo con un allarme ottico e acustico con evidenziazione della zona interessata.

3.1.4. Fase 4: Turbina a Vapore - Alternatore

Modalità di funzionamento

La turbina a vapore è del tipo ad azione, con corpo combinato di AP-MP e corpo di BP con scarico verticale al condensatore del vapore prodotto.

Le caratteristiche nominali del vapore all'ammissione sono :

- Pressione 94 bar;
- Temperatura 538 °C;
- Portata 47,6 kg/s.
- La potenza sviluppata in condizioni nominali (con spillamento di 46,5 t/h di vapore allo stabilimento) è di circa 70 MWe; in caso di assenza di produzione di vapore la potenza prodotta arriva a circa 80 MWe.

Il vapore scaricato dalla turbina viene inviato al condensatore raffreddato ad acqua di mare in ciclo aperto: il condensato, tramite le pompe di estrazione, viene successivamente inviato al corpo cilindrico di bassa pressione.

La turbina a vapore, ruotante a 3.000 giri/min, è accoppiata ad un generatore elettrico a due poli con tensione nominale di 15 KV, potenza nominale 106 MVA.

Flussi di materia ed energia associati

Ingresso:

- Vapore;

Uscita:

- Vapore esausto al condensatore;
- Energia elettrica.

La seguente Tabella riassume i flussi di materia ed energia della Fase 4. Con riferimento alla Fase 4 possono essere prodotti i rifiuti indicati in Scheda B.11.1, oltre a quelli indicati nella seguente Tabella.

Tabella 11 – Flussi di materia ed energia della Fase 4

Flussi di Materia							
Ingresso	U.d.M.	Quantità 2016	Capacità Produttiva	Uscita	U.d.M.	Quantità 2016	Capacità Produttiva
Vapore	t	n.d.	n.d.	Vapore ceduto ad ARCELORMITT AL ITALIA	t	n.d	n.d

Flussi di Energia							
Ingresso	U.d.M.	Quantità 2016	Capacità Produttiva	Uscita	U.d.M.	Quantità 2016	Capacità Produttiva
Energia Termica Vapore	MWht	n.d.	n.d.	Energia Elettrica	MWhe	2.251.637	4.728.439
				Energia Termica Vapore ceduto ad ARCELORMITT AL ITALIA	MWht	616.796,29	1.295.272
				Energia Termica Vapore Esausto	MWht	n.d	n.d

Rifiuti prodotti	U.d.M.	Quantità 2016	Capacità Produttiva
Nessun rifiuto specifico direttamente associabile a questa fase	-	-	-

Tempi di avvio e arresto e periodicità di funzionamento

In linea di principio la Fase 4: Turbina a Vapore - Alternatore funziona in continuo in condizioni normali 24/24 h e 365 giorni all'anno, ad esclusione dei periodi di manutenzione.

Per quanto riguarda l'analisi dei tempi di avvio e di arresto di faccia riferimento a quanto descritto a livello complessivo per CET2 e CET3 nel successivo Paragrafo 5.

Sistemi di regolazione e controllo

I cuscinetti ed il cassone olio sono protetti contro le sovratemperature con impianto antincendio automatico fisso ad acqua frazionata con scatto attivato da elementi termosensibili.

3.1.5. Fase 5: Condensatore ad acqua di mareModalità di funzionamento

I condensatori sono del tipo ad acqua. In particolare viene utilizzata acqua di mare, prelevata da un canale attraverso una stazione di pompaggio posta all'interno dello stabilimento siderurgico.

Flussi di materia ed energia associati

Ingresso:

- Vapore esausto;
- Acqua di mare;

Uscita:

- Condensa vapore;
- Acqua di mare.

La seguente Tabella riassume i flussi di materia ed energia della Fase 5. Con riferimento alla Fase 5

Tabella 12 – Flussi di materia ed energia della Fase 5

Flussi di Materia							
Ingresso	U.d.M.	Quantità 2016	Capacità Produttiva	Uscita	U.d.M.	Quantità 2016	Capacità Produttiva
Vapore esausto	t	n.d.	n.d.	Condensa	m3	n.d.	n.d.
Acqua di mare	m3	283.696.587	595,762,832.7	Acqua di mare	m3	283.696.587	595,762,832.7

Flussi di Energia							
Ingresso	U.d.M.	Quantità 2016	Capacità Produttiva	Uscita	U.d.M.	Quantità 2016	Capacità Produttiva
Energia Termica Vapore Esausto	MWht	n.d.	n.d.	Energia Termica Acqua di mare	MWht	2.639.037,74	5.541.979,262 (*)

Rifiuti prodotti	U.d.M.	Quantità 2016	Capacità Produttiva
Nessun rifiuto specifico direttamente associabile a questa fase	-	-	-

Possono essere prodotti i rifiuti indicati in Scheda B.11.1, oltre a quelli indicati nella seguente Tabella.

(*) *Valore stimato con i valori tipici della capacità di raffreddamento del condensatore*

Parte dell'acqua di mare fornita dalle condutture di ARCELORMITTAL ITALIA viene utilizzata per la condensazione del vapore e per il raffreddamento degli impianti ausiliari.

Tempi di avvio e arresto e periodicità di funzionamento

I condensatori ad acqua di mare funzionano in continuo in condizioni normali 24/24 h e 365 giorni all'anno, ad esclusione dei periodi di manutenzione.

3.1.6. Fase 6: Trattamento acque di Processo

Modalità di funzionamento

L'impianto di trattamento delle acque di processo ha lo scopo di abbattere il carico inquinante contenuto nelle varie acque prodotte dalla centrale.

Tali acque provengono principalmente dal sistema di trattamento dei gas (acque di lavaggio degli elettrofiltri LDG e finali, e dei decatramatori), dai separatori di condensato che si trovano tra le fasi di compressione, dalle linee e guardie idrauliche, dai diversi spurghi, **delle condense della CET2, dalla Messa in Sicurezza Operativa, e alle condense dall'impianto di cokeria.** L'impianto è diviso in tre fasi di trattamento, in funzione del tipo e della quantità di inquinanti contenuti nelle acque da trattare:

1° Fase: Pretrattamento delle acque provenienti dalle condense dei compressori, dalle condense di linea e delle guardie idrauliche per separare il catrame, la naftalina e gli idrocarburi leggeri, **delle condense della CET2 e dall'Impianto MISO.**

2° Fase: Trattamento chimico-fisico delle acque provenienti dal pretrattamento e dai lavaggi e di quelle provenienti dal ciclo termico per abbattere le specie chimiche indesiderate, in particolare idrogeno solforato ed acido cianidrico, mediante:

- Equalizzazione (con cloruro ferrico e soda);
- Neutralizzazione (con soda);
- Flocculazione (con polielettrolita anionico);
- Decantazione + ispessimento fanghi (con polielettrolita cationico) + disidratazione fanghi;
- Ossidazione (con acqua ossigenata).

3° Fase: Trattamento fisico delle acque eccedenti l'utilizzo interno per abbattere le specie chimiche non eliminate dal trattamento chimico, in particolare ammoniacale, gas incondensabili ed idrocarburi, mediante:

- Chiarificazione con filtri a sabbia;
- Strippaggio con vapore + incenerimento in torcia dei gas;
- Filtrazione a carboni attivi.

Per ulteriori informazioni si rimanda all'allegato B.27 del documento "Domanda di Autorizzazione Integrata Ambientale".

Flussi di materia ed energia associati

Ingresso:

- Acque di processo;
- *Chemicals* (cloruro ferrico, soda, polielettrolita anionico, polielettrolita cationico, acqua ossigenata);
- Vapore;
- Aria Compressa;

Uscita:

- Rifiuti prodotti (catrame, fanghi, carboni attivi esausti);
- Acqua depurata (a scarico o riutilizzo)

La seguente Tabella riassume i flussi di materia ed energia della Fase 6. Con riferimento alla Fase 6 possono essere prodotti i rifiuti indicati in Scheda B.11.1, oltre a quelli indicati nella seguente Tabella.

Tabella 13 – Flussi di materia ed energia della Fase 6

Flussi di Materia							
Ingresso	U.d.M.	Quantità 2016	Capacità Produttiva	Uscita	U.d.M.	Quantità 2016	Capacità Produttiva
Acque di processo	m3	204.109	461.478,9	Acqua trattata	m3	204.109	461.478,9
Vapore	t	n.d.	n.d.				
Aria compressa	n.d.	n.d.	n.d.				
Acqua ossigenata	t	124,19	271,67				
Cloruro ferrico	t	84	183,75				
Polielettrolita anionico	t	1,13	2,47				
Polielettrolita cationico	t	0,42	0,92				

Disperdente / Antincrostante colonna strippaggio	t	4,55	9,96				
Soda caustica	t	233,54	243,27				
Carboni Attivi	n.d.	n.d.	n.d.				
Antischiuma	t	0,04	0,08				

Flussi di Energia							
Ingresso	U.d.M.	Quantità 2016	Capacità Produttiva	Uscita	U.d.M.	Quantità 2016	Capacità Produttiva
Consumi elettrici	KW	n.d.	n.d.	-	-	-	-

Rifiuti prodotti			U.d.M.	Quantità 2016	Capacità Produttiva
CER 100121: fanghi prodotti dal trattamento in loco degli effluenti, diversi da quelli di cui alla voce 10 01 20			t	111,92	115,88
CER 161002: rifiuti liquidi acquosi, diversi da quelli di cui alla voce 16 10 01			t	10.265,84	4448
CER 191308: rifiuti liquidi acquosi e rifiuti concentrati acquosi prodotti dalle operazioni di risanamento delle acque di falda, diversi da quelli di cui alla voce 19 13 07			t	1.276,36	0

Possono essere prodotti i rifiuti indicati in Scheda C.11.1, oltre a quelli indicati in Tabella.

Tempi di avvio e arresto e periodicità di funzionamento

L'impianto di depurazione funziona in continuo in condizioni normali 24/24 h e 365 giorni all'anno, ad esclusione dei periodi di manutenzione.

3.1.7. Ausiliari

I sistemi ausiliari, comuni ai tre Moduli, sono costituiti essenzialmente da:

- Sistema di automazione e controllo di tipo distribuito a microprocessori (DCS).
- Due sottostazioni elettriche di cui una a 220 KV per l'interconnessione con la rete interna e nazionale ed una a 66 KV per la connessione con la rete elettrica di stabilimento;
- Sistemi distribuzione acqua mare, acqua industriale, acqua demi ed altri fluidi ausiliari;
- Sistema antincendio;
- Sistema raffreddamento a ciclo chiuso;
- Sistema raffreddamento su torri evaporative ad acqua di mare;

Tipologia di sostanze inquinanti

- Nei trasformatori indicati nella seguente Tabella è presente olio minerale dielettrico (esente da PCB e classificato non infiammabile).

Tabella 14 – Trasformatori in cui è presente olio minerale dielettrico, esente da PCB

SIGLA TRASFORMATORE			CONTENUTO OLIO / UBICAZIONE	
T10	150 MVA	15/66/220 kV	85000 Kg	esterno all'edificio
T40	137MVA	15/220 kV	45000 Kg	esterno all'edificio
T70	33 MVA	66/10 kV	10500 Kg	esterno all'edificio
T20	150 MVA	15/66/220 kV	85000 Kg	esterno all'edificio
T50	137MVA	15/220 kV	45000 Kg	esterno all'edificio
T80	33 MVA	66/10 kV	10500 Kg	esterno all'edificio
T30	150 MVA	15/66/220 kV	85000 Kg	esterno all'edificio
T60	137MVA	15/220 kV	45000 Kg	esterno all'edificio
T90	33 MVA	66/10 kV	10500 Kg	esterno all'edificio
TRAS	16 MVA	10/2,6/2,6 kV	6800 Kg	esterno all'edificio

Generatori di emergenza (Impianto Tecnicamente Connesso)

La Centrale CET3 è supportata dalla presenza di un gruppo per la produzione di energia elettrica sussidiaria, alimentato a gasolio. Il motore del gruppo viene alimentato direttamente per caduta da un serbatoio in acciaio installato all'esterno del locale su una parete contigua dotato di bacino di contenimento idoneo a contenere tutta la capacità del serbatoio, per confinare eventuali fuoriuscite accidentali. Il gruppo elettrogeno è installato in apposito locale con accesso esclusivamente dall'esterno, al piano terra dell'edificio di controllo CET3.

4. Aspetti ambientali, emissioni in aria e scarichi idrici (CET2 – CET3)

4.1. Emissioni in atmosfera

4.1.1. Emissioni in atmosfera di tipo convogliato

Le emissioni in atmosfera di tipo convogliato prodotte dalla Centrale (composta da CET2 e CET3) hanno origine dalla combustione di gas di processo da impianti siderurgici dello stabilimento ARCELORMITTAL ITALIA:

- Gas COKE proveniente dal processo di produzione Coke;
- Gas AFO proveniente processo di produzione ghisa;
- Gas LDG proveniente processo di affinazione della ghisa;

e dal combustibile commerciale:

- Gas Naturale.

IMPIANTO CET2

La Centrale CET2 si compone di tre unità Monoblocco convenzionali, ognuno dotata di un proprio camino in cui vengono convogliati i fumi provenienti dalla caldaia.

A partire dall'avvio della centrale sono sempre stati utilizzati i combustibili sopra indicati, a meno del gas LDG che è stato introdotto a partire dal 1980.

Nel periodo 1999-2001 è stato realizzato un importante intervento di adeguamento per ridurre le emissioni inquinanti, che ha comportato l'installazione, in ogni caldaia, di bruciatori di nuova concezione a bassa produzione di NOx che permettono inoltre l'utilizzo di Gas Naturale ai bruciatori.

Le emissioni in atmosfera, ad esclusione della CO₂ che viene calcolata con apposite procedure come da Direttiva Emission Trading, sono controllate in continuo tramite un Sistema di Monitoraggio delle Emissioni (SME), costituito da un hardware - software di misura, acquisizione, trasmissione, supervisione, trattamento, memorizzazione e validazione dei dati.

IMPIANTO CET3

Le emissioni in atmosfera prodotte dalla Centrale CET3 hanno origine dalla combustione di gas prodotti da processi siderurgici (COKE, AFO, LDG) e di Gas Naturale nei tre turbogas; i gas AFO, LDG e Gas Naturale (per alimentazione fiamme pilota) possono essere utilizzati anche nei tre bruciatori di post-combustione di cui sono dotati i generatori di vapore a recupero.

I Gas che pervengono alla Centrale CET3 (AFO, COKE, LDG) dagli impianti siderurgici, prima della loro immissione in turbina, passano attraverso un impianto di trattamento dei gas al fine di rendere le caratteristiche del gas conforme ai limiti di accettabilità del sistema di combustione delle turbine stesse per evitare danneggiamenti.

Le emissioni prodotte dalla Centrale CET3 vengono convogliate in atmosfera attraverso tre camini.

Emissioni in atmosfera in relazione ai mix di combustibili utilizzati

Come evidenziato nell'introduzione del presente documento la Centrale è alimentata da una miscela di Gas Siderurgici, denominati Gas AFO (gas da altoforno, ricavato durante la produzione di ghisa), Gas COKE (gas di cokeria, ricavato nei forni per coke metallurgico) e Gas LDG (gas d'acciaieria, proveniente dai convertitori LD da acciaieria), con aggiunta di Gas Naturale.

La miscela così composta è molto variabile nell'arco dell'anno in termini di portata, pressione, temperatura, potere calorifico e composizione dei Gas siderurgici.

Di seguito si riportano, in forma tabellare, per ogni gas la composizione media nei componenti principali e il corrispondente PCI, misurato nell'anno 2016.

Tabella 14 – Composizione chimica Gas AFO, LDG (anno 2016)**CET 2 AFO+LDG**

Componente	Media
Idrogeno (%vol)	3,3281
Anidride Carbonica (%vol)	20,9411
Azoto (%vol)	46,6134
Ossido di Carbonio (%vol)	28,5629
Ossigeno (%vol)	0,5546
PCI Gas AFO+LDG (kcal/Nm3)	947,666

CET 2 COKE

Componente	Media
Benzene (%vol)	0,6105
Ossigeno (%vol)	0,9869
Azoto (%vol)	6,9518
Monossido di Carbonio (%vol)	4,6582
Acetilene (%vol)	0,0917
Propano (%vol)	0,1280
Propilene (%vol)	0,1029
Iso Butano (%vol)	0,0119
Norm. Butano (%vol)	0,0208
Metano (%vol)	26,1139
Anidride Carbonica (%vol)	1,0376
Etilene (%vol)	1,7179
Etano (%vol)	0,8466
Idrogeno (%vol)	56,7213
PCI Gas COKE (kcal/Nm3)	4483,842

Tabella 15 – Composizione chimica Gas COKE (anno 2016)**CET 3 AFO**

Componente	Media
Idrogeno (%vol)	3,7022
Anidride Carbonica (%vol)	21,7048
Azoto (%vol)	47,2662
Ossido di Carbonio (%vol)	26,7127
Ossigeno (%vol)	0,6141
PCI Gas AFO (kcal/Nm3)	877,628

CET 3 COKE

Componente	Media
Benzene (%vol)	0,6513
Ossigeno (%vol)	0,9694
Azoto (%vol)	6,1305
Monossido di Carbonio (%vol)	5,0861
Acetilene (%vol)	0,1089
Propano (%vol)	0,0439
Propilene (%vol)	0,1041
Iso Butano (%vol)	0,0097
Norm. Butano (%vol)	0,0078
Metano (%vol)	23,7439
Anidride Carbonica (%vol)	0,8483
Etilene (%vol)	1,8455
Etano (%vol)	0,4691
Idrogeno (%vol)	59,9815
PCI Gas COKE (kcal/Nm3)	4209,548

CET 3 LDG

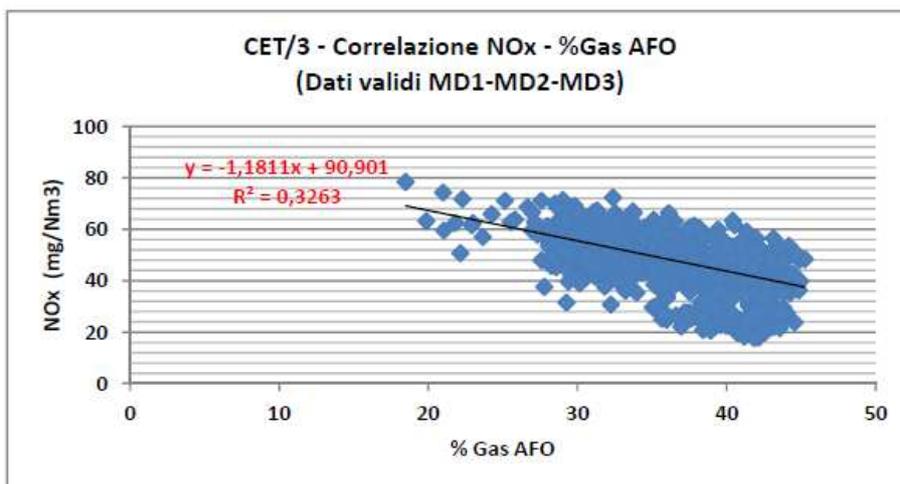
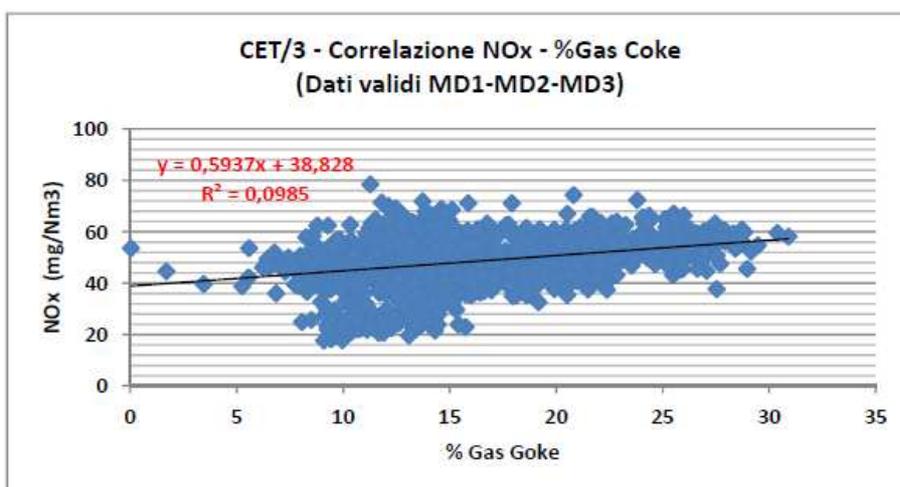
Componente	Media
Idrogeno (%vol)	0,9153
Anidride Carbonica (%vol)	17,1279
Azoto (%vol)	30,3075
Ossido di Carbonio (%vol)	51,1191
Ossigeno (%vol)	0,5302
PCI Gas LDG (kcal/Nm3)	1519,175

Le analisi sulla composizione dei gas siderurgici, provenienti da ARCELOMITTAL ITALIA ed impiegati nel ciclo produttivo di ArceloMittal Italy Energy, vengono eseguite in continuo mediante gascromatografo. I gas provenienti dallo stabilimento ARCELOMITTAL ITALIA non hanno una composizione costante a causa della variabilità delle condizioni di processo siderurgico da cui sono originati.

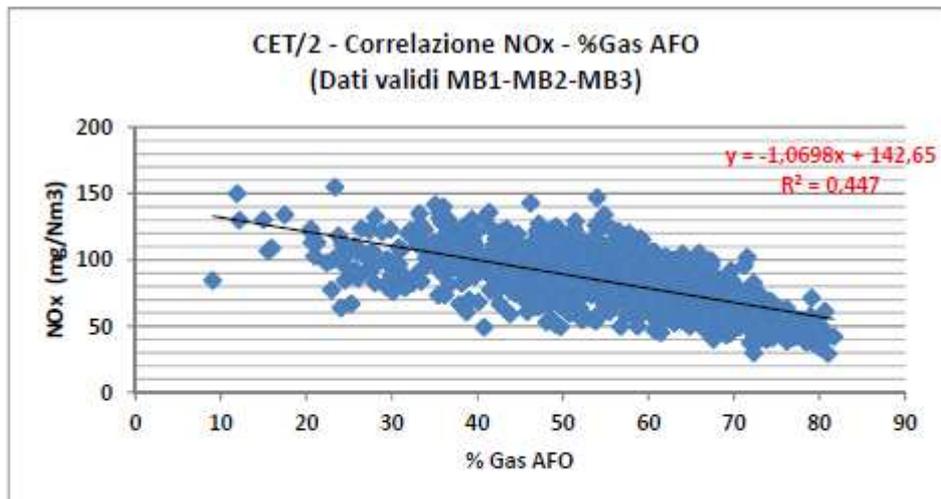
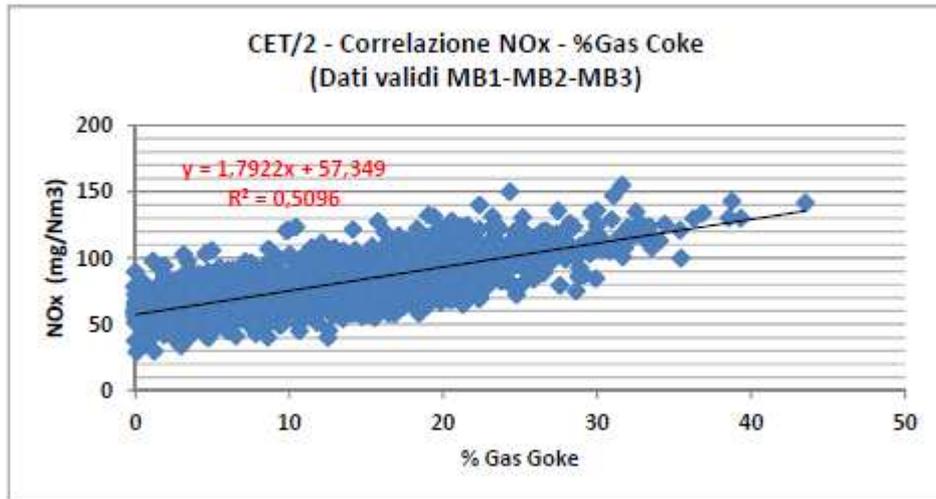
Andamento delle emissioni storiche in funzione del mix di combustibile utilizzato

Nei grafici seguenti si riportano, per il periodo gennaio 2016-agosto 2017, le correlazioni esistenti tra l'NOx e la percentuale di gas AFO e COKE nella miscela dei combustibili.

CET/3



CET/2



4.1.2. Emissioni in atmosfera di tipo diffuso e fuggitivo

Le emissioni fuggitive sono monitorate annualmente in accordo alla Norma USEPA Method 21 così come prescritto nell'attuale AIA

Non sono presenti emissioni di tipo diffuso.

4.2. Scarichi idrici

La centrale utilizza varie tipologie di acqua fornita direttamente dallo stabilimento ARCELORMITTAL ITALIA, sulla base del contratto di reciproca somministrazione esistente tra le società: acqua di mare prelevata dal Mar Piccolo, acqua demineralizzata, acqua industriale, acqua potabile.

Centrale CET2

La Centrale CET2 ha due punti di scarico: uno nel Canale ASI 1 ed un altro nel CANALE ASI 2.

CANALE DI SCARICO ASI 1. Le acque della Centrale CET2 che confluiscono nel Canale di Scarico ASI 1 sono le acque provenienti dalla vasca di decantazione e disoleazione "**VASCA ACQUE DI PROCESSO lato agglomerato ARCELORMITTAL ITALIA**", che raccoglie le acque di blow-down caldaia, gli spurghi continui, reintegro circuiti di raffreddamento, campionamento acque caldaie, le acque industriali utilizzate per il lavaggio degli ambienti interni ed esterni e quelle dell'impianto antincendio – denominata **AL1** Nello stesso canale scarica la vasca di prima pioggia "**VASCA ACQUE METEORICHE lato agglomerato ARCELORMITTAL ITALIA**"; denominato **MN1**.

CANALE DI SCARICO ASI 2. Le acque della Centrale CET2 che confluiscono nel Canale di Scarico ASI 2 sono:

- Le acque di prima pioggia, attraverso la "**VASCA ACQUE METEORICHE lato parco olio combustibile**"; denominato **MN2**.
- È presente un'ulteriore vasca "**VASCA ACQUE DI PROCESSO lato parco olio combustibile**"; denominato **AL2**, attualmente non attiva.

Lo scarico delle vasche avviene in modo manuale.

Restituzione acqua di mare di raffreddamento CET2 ad ARCELORMITTAL ITALIA

- **L' acqua di mare di CET2** (AMC – acque di mare calde), utilizzata per il raffreddamento dei tre condensatori a doppia sezione, viene restituita nel II° SALTO B di ARCELORMITTAL ITALIA come previsto contrattualmente; denominato **AR2**.

Esiste un punto di analisi all'interno dell'impianto ArcelorMittal Italy Energy (punto di campionamento PA3-2 AR2) prima del passaggio delle acque ad ARCELORMITTAL ITALIA presso il II° SALTO B, dove con frequenza settimanale viene eseguita una analisi dei parametri più significativi.

CENTRALE CET3

La Centrale CET3 è dotata di un impianto di trattamento acque di processo, in cui confluiscono:

- Le acque derivanti dal trattamento dei gas siderurgici (lavaggio dei decatramatori e degli elettrofiltri del gas LDG, lavaggio degli elettrofiltri finali e dei filtri del gas COKE, guardie idrauliche);
- Le condense linee gas;
- Le acque raccolte nella "vasca bassa conducibilità",.

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

- Equalizzazione (con cloruro ferrico e soda);
- Neutralizzazione (con soda);
- Flocculazione (con polielettrolita anionico);
- Decantazione + ispessimento fanghi (con polielettrolita cationico)+ disidratazione fanghi;
- Ossidazione (con acqua ossigenata);
- Chiarificazione con filtri a sabbia;
- Strippaggio con vapore + incenerimento in torcia dei gas;
- Filtrazione a carboni attivi.

Nella quasi totalità, la portata di acqua dell'impianto di trattamento affluisce al serbatoio di accumulo "AD106" e viene riutilizzata, in ciclo chiuso, per il trattamento dei gas e il reintegro delle guardie idrauliche, al fine di realizzare un risparmio idrico. La parte in surplus affluisce ad una vasca di processo **AL3** che raccoglie, anche, le restanti acque di processo. La Centrale CET3 ha un punto di scarico nel CANALE ASI 2,

CANALE ASI 2. Lo scarico nel canale N. 2 della Centrale CET3, denominato **AL3, proviene dalla "vasca di processo"** prima descritta; in corrispondenza dell'uscita della vasca è attivo un punto di controllo con misuratori in continuo.

Tale vasca raccoglie:

- Le acque reflue provenienti dall'impianto di trattamento;

- Le acque oleose provenienti da due vasche di accumulo, in cui confluiscono le acque raccolte nei bacini dei trasformatori e le acque provenienti dal lavaggio dei pavimenti;
- Le acque ad alta conducibilità provenienti da blow-down di caldaia, casse spurghi caldaie e casse spurghi turbine; tali acque provengono da una vasca di “neutralizzazione acque ad alta conducibilità”.

Nello stesso canale ASI vengono scaricate:

- Le acque sanitarie provenienti dal trattamento effettuato in un “idrodepuratore” denominato AN1 attualmente non attivo (monoblocco depurativo Imhoff con ossigenazione forzata);
- Le acque piovane raccolte ed inviate alla “VASCA ACQUE METEORICHE” già segnalate tra gli scarichi di CET2 denominato MN2.

Sugli scarichi idrici vengono eseguiti controlli periodici, con frequenza variabile a seconda dell’importanza degli scarichi stessi ai fini dell’impatto ambientale.

Per quanto riguarda i potenziali impatti ambientali di tali scarichi si rimanda all'allegato D7 (“Identificazione e quantificazione degli effetti delle emissioni in acqua e confronto con SQA”).

Restituzione acqua di mare di raffreddamento CET3 ad ARCELORMITTAL ITALIA

L’ acqua di mare di raffreddamento dell’impianto CET3, prelevata in corrispondenza della sala pompe del I SALTO A e/o del I° SALTO B, viene restituita nel II° SALTO C di ARCELORMITTAL ITALIA come previsto contrattualmente; denominato **AR1**

Esiste un punto di analisi all'interno dell’impianto ArcelorMittal Italy Energy (punto di campionamento PA3-3 AR1 prima del passaggio delle acque ad ARCELORMITTAL ITALIA al II° SALTO C).

5. Attività manutentive, condizioni di avviamento, transitorio e malfunzionamenti

Nella tabella seguente sono riportati il numero di avviamenti a caldo e a freddo registrati nel triennio 2015-2017.

Tabella 16– Avvii a freddo e a caldo del triennio 2015/2017 (CET2-CET3)

Anno	CET 2 (n. fermate)						CET 3 (n. fermate)					
	MB1		MB2		MB3		Modulo 1		Modulo 2		Modulo 3	
	a caldo	a freddo	A caldo	a freddo	a caldo	a freddo	a caldo	a freddo	a caldo	a freddo	a caldo	a freddo
2015	7	3	5	4	1	1	0	2	4	12	2	14
2016	9	12	2	4	1	3	3	6	2	5	5	11
2017	1	2	3	4	1	5	3	6	2	7	1	4

La durata delle operazioni di avviamento sino al raggiungimento del pieno carico, è pari a:

- Per la Centrale CET2 a circa
 - 5 ore in caso di avvio a caldo;
 - 10 ore in caso di avvio a freddo;
- Per la Centrale CET3 a circa:
 - 3 ore in caso di avvio a caldo;
 - 6 ore in caso di avvio a freddo.

Si segnala che a seguito di revisioni generali di manutenzione e/o manutenzioni specifiche, i tempi di avviamento a freddo possono essere di durata maggiore in funzione delle attività eseguite.

Si precisa che per durata di avviamento si intende:

- Per CET2: dall'accensione del primo bruciatore a gas sino al raggiungimento del minimo tecnico;
- Per CET3: dall'accensione della Turbina a Gas sino al raggiungimento del minimo tecnico.

CET 3: AVVIAMENTO di MODULO

La turbina a gas durante la fase di avviamento sino a circa 60 MW è alimentata solo con combustibile naturale (100% metano). Successivamente ha inizio la fase di trasferimento del combustibile di alimentazione alla turbina a gas, che vede ridurre la frazione di metano ed aumentare in proporzione quella da combustibile siderurgico elaborata dal compressore centrifugo.

Si specifica inoltre che durante le fasi di avviamento i fumi transitano sul camino di by-pass solo nella fase dall' accensione della fiamma al raggiungimento della velocità di sincronizzazione con la rete elettrica. Successivamente, i fumi vengono progressivamente convogliati al generatore di vapore a recupero per la pressurizzazione del ciclo vapore agendo sulla modulazione del diverter.

CET 3: FERMATA di MODULO

La turbina a gas, durante la fase di fermata pilotata, aumenta la frazione di combustibile naturale di alimentazione fino al fuori parallelo della turbina a gas.

CET 2: AVVIAMENTO di MONOBLOCCO

L'avviamento del Monoblocco avviene a solo gas naturale. Una volta raggiunta la stabilità di marcia della caldaia, si verificano le condizioni per l'accensione dei bruciatori a gas siderurgici.

CET 2: FERMATA di MONOBLOCCO

La fase di fermata di un Monoblocco prevede, prima dello spegnimento dei bruciatori a gas siderurgici: Successivamente, si spengono i bruciatori a metano riducendo ulteriormente il carico fino alla fase di fuori parallelo e quindi spegnimento completo della caldaia.

Si precisa che il sistema di monitoraggio emissioni ai camini (SME) sia in CET3 che in CET2 è attivo in tutte le fasi di marcia registrando, elaborando e archiviando tutti i parametri monitorati, tra cui lo stato impianto, prescindendo dal superamento o meno del minimo tecnico,

Pertanto il sistema archivia anche le fasi di avviamento/fermata/blocco sia come emissioni che altri parametri tra cui la durata reale dell'evento; per ulteriori dettagli si rimanda al manuale dello SME.

5.1. Attività di manutenzione

L'attuale sistema di manutenzione della Centrale ArcelorMittal Italy Energy di Taranto è frutto di più di trent'anni di esperienza manutentiva applicata ai vari impianti, inseriti in un complesso contesto qual è lo Stabilimento Siderurgico ArcelorMittal Italia di Taranto.

- Le centrali CET3 e CET2 sono manutenzionate direttamente dai reparti di manutenzione di Arcelor Mittal Italy Energy, mediante l'utilizzo di dipendenti e contratti d'appalto con imprese terze;

Inoltre, in considerazione del fatto che lo Stabilimento ArcelorMittal Italy Energy di Taranto è soggetto al D.Lgs. 105/15 concernente gli impianti a rischio di incidente rilevante, le attività di manutenzione sono condotte in considerazione di quanto prescritto dai costruttori e dalle norme di legge e tecniche applicabili.

Essenzialmente il piano lavori di manutenzione si basa su:

- Piani di lavoro periodici in fermata programmata;
- Piani di lubrificazione delle macchine;
- Piani di ispezione e minuto mantenimento;
- Lavori svincolati dalle fermate programmate.

A questi si aggiungono le attività derivanti da segnalazione di anomalie e/o pronti interventi, prevalentemente da parte dell'esercizio mediante apposito registro.