



**Autorizzazione Integrata Ambientale
Centrale di Tavazzano Montanaso**

Marzo 2008

Allegato 27.1 delle integrazioni

Scheda B.18
Relazione tecnica dei processi produttivi

B.18 RELAZIONE TECNICA DEI PROCESSI PRODUTTIVI

1	DESCRIZIONE DEL SITO PRODUTTIVO	1
2	DESCRIZIONE TECNICA DEL CICLO PRODUTTIVO.....	3
2.1	Moduli a Ciclo Combinato (5 – 6)	3
2.2	Unità Termoelettriche tradizionali	4
2.2.1	Combustibili: rifornimento, movimentazione e stoccaggio	5
2.2.2	Deposito degli oli combustibili	5
2.2.3	Combustione e trattamento fumi.....	6
2.2.4	Ciclo delle acque.....	7
2.2.5	Raffreddamento macchinari.....	7
2.2.6	Gestione dei reflui idrici (raccolta, trattamento e restituzione delle acque)	8
2.2.7	Scarico acque di raffreddamento.....	8
2.2.8	Manutenzione.....	9
2.2.9	Sistemi di monitoraggio e controllo.....	9
3	DATI TECNICI DEL CICLO PRODUTTIVO	10
4	SISTEMI DI IMPIANTO AUSILIARI	11
5	DATI QUANTITATIVI IN INGRESSO ED IN USCITA DEL CICLO PRODUTTIVO ...	11
5.1	Consumi ed emissioni di risorse idriche	11
5.2	Emissioni in atmosfera	12
5.3	Consumi di materie prime	13
5.4	Produzione di rifiuti	14
6	BLOCCHI NON PROGRAMMATI.....	16
7	MALFUNZIONAMENTI ED EVENTI INCIDENTALI.....	19

1 Descrizione del sito produttivo

La Centrale di Tavazzano e Montanaso occupa un'area di circa 70 ettari nei comuni di Montanaso Lombardo e di Tavazzano con Villanesco. Dista 25 km da Milano e 5 km da Lodi, affacciandosi

sulla Via Emilia (S.S.9) ed è in prossimità dell'autostrada A1 e del collegamento ferroviario Milano-Piacenza-Bologna.

L'impianto è dedicato alla produzione di energia elettrica ed utilizza come combustibili gas naturale ed olio combustibile denso a basso tenore di zolfo.

Il sito produttivo consta, nello stato di riferimento preso in esame, di due moduli a ciclo combinato (gruppi 5 e 6) e di una sezione termoelettrica tradizionale (sezione 8).

Dei quattro gruppi termoelettrici degli anni 50-60 (sezioni 1, 2 3 e 4), dismessi nel corso degli anni '80, è in fase di programmazione lo smantellamento e demolizione.

Negli anni '70 ebbe inizio la costruzione delle due unità 5 e 6, da 320 MW ciascuna, che entrarono in servizio negli anni 1981-1982; in seguito fu progettato il raddoppio, con la realizzazione di due ulteriori unità da 320MW (Unità 7 e 8), che entrarono in servizio negli anni 1991-92.

Nel 2002 Endesa ebbe l'autorizzazione a trasformare i gruppi 5, 6, 7 in cicli combinati da 400 MW ciascuno. Tale trasformazione prevedeva di installare, nell'area occupata dalle preesistenti caldaie, tre impianti turbogas (TG) della potenza di 250 MW ciascuno ed i relativi generatori di vapore a recupero (GVR). Il vapore prodotto utilizzando il calore residuo dei gas di scarico dei turbogas sarebbe stato utilizzato nelle preesistenti turbine a vapore delle unità convenzionali per produrre un'ulteriore aliquota di energia elettrica (pari a circa 130 MW per ciascuna unità). Successivamente, per ottimizzare i tempi di fuori servizio degli impianti da convertire, Endesa chiese l'autorizzazione ad una modifica del progetto, consistente nell'installazione dei TG e dei GVR in un'area differente da quella utilizzata dalle precedenti caldaie termiche e realizzando due Moduli a ciclo combinato: il Modulo 5, di potenza elettrica complessiva pari a circa 800 MW, costituito da due TG (TGA e TGB) e due GVR (GVRA e GVRB), con vapore confluyente nella preesistente turbina dell'Unità 5, ed il Modulo 6, di potenza elettrica complessiva pari a circa 400 MW, costituito da un TG (TGC) ed un GVR (GVRC), con vapore confluyente nella preesistente turbina a vapore dell'Unità 6. I fumi prodotti dai gruppi turbogas, dopo aver attraversato i rispettivi GVR, vengono convogliati ad una nuova ciminiera metallica tricanne, di altezza 130 m. Tale modifica fu autorizzata, con la prescrizione di fermare il gruppo 7 al rientro degli impianti sostitutivi del gruppo 6.

Dal 2002 al 2005 la centrale è stata dunque interessata dai lavori di trasformazione e di avviamento dei nuovi impianti, che sono entrati in servizio commerciale rispettivamente il 20 gennaio 2005 (Modulo 5) ed il 24 novembre 2005 (Modulo 6).

Nella configurazione a partire dal 31 dicembre 2005 la centrale è dunque così costituita:

Modulo 5 (TGA+TGB+TV5)	760 MW	Gennaio 2005
Modulo 6 (TGC+TV6)	380 MW	Novembre 2005
Unità 8	320 MW	Aprile 1992

Tale configurazione rappresenta la configurazione di riferimento "attuale" alla quale si riferiscono le modifiche oggetto della presente richiesta di Autorizzazione Integrata Ambientale.

Si osserva che, poiché tale configurazione di riferimento è di recente attivazione, alla data del presente documento non sono disponibili i dati reali riferiti ad un anno intero di funzionamento dell'impianto con i gruppi 5, 6 e 8, pertanto i dati relativi all'anno di riferimento (2006) sono stati calcolati in base al trend dei primi mesi dell'anno.

La scelta di utilizzare come configurazione di riferimento "attuale" quella riferita all'anno in corso è motivata dal fatto che nessuno degli ultimi 3 anni di funzionamento ha visto in attività solamente i gruppi 5, 6 e 8, perciò il 2006 rappresenta a tutti gli effetti il primo anno significativo nel quale viene utilizzata la configurazione attualmente autorizzata.

Si ritiene comunque opportuno fornire come dati realmente misurati i dati storici relativi all'anno 2005, nel corso del quale erano in funzionamento i gruppi 5, 6, 7, 8 secondo le tempistiche precedentemente indicate.

La scheda B riporta dunque le informazioni relative alle seguenti configurazioni:

- Dati storici riferiti all'anno 2005 (reali)
- Dati alla capacità produttiva riferiti all'anno 2005 (reali)
- Dati alla capacità produttiva riferiti all'anno 2006 (desunti)

La successiva scheda C, suddivisa in una scheda C1 ed in una scheda C2 riferite alle due configurazioni intermedie di funzionamento dell'impianto, avrà dunque l'anno 2006 come situazione di riferimento "attuale".

2 Descrizione tecnica del ciclo produttivo

L'attività principale svolta nel sito è la generazione, trasformazione ed immissione in rete di energia elettrica. Come prima accennato sommariamente, il sito di Tavazzano e Montanaso è stato recentemente oggetto di una significativa trasformazione: da una situazione precedente, in cui erano installate 4 Unità in ciclo convenzionale, caratterizzate dalla presenza di caldaie a combustione, alimentabili a gas naturale o ad olio, alla realtà odierna, in cui la produzione è realizzata in quantità prevalente da impianti in ciclo combinato, caratterizzati da un maggior rendimento ed alimentati esclusivamente a gas naturale.

2.1 Moduli a Ciclo Combinato (5 – 6)

La tecnologia del ciclo combinato consiste essenzialmente nell'abbinamento di due sistemi: un ciclo turbogas ed un sistema di generazione con acqua-vapore, come schematicamente rappresentato in figura.

Il ciclo turbogas è costituito da una turbina a gas, completa di un combustore all'interno del quale avviene il processo di combustione tra il combustibile (gas naturale) ed il comburente (aria ambiente). L'energia liberata dalla combustione mette in rotazione la turbina. L'aria che partecipa alla combustione subisce inizialmente una filtrazione spinta e successivamente una compressione ad opera di un compressore assiale multistadio. Collegato all'asse del turbogas vi è un alternatore che genera energia elettrica la quale, mediante un trasformatore, è poi erogata alla rete. I fumi caldi in uscita dalla turbina a gas (a temperatura pari a circa 600°C) sono convogliati in un generatore di

vapore a recupero, che trasforma l'acqua in esso circolante in vapore ad idonee condizioni di temperatura e pressione. Il vapore così prodotto è inviato in una turbina a vapore, che pone in rotazione un secondo alternatore, con ulteriore aliquota di energia elettrica prodotta.

L'utilizzo di turbine a gas accoppiate a caldaie a recupero permette di ottenere rendimenti più elevati rispetto a quelli delle Unità convenzionali (56% circa a fronte di un 39% tipico delle Unità tradizionali), in quanto parte dell'energia termica scaricata nei fumi è recuperata ed utilizzata per produrre un'ulteriore aliquota di energia elettrica. Anche l'impatto ambientale è notevolmente inferiore rispetto a quello generato dalle Unità convenzionali di pari potenza elettrica. Già il solo aumento di rendimento consente di produrre stesse quantità di energia utilizzando minori quantità di combustibile e, dunque, con minore inquinamento. Inoltre la combustione del gas naturale non dà luogo ad emissioni di ossidi di zolfo (SO₂) e di polveri filtrabili. Infine, la particolare tecnologia utilizzata nei combustori (modello DLN 2.0 di General Electric) consente di ridurre in maniera significativa la produzione degli ossidi di azoto (NO_x) rispetto a quelli generati da una caldaia tradizionale.

La configurazione specifica dell'impianto di Tavazzano e Montanaso è caratterizzata dalla presenza di due Moduli a ciclo combinato, il Modulo 5 ed il Modulo 6, che sostituiscono le precedenti Unità convenzionali 5 e 6. Il Modulo 5 è costituito da due turbogas (TG A e TG B), ognuno dei quali produce una prima aliquota di energia elettrica, con un proprio alternatore di potenza pari a 250 MWe. I gas di scarico dei turbogas sono convogliati in due generatori di vapore a recupero (GVR A e GVR B), che inviano il vapore prodotto nella preesistente turbina della "vecchia" Unità 5. Tale turbina pone in rotazione il preesistente alternatore, che produce ulteriori 260 MWe. Pertanto, in definitiva, la potenza elettrica complessivamente generata dal Modulo 5 è pari a $2 \times 250 + 260 = 760$ MWe circa, in luogo dei 320 MWe erogati dalla preesistente Unità 5.

Il Modulo 6 è, invece, costituito da un unico turbogas (TG C), che produce una prima aliquota di energia elettrica con il proprio alternatore, di potenza pari a 250 MWe. I gas di scarico del turbogas sono convogliati nel generatore di vapore a recupero GVR C, il cui vapore è inviato alla preesistente turbina dell'Unità 6, il cui alternatore produce ulteriori 130 MWe. La potenza complessiva del Modulo è, dunque, pari a $250 + 130 = 380$ MWe, in luogo dei precedenti 320 MWe erogati dalla preesistente Unità 6.

I fumi in uscita da ogni GVR sono emessi all'atmosfera dal rispettivo camino, che fa parte della ciminiera a tre canne appositamente costruita.

2.2 Unità Termoelettriche tradizionali

Gli elementi essenziali delle Unità convenzionali 7 ed 8 sono:

- **Il Generatore di vapore** è costituito da una caldaia in cui il calore prodotto dalla combustione (realizzata con gas naturale e/o olio combustibile nel rispetto dei limiti di emissione di inquinanti al camino) è trasferito all'acqua di alimento che si trasforma in vapore. Le pareti della caldaia sono costituite da pannelli di tubi percorsi dall'acqua o da vapore e all'interno di essa vi sono ulteriori scambiatori di calore a serpentina.

- **La Turbina a vapore** trasforma l'energia termica del vapore in energia meccanica, ponendo in rotazione l'alternatore. E' costituita da tre stadi di alta, media e bassa pressione, installati su un unico asse. Il vapore, dopo aver attraversato i tre stadi della turbina, è scaricato al condensatore.
- **L'Alternatore** trasforma l'energia meccanica fornita dalla turbina in energia elettrica, che viene erogata alla rete dopo che la sua tensione è stata elevata adeguatamente grazie ad un Trasformatore. L'elevazione della tensione consente di effettuare il trasporto dell'energia a grandi distanze minimizzando le perdite lungo il percorso.
- **Il Condensatore** ha la funzione di recuperare il vapore scaricato dalla turbina, condensandolo e rendendolo disponibile per un nuovo ciclo. Esso è costituito da un numero elevato di tubi attraversati dall'acqua di raffreddamento, prelevata dal canale Muzza. Il vapore scaricato dalla turbina, a contatto con tali tubi, si raffredda trasformandosi in acqua. L'acqua è prelevata da idonee pompe per tornare nel generatore di vapore e riprendere il ciclo.

2.2.1 Combustibili: rifornimento, movimentazione e stoccaggio

I combustibili utilizzati in Centrale per la produzione di energia elettrica sono il gas naturale e l'olio combustibile denso a basso tenore di zolfo. Nei cicli combinati si può usare esclusivamente gas naturale.

Nella fase iniziale di avviamento delle caldaie tradizionali, i bruciatori sono alimentati normalmente con gas naturale. Successivamente si utilizza una combinazione di gas naturale e di olio combustibile. L'accensione dei bruciatori è realizzata con dispositivi chiamati "torce pilota", alimentati a metano ed a gasolio.

L'approvvigionamento di olio combustibile avviene mediante trasporto per ferrovia (ferrocisterne) e su strada (autobotti).

L'olio combustibile è scaricato dalle autobotti e dalle ferrocisterne in aree attrezzate mediante manichette ed inviato ai serbatoi di stoccaggio utilizzando pompe. Il sistema di scarico opera a pressione atmosferica con temperature dell'olio combustibile comprese tra 40 e 60 °C.

Il gas naturale utilizzato è prelevato dalla rete di distribuzione nazionale tramite un allacciamento al metanodotto ad alta pressione. In un'area dedicata, posta in prossimità dell'ingresso del metanodotto in Centrale, la pressione del gas è ridotta a circa 10 bar; poi il combustibile è addotto tramite tubazioni aeree alle caldaie tradizionali, dove viene ulteriormente decompresso, prima di essere inviato ai bruciatori. Per i cicli turbogas invece è ridotto fino a circa 30 bar e poi inviato, sempre mediante tubazioni aeree, ai combustori delle turbine a gas.

2.2.2 Deposito degli oli combustibili

La Centrale è dotata di due depositi olio combustibile, posizionati uno a Sud e l'altro a Nord della SS 9 (Via Emilia). Nel Parco combustibili Sud si trovano le stazioni di scarico del combustibile liquido, sia di quello approvvigionato tramite ferrocisterne, provenienti dal raccordo ferroviario con le F.S., sia di quello approvvigionato con autobotti, provenienti dalla SS 9. Tramite pompe, l'olio combustibile è trasferito sia ai serbatoi dello stesso parco Sud sia a quelli del parco Nord.

Nel Parco Sud sono dislocati 3 serbatoi da 50.000 m³, dei quali solo due in servizio, ed un serbatoio da 21.000 m³ non più utilizzato da anni. Nel Parco Nord sono localizzati altri 4 serbatoi di olio combustibile da 50.000 m³ ciascuno e due serbatoi da 2000 m³ per lo stoccaggio del gasolio, di cui uno solo in esercizio. In tale area è ubicata anche la stazione di scarico delle autobotti che riforniscono il gasolio.

Ogni serbatoio per l'olio combustibile è del tipo a tetto galleggiante ed è sistemato in un proprio bacino di contenimento, destinato a contenere accidentali fuoriuscite di prodotto.

2.2.3 Combustione e trattamento fumi

Ciclo termoelettrico tradizionale: nelle Unità di produzione termoelettrica la trasformazione dell'energia chimica del combustibile in energia elettrica avviene mediante la reazione di combustione del gas naturale e dell'olio combustibile denso in una caldaia per la generazione di vapore. Il consumo di olio combustibile per la produzione di 320 MWe lordi è di circa 70 t/h mentre quello del gas naturale, per la produzione della stessa potenza, è di circa 80.000 Nmc/h.

I bruciatori per i combustibili (olio combustibile, gas naturale), sono sistemati su vari piani della caldaia.

Il processo della combustione all'interno della caldaia è regolato sia dal rapporto fra aria comburente e combustibile sia dalla temperatura.

La regolazione della miscela aria/combustibile avviene di norma automaticamente, secondo parametri definiti e con un eccesso di aria regolato in maniera tale da diminuire la formazione di incombusti senza peraltro incrementare quella degli ossidi di azoto (NO_x).

La fase di combustione è caratterizzata dai seguenti aspetti di carattere ambientale:

- prevenzione d'incidente (scoppio)
- massimizzazione dell'efficienza
- minimizzazione della produzione d'inquinanti

In merito al pericolo di formazione di miscele esplosive in caldaia o in altre parti del sistema (condotti, camini), sono adottati particolari criteri di conduzione (prolungati flussaggi di aria) nelle fasi di avviamento e riavviamento dopo fuori servizio della caldaia e sono disposti una serie di controlli e blocchi automatici per garantire che questi flussaggi siano attuati.

Anche in merito alla massimizzazione dell'efficienza, ovvero alla massima produzione di energia in rapporto al potere calorifico del combustibile, sono adottati particolari criteri di conduzione (atomizzazione del combustibile, regolazione del rapporto aria/combustibile).

La gestione delle problematiche relative alla formazione di ossidi di zolfo, ossidi di azoto, monossido di carbonio e polveri, che costituiscono i principali sottoprodotti della combustione, è affrontata attraverso provvedimenti gestionali (scelta dei combustibili), tecnici (gestione della combustione) ed impiantistici (bruciatori, elettrofiltri, ricircolo ceneri in caldaia). I fumi della combustione sono dispersi in atmosfera per mezzo di camini alti 250 metri.

Ciclo turbogas: I turbogas sono di costruzione General Electric ed utilizzano per la combustione gas naturale. Il consumo di gas naturale per la produzione di 253 MWe lordi è di circa 66.000 Nmc/h.

Per la combustione utilizzano combustori a secco (DLN 2.0), che producono bassissimi livelli di NOx (<50 mg/Nmc riferiti al 15% di O2 libero nei fumi secchi), in linea con la migliore tecnologia oggi ragionevolmente impiegabile su impianti del genere. E' prevista la sostituzione dei bruciatori DLN 2.0 con il tipo DLN 2.6 in grado di ridurre a 30 mg/Nmc la concentrazione degli NOx (rif. Prescrizione n. 8 Decreto MAP 002/2002).

La riduzione della concentrazione degli NOx prodotti è ottenuta realizzando un particolare tipo di combustione, tecnicamente denominata "premix", caratterizzata da una fiamma lunga e fredda. Tale tipo di combustione si ottiene sostanzialmente premiscelando combustibile e comburente prima dell'immissione in camera di combustione. La premiscelazione può essere effettuata solo al di sopra di una potenza minima (solitamente definita "Minimo tecnico ambientale"), in quanto ai carichi più bassi determinerebbe instabilità della fiamma. Per questo motivo nella fase di avviamento la modalità di combustione è differente ed è tecnicamente denominata "diffusion", in quanto caratterizzata dalla diffusione simultanea di combustibile e comburente in camera di combustione. In tali condizioni può essere visibile una leggera colorazione gialla dei fumi, indicativa della presenza di più elevati valori di NOx. Il passaggio dalla modalità "diffusion" alla modalità "premix", con conseguente drastica riduzione degli NOx, è automaticamente realizzato in salita di carico ad un valore di potenza elettrica erogata poco inferiore al minimo tecnico ambientale.

2.2.4 Ciclo delle acque

L'acqua utilizzata nelle diverse attività di produzione della Centrale (servizi ed esercizio) è approvvigionata dal canale Muzza.

Esclusivamente per gli usi civili (mensa e sanitari) si utilizza un pozzo di emungimento delle acque di falda profonda, per il quale è stata ottenuta concessione d'uso da parte degli Organismi competenti, per una portata pari a 6,4 l/s. L'acqua è inviata ad un'autoclave, che garantisce una pressione adeguata a tutte le utenze. Non è previsto alcun ulteriore accumulo. La potabilità è controllata periodicamente mediante analisi eseguite da un laboratorio esterno.

2.2.5 Raffreddamento macchinari

La Centrale utilizza per il ciclo di raffreddamento acqua prelevata dal canale Muzza nella misura massima di 50 m³/s.

Le portate del canale Muzza assumono valori diversi in relazione ai periodi stagionali, poiché le acque sono impegnate dagli utenti irrigui del Consorzio di Bonifica Muzza-Bassa Lodigiana, che ha compiti di gestione delle utenze del canale stesso e di regimazione delle acque.

La Centrale può disporre di 43 m³/s per tutto l'anno, elevabili a 50 m³/s da aprile a settembre.

In generale, al fine di garantire il funzionamento della Centrale, il canale Muzza è costantemente alimentato fino alla Centrale stessa. Nei periodi in cui è necessario prosciugarlo a valle della Centrale, il suo flusso è inviato al canale Belgiardino. In condizioni normali, il canale Belgiardino

scarica nel fiume Adda la portata di acqua eccedente il fabbisogno irriguo delle zone a valle, garantendo comunque un flusso minimo necessario alla sopravvivenza della fauna ittica (vedi schema in Figura).

2.2.6 Gestione dei reflui idrici (raccolta, trattamento e restituzione delle acque)

Le acque reflue di Centrale sono raccolte da un sistema di tubazioni e/o canalizzazioni atte a formare reti di raccolta distinte per tipologia di acqua; questi circuiti fanno capo all'Impianto Trattamento Acque Reflue (ITAR).

In relazione alla qualità dell'acqua raccolta è previsto un trattamento di depurazione specifica, e precisamente un trattamento per le acque inquinate da agenti chimici (Trattamento acqua acide/alcaline), un trattamento per le acque inquinabili da oli (Trattamento oleoso) ed un trattamento per i reflui biologici (Trattamento biologico).

- Per le acque acide/alcaline, derivate principalmente dal processo di demineralizzazione e dalla raccolta di acque di lavaggio dell'impianto, la depurazione avviene trasformando le sostanze disciolte e in sospensione in sostanze insolubili, mediante aggiunta di opportuni reagenti che favoriscono processi di flocculazione e di precipitazione.
- Per le acque che possono essere state a contatto con oli e per quelle meteoriche di prima pioggia raccolte nei piazzali dei parchi combustibili, la depurazione avviene mediante vasche API (che separano gli oli in superficie) e serbatoi di decantazione. L'olio recuperato è trasferito ai serbatoi di stoccaggio combustibile e l'acqua viene inviata alla sezione trattamento acque acide/alcaline o alla vasca finale.
- La sezione acque biologiche opera il trattamento delle acque sanitarie (uffici, mensa, foresteria, servizi nelle Unità) convogliate da apposita rete fognaria. Dopo il passaggio attraverso un sistema di filtrazione e triturazione delle parti grossolane, il refluo è sottoposto a trattamenti biologici di tipo aerobico, ad un trattamento di debatterizzazione a raggi ultravioletti e quindi avviato alla vasca di acque acide/alcaline.

Tutte le acque, dopo i diversi trattamenti sopra descritti, confluiscono in una vasca finale, nella quale è operato in continuo il controllo prima dello scarico di pH, temperatura, conducibilità, contenuto oli e torbidità. In ogni caso è possibile interrompere ciascun flusso alla vasca finale e riavviare il refluo a stoccaggio in opportuni serbatoi, per ulteriori controlli e trattamenti.

Sono escluse da tale passaggio le acque meteoriche cadute in aree non inquinabili e quelle di seconda pioggia del parco sud, che vengono direttamente inviate al canale Muzza o alla Roggia Marcona. Paratoie ad azionamento manuale hanno lo scopo di favorire l'intercettazione del singolo scarico a fronte di imprevedibili sversamenti o sporcamento di strade o piazzali.

In appendice è riportato lo schema a blocchi dell'impianto acque reflue.

2.2.7 Scarico acque di raffreddamento

L'acqua del canale Muzza utilizzata per il raffreddamento può configurarsi come un prelievo ed una restituzione contemporanei, a seguito dei quali l'acqua mantiene inalterate le proprie caratteristiche

chimico-fisiche, salvo un aumento di temperatura. Le Unità di produzione dispongono di opere di presa e di scarico; tutte prelevano dal canale Muzza, mentre la restituzione avviene nel canale stesso per i Moduli 5/6 e nel canale Belgiardino per le Unità 7-8.

Per caratterizzare la perturbazione termica indotta dalla Centrale nei canali Muzza e Belgiardino e nel fiume Adda, è stato ultimato nel 1998, dal Laboratorio Enel di Piacenza, uno studio basato sull'elaborazione di una cospicua serie di dati idrologici storici relativi ai corsi d'acqua citati, che ha permesso di elaborare un modello matematico per la verifica dei limiti di legge fissati dal D.Lgs. 152/99. In particolare il limite sulla temperatura dell'acqua scaricata nei canali artificiali è di 35° C, ma per quanto riguarda il fiume Adda deve anche essere assicurato il rispetto della massima differenza tra le temperature medie di qualsiasi sezione del corso d'acqua a monte ed a valle del punto di immissione, che non deve superare i 3° C e su almeno metà della sezione non deve superare 1° C. Il limite dei 35 ° C allo scarico nel canale non rappresenta, di solito, un vincolo significativo per il funzionamento della Centrale e la temperatura media annua dell'acqua a valle è di circa 18°C, con variazioni stagionali mostrate in figura (dati relativi al triennio 2000-2002). Tale figura illustra l'andamento tipico dei valori minimo e massimo della temperatura dell'acqua dei canali Muzza e Belgiardino subito a valle della restituzione da parte della Centrale. Con la linea tratteggiata si è riportata la media di tali valori per ciascun mese; con linea continua sono stati indicati i valori massimi e minimi assoluti del triennio, sempre per ciascun mese.

Il rispetto del limite sul fiume Adda comporta, viceversa, in rare condizioni di bassa portata del fiume e utilizzo prevalente del canale Belgiardino, la necessità di limitare il carico generato dalla Centrale. Il verificarsi di tali condizioni è valutato tramite controllo delle portate e delle temperature sia dei canali Muzza e Belgiardino che del fiume Adda, che attualmente sono monitorate in continuo con dati teletrasmessi in Centrale.

Un ulteriore limite, fissato dalla Convenzione con gli Enti locali del 1992, fissa in 8.5 °C il massimo incremento di temperatura fra l'acqua in ingresso e quella in uscita. Tale valore varia normalmente fra 4°C e 7,5°C in relazione alla potenza elettrica prodotta ed allo scambio termico.

Per il controllo della temperatura allo scarico sono installati appositi sistemi di monitoraggio, che consentono di intervenire in caso di necessità.

2.2.8 *Manutenzione*

Annualmente sono effettuati piani di manutenzione programmata della durata variabile da una a quattro settimane.

2.2.9 *Sistemi di monitoraggio e controllo*

Il monitoraggio e controllo delle emissioni significative è effettuato utilizzando sistemi di controllo e monitoraggio costituiti da:

- sistema di monitoraggio delle emissioni in aria (in continuo);
- rete di Rilevamento della Qualità dell'Aria;

- sistema di monitoraggio degli scarichi idrici (in continuo, attraverso ITAR) per i parametri chimici e per l'impatto termico dell'acqua di raffreddamento;
- monitoraggio dell'acqua di falda;
- campagne periodiche di rumore.

3 Dati tecnici del ciclo produttivo

Si riportano di seguito i dati fondamentali relativi all'esercizio dell'impianto allo stato attuale.

- Configurazione impianto (sito)

- Attuale (stato di riferimento) **3 moduli di produzione energia elettrica: 2 a gas in assetto di c.c. (mod. 5 e 6) e 1 a olio-gas (sez. 8)**

- Produzione attuale di energia elettrica per mod/sezione

	<u>5</u>	<u>6</u>	<u>8</u>
-Potenza termica	1400	700	800
-Potenza lorda (MW)	760	380	320
-Rendimento lordo	55,8	56	41
-Potenza al netto dei consumi interni (MW)	750	375	300
-Producibilità lorda (GWh, per 8.760 h/anno)	6657	3328	2803

- Bilancio di energia (alla capacità produttiva)

Apparecchiatura	Combustibile utilizzato	ENERGIA TERMICA		ENERGIA ELETTRICA		
		Potenza termica di combustione (MWt)	Energia prodotta (MWht)	Potenza elettrica nominale (MW)	Energia prodotta (MWh)	Quota ceduta a terzi (MWh)
Turbogas A modulo 5	Gas	700	6.132.000	380	3.328.800	3.268.900
Turbogas B modulo 5	Gas.	700	6.132.000	380	3.328.800	3.268.900
Turbogas C modulo 6	Gas	700	6.132.000	380	3.328.800	3.268.900
Caldaia gruppo 8	Gas Olio Gasolio	800	7.008.000	320	2.803.200	2.628.000
TOTALE		2.900	25.404.000	1460	12.789.600	12.434.700

- Approvvigionamento combustibile gassoso

	<u>5</u>	<u>6</u>	<u>8</u>
- combustibile	Gas naturale		
- consumo massimo di combustibile per sezione o modulo (*1000 Sm ³ /h) cond. attuali	150	75	80(*)
- tipo di rifornimento	gasdotto		
- portata/pressione disponibile	400.000 Sm³/h/75 bar		
- provenienza	da rete nazionale		

- Approvvigionamento e stoccaggio olio combustibile
 - materiale da immagazzinare **olio combustibile**
 - consumo massimo per sezione (t/h) -- -- **70(*)**
 - tipologia deposito **serbatoi cilindrici a tetto galleggiante**
 - capacità deposito situazione attuale (m³) **350.120 m³**
 - numero depositi **2**
 - modalità di rifornimento **rotaia/gomma**
 - capacità massima giornaliera di scarico **2 treni/g – 70 autobotti/g**
 - provenienza **Da raffinerie della pianura padana**

(*) Può essere utilizzato un unico combustibile o un mix di gas naturale ed olio combustibile.

4 Sistemi di impianto ausiliari

La Centrale utilizza per alimentare le proprie utenze ausiliarie un sistema di distribuzione a 6 kV, che alimenta anche livelli di tensione inferiori.

Il sistema a 6 kV è normalmente alimentato direttamente dalle sezioni stesse. Con impianto non in funzione o durante le fasi di avviamento, può essere alimentato dalla rete Terna.

I servizi privilegiati (ininterrompibili) sono anche alimentabili da un sistema di emergenza (gruppi elettrogeni, batterie ed accumulatori in corrente continua).

Altri sistemi ausiliari sono: vapore ausiliario, aria compressa e acqua antincendio e industriale.

5 Dati quantitativi in ingresso ed in uscita del ciclo produttivo

5.1 Consumi ed emissioni di risorse idriche

La tabella seguente riassume i consumi idrici relativi al funzionamento attuale del ciclo produttivo, indicandone la fonte di approvvigionamento.

Utilizzo di acqua	Fonte di approvvigionamento	Consumi (m ³ /y)
Acqua servizi/processo	per da canale	1.440.013
Acqua condensatrice	da canale	1.260.388.800
Acqua potabile	Acqua di pozzo	56.758

Gli attuali scarichi in acqua sono indicati nella seguente tabella.

Utilizzo di acqua	Destinazione finale dei reflui	Consumi (m ³ /y)
Acqua dopo trattamento ITAR (acqua processo, servizi, acqua sanitaria)	canale	1.046.815
Acqua condensatrice	canale	967.433.993

Secondo la normativa vigente (All.5 del Dlgs.152/99) parte dei fanghi prodotti dall'ITAR sono destinati a recupero:

Fanghi prodotti da ITAR	Destinazione finale dei fanghi	Quantità (t/y)
	Recupero	350

5.2 Emissioni in atmosfera

Le emissioni in atmosfera prodotte dall'esercizio dell'impianto nella "configurazione attuale" di riferimento sono riportati nella seguente tabella riassuntiva. Sono considerate le concentrazioni limite di legge e la portata massima di esercizio dell'impianto.

Camino	Portata Nm ³ /h	Inquinanti	Flusso di massa, kg/h	Flusso di massa, kg/anno	Concentrazione mg/Nm ³
1	Tal quale: 1.900.000	SO ₂	-	-	-
		NO _x	95	832.200	50
		CO	57	499.320	30
		Polveri	-	-	-
2	Tal quale: 1.900.000	SO ₂	-	-	-
		NO _x	95	832.200	50
		CO	57	499.320	30
		Polveri	-	-	-
3	Tal quale: 1.900.000	SO ₂	-	-	-
		NO _x	95	832.200	50
		CO	57	499.320	30
		Polveri	-	-	-
4	Tal quale: 1.000.000	SO ₂	400	3.504.000	400
		NO _x	200	1.752.000	200
		CO	250	2.190.000	250
		Polveri	50/10	292.000	50/10

Dal 1° agosto 2006 il limite di emissione per le polveri della sezione 8 è ridotto a 10 mg/Nm³a seguito del Decreto di compatibilità ambientale

5.3 Consumi di materie prime

I consumi di materie prime necessari all'esercizio dell'impianto allo stato attuale (gr. 5, 6, 8) sono calcolati riproporzionando alla capacità produttiva i dati della configurazione 2005 (gr. 5, 6, 7, 8):

Descrizione	Fasi di utilizzo (con riferimento alla scheda A)	Stato fisico	Consumo annuo
Idrato di ammonio	5 Condizionamento acqua del ciclo acqua-vapore (sia impianti tradizionali che ciclo combinato)	L	15.605 Kg
Ossigeno	5 Condizionamento acqua del ciclo acqua-vapore (impianti tradizionali)	G	1.975 mc
Idrato di carboidrazide	5 Condizionamento acqua del ciclo acqua-vapore (ciclo combinato)	L	3.887 Kg
Idrogeno	11 Funzionamento degli alternatori	G	68.019 m ³
Azoto	7-11 Funzionamento degli alternatori	G	48.585 m ³
Anidride carbonica	11 Funzionamento degli alternatori	G	29.048 Kg
Fibra di cellulosa	5 Trattamento condensato	S	5.830 Kg
Idrato di Calcio	5-6 ITAR DEMI	S	560.010 Kg
Idrato di Sodio alto%	5 DEMI-ITC	L	317.629 Kg
Acido Cloridrico	5-6 ITAR DEMI	L	1.084.029 Kg
Cloruro Ferrico	6 ITAR	L	206.856 Kg
Idrato di Sodio basso %	5 ITC	L	113.495 Kg
Oli lubrificanti	TUTTE	L	53.512 kg
Oli isolanti	11-12 Produzione di energia elettrica	L	1726 kg
SF6	11 Produzione di energia elettrica	L	4 Kg

5.4 Produzione di rifiuti

Nella tabella seguente si riportano i dati quantitativi relativi alla produzione di rifiuti pericolosi e non pericolosi nella configurazione attuale (gruppi 5, 6 e 8) di esercizio dell'impianto, con riferimento al codice CER ed al sito di destino temporaneo. I valori sono calcolati riproponendo alla capacità produttiva i dati relativi alla capacità produttiva della configurazione 2005 (gruppi 5, 6, 7 e 8).

Codice CER	Descrizione	Quantità annua prodotta (tonnellate)	Stoccaggio (N°area)
15 01 06	Imballaggi in materiali misti	40,32	A1-Area imp. demi
16 06 05	Altre batterie ed accumulatori	0,24	A2-Magazzino principale
10 01 01	Ceneri pesanti, scorie e polveri di caldaia (tranne polveri caldaia 10 01 04)	2,84	A4-Parco Nord
10 01 21	Fanghi prodotti dal trattamento in loco degli effluenti diversi da quelli di cui alla voce 100120	1040,42	A5-Parco Nord
20 02 01	Rifiuti biodegradabili	448,30	A6- Zona COPRI- SCOPRI
15 01 02	Imballaggi in plastica	0,14	A7- Zona COPRI- SCOPRI
20 01 38	Legno, diverso da quello di cui alla voce 17 01 06	16,60	A8- Zona COPRI- SCOPRI
17 01 07	Miscugli o scorie di cemento, mattoni, mattonelle e ceramiche, diverse da quelle di cui alla voce 17 01 06	21,92	A9-Zona COPRI- SCOPRI
17 04 07	Metalli misti	0,17	A10- Zona COPRI- SCOPRI
16 02 16	Componenti rimossi da apparecchiature fuori uso diverse da quelle di cui alla voce 16 02 15	0,87	A11- Zona COPRI- SCOPRI
17 04 05	Ferro e acciaio	65,10	A12- Zona COPRI- SCOPRI
17 04 11	Cavi	0,17	A13- Zona COPRI- SCOPRI
15 01 01	Imballaggi carta e cartone	3,73	presso luoghi di produzione
15 02 03	Assorbenti, stracci e simili	34,90	presso luoghi di produzione
16 02 14	Apparecchiature fuori uso	2,37	presso luoghi di produzione
17 04 01	Rame bronzo ottone	13,41	presso luoghi di produzione
17 06 04	Materiali isolanti	1,09	presso luoghi di produzione
19 08 14	Fanghi da altri trattamenti	15,31	presso luoghi di produzione
19 09 01	Rifiuti solidi da filtrazione	42,02	presso luoghi di produzione

Tabella 1 - Produzione di rifiuti Non Pericolosi

Codice CER	Descrizione	Quantità annua prodotta (tonnellate)	Stoccaggio (N°area)
10 01 04*	Ceneri leggere di olio combustibile e polveri di caldaia	534,32	B1-SOTTO SILOS
16 06 01*	Batterie al piombo	3,50	B3- Zona COPRI-SCOPRI
20 01 21*	Tubi fluorescenti ed altri rifiuti contenenti mercurio	0,84	B4- Zona COPRI-SCOPRI
13 01 13*	Altri oli per circuiti idraulici	2,89	B5- Zona COPRI-SCOPRI
14 06 03*	Altri solventi e miscele di solventi	1,42	B6- Zona COPRI-SCOPRI
17 06 01*	Materiali isolanti contenenti amianto	0,37	B9- Zona COPRI-SCOPRI
05 01 03*	Morchie depositate sul fondo dei serbatoi	11,12	B10- Parco Sud
15 02 02*	Assorbenti, materiali filtranti (inclusi filtri dell'olio non specificati altrimenti), stracci e indumenti protettivi, contaminati da sostanze pericolose	7,79	B11- Parco Sud
17 06 03*	Altri materiali isolanti contenenti o costituiti da sostanze pericolose	0,11	B12- Zona COPRI-SCOPRI
06 13 02*	Carbone attivato esaurito	0,06	presso luoghi di produzione
13 02 05*	Scarti olio minerale per motori e ingranaggi	6,14	presso luoghi di produzione
13 08 02*	Altre emulsioni	4,04	presso luoghi di produzione
16 02 13*	Apparecchiature fuori uso con componenti pericolose	1,79	presso luoghi di produzione
18 01 03*	Rifiuti ospedalieri, sanitari	0,06	presso luoghi di produzione

Tabella 2 - Produzione di rifiuti Pericolosi

6 Blocchi non programmati

Nelle seguenti tabelle sono riassunti gli eventi che nell'anno 2005 hanno portato a blocchi dei diversi gruppi di generazione ed il riepilogo degli avviamenti.

EVENTI ANNO 2005 - SEZIONE 7						
Codice dell'evento	Inizio		Fine		Durata (ore)	Descrizione
	Data	Ora	Data	Ora		
TZ05001	03GEN05	0417	03GEN05	0425	0.133	BLOCCO ELETTRICO PER APERTURA ACCIDENTALE INTERRUTTORE DI ECCITAZIONE.
T205013	31GEN05	1045	31GEN05	1127	0.700	BLOCCO ELETTRICO PER INTERVENTO ANTINCENDIO SUL TRASFORMATORE DI ECCITAZIONE.
	31GEN05	1127	31GEN05	1230	1.050	
TZ050243	21 FEB05	0325	21 FEB05	0348	0.383	BLOCCO TERMIO PER BASSA PRESSIONE NAFTA AI BRUCIATORI.
TZ05045	17 APR05	1654	17 APR05	1740	0.767	BLOCCO ELETTRICO PER APERTURA ACCIDENTALE INTERRUTTORE 3AU1-2
TZ05085	28LUG05	0621	28LUG05	0638	0.283	B.T.PER ALTISSIMO LIVELLO C.C.
TZ05132	03 OTT05	0600	03 OTT05	0619	0.317	BLOCCO TERMICO PER BASSA PRESSIONE NAFTA AI BRUCIATORI

EVENTI ANNO 2005 - SEZIONE 8						
Codice dell'evento	Inizio		Fine		Durata (ore)	Descrizione
	Data	Ora	Data	Ora		
TZ05801	18GEN05	1707	18GEN05	1738	0.517	SCATTO TURBINA PER ARRESTO POMPE DI CIRCOLAZIONE.
T205802	27GEN05	0918	27GEN05	0942	0.400	BLOCCO TERMICO PER ALTISSIMO LIVELLO CORPO CILINDRICO.
	27GEN05	0942	27GEN05	1129	1.783	
TZ05803	15MAR05	1659	15MAR05	1736	0.617	B. T. PER ALTISSIMO LIVELLO C.C.
	15MAR05	1736	15MAR05	1829	0.883	
T205804	27LUG05	2349	28LUG05	0000	0.183	BLOCCO TERMICO PER BASSO DP METANO/CAMERA DI COMBUSTIONE.
	28LUG05	0000	28LUG05	0003	0.050	
TZ05805	28LUG05	0021	28LUG05	0031	0.167	B.T.PER ALTA TEMPERATURA SH3-PER CHIUSURA REGOL. DESURRISC.SH3
TZ05161	02NOV05	0239	02NOV05	0309	0.500	BLOCCO TERMICO DA S.A.B.

EVENTI ANNO 2005 - TG-A						
Codice dell'evento	Inizio		Fine		Durata	Descrizione
	Data	Ora	Data	Ora		
TZ05006	24GEN05	0510	24GEN05	1005	4.917	INTERVENTO PROTEZIONE DIFFERENZIALE TRASFORMATORE 1TA1
TZ05010	25GEN05	0605	25GEN05	0941	3.600	INDISPONIBILITA' SCATTO POMPE AC
TZ05017	07FEB05	0410	07FEB05	1118	7.133	KIA INDOTTA DA GRUPPO ASSOCIATO.

EVENTI ANNO 2005 - TG-A						
Codice dell'evento	Inizio		Fine		Durata	Descrizione
	Data	Ora	Data	Ora		
TZ05031	11MAR05	0046	11MAR05	0210	1.400	KIA PER SCATTO PER BASSISSIMA TEMPERATURA METANO
TZ05039	03APR05	1953	03APR05	2100	1.117	ANOMALIA SISTEMA DI COMANDO INTERRUTTORE DI MACCHINA.
TZ05044	17APR05	1806	17APR05	1925	1.317	BLOCCO PER BASSA TEMPERATURA METANO.
TZ05058	27GIU05	1153	27GIU05	1400	2.117	SCATTO PER APERTURA MONTANTE DI MACCHINA
TZ05064	27GIU05	1802	27GIU05	2029	2.450	SCATTO PER BASSA TENSIONE SBARRE 380V.
TZ05116	04SET05	0320	04SET05	1533	12.217	BLOCCO PER ANOMALIA SCHEDA ELETTRONICA MK V (TRIP 37).
TZ05158	290TT05	0844	290TT05	1150	3.100	S.D. PER ALTO DP FILTRI ASPIRAZIONE.
TZ05162	07NOV05	0652	07NOV05	0850	1.967	SCATTO PER ROTTURA VALVOLA RHF DA TV A GVR (TRIP 45) .

EVENTI ANNO 2005 - TG-B						
Codice dell'evento	Inizio		Fine		Durata	Descrizione
	Data	Ora	Data	Ora		
TZ05007	24GEN05	0510	24GEN05	1231	7.350	SCATTO PER INTERVENTO PROTEZIONE DIFFERENZIALE TRASFORMATORE ITA1
T Z 0 5 0 0	24GEN05	1824	24GEN05	2020	1.933	SCATTO PER INTERVENTO PROTEZIONE DI MASSIMO FLUSSO
TZ05011	25GEN05	0605	25GEN05	0802	1.950	INDISPONIBILIT ... DA GRUPPO ASSOCIATO PER SCATTO POMPE AC.
TZ05016	07FEB05	0400	07FEB05	0547	1.783	KIA INDOTTA DA GRUPPO ASSOCIATO.
TZ05018	07FEB05	0749	07FEB05	0902	1.217	KIA INDOTTA DA GRUPPO ASSOCIATO.
TZ05019	15FEB05	1035	15FEB05	1452	4.283	SCATTO PER ALTA TEMPERATURA ALLO SCARICO(TRIP 17).
TZ05030	05MAR05	1240	07MAR05	1915	54.583	KIA INDOTTA DA GRUPPO ASSOCIATO
TZ05033	18MAR05	1857	18MAR05	2033	1.600	ANOMALIA VENTILATORE DI RAFFREDDAMENTO DIFFUSORE GAS USCITA TURBINA (TRIP 19)
TZ05037	31MAR05	0054	31MAR05	0200	1.100	SCATTO PER AVARIA REGOLAZIONE LIVELLO CORPO CILINDRICO AP.
TZ05041	06APR05	1452	06APR05	2027	5.583	BLOCCO MONTANTE PER ANOMALIA RADDRIZ. 11ovcc.
TZ05059	27GIU05	1153	27GIU05	1416	2.383	SCATTO PER APERTURA MONTANTE DI MACCHINA
TZ05094	03AGO05	0505	03AGO05	0830	3.417	SCATTO PER ALTISSIMO LIVELLO CORPO CILINDRICO AP.
TZ05103	10AGO05	0430	10AGO05	0735	3.083	SCATTO PER PERDITA MISURE LIVELLO CORPO CILINDRICO AP.
TZ05123	15SET05	1405	17SET05	1800	51.917	STACCO PER PERDITA OLIO VALVOLA SRV
TZ05125	17SET05	1800	19SET05	1530	45.500	PERDITA SU GVR TRA COLLETTORE E TUBI SH2

EVENTI ANNO 2005 - TV-5						
Codice dell'evento	Inizio		Fine		Durata	Descrizione
	Data	Ora	Data	Ora		
TZ05004	24GEN05	0510	24GEN05	1129	6.317	SCATTO PER INTERVENTO PROTEZIONE DIFFERENZIALE TRASFORMATORE ITA1
TZ05005	24GEN05	1824	24GEN05	2020	1.933	INDISPONIBILITA' ASSOCIATA PER SCATTO TGB
TZ05009	25GEN05	0605	25GEN05	0842	2.617	SCATTO DI ENTRAMBE LE POMPE A.C.
TZ05012	27GEN05	1727	27GEN05	1807	0.667	SCATTO TURBINA PER BASSA PORTATA H2O STATORE.
TZ05014	06FEB05	2355	07FEB05	0028	0.550	SCATTO TURBINA PER RITORNO DI ENERGIA.
TZ05015	07FEB05	0340	07FEB05	1015	6.583	SCATTO TURBINA PER ALTISSIMA PRESSIONE RH.
TZ05020	15FEB05	1035	15FEB05	1452	4.283	INDISPON. KIA INDOTTA DA GRUPPO ASSOCIATO.
TZ05023	19FEB05	0922	19FEB05	1112	1.833	SCATTO PER CHIUSURA VALVOLE VAPORE USCITA GVRA.
TZ05025	05MAR05	1010	07MAR05	1915	57.083	STACCO PER ANOMALIA SISTEMA DI ECCITAZIONE
TZ05026	07MAR05	2011	07MAR05	2041	0.500	STACCO PER RITORNO DI ENERGIA
TZ05034	18MAR05	1857	18MAR05	2033	1.600	KIM INDOTTA DA GRUPPO ASSOCIATO.
TZ05040	03APR05	1953	17APR05	1800	334.117	KIM INDOTTA DA GRUPPO ASSOCIATO (TGA)
TZ05053	18GIU05	1655	18GIU05	1725	0.500	SCATTO PER ALTA TEMPERATURA SCARICO BP
TZ05057	27GIU05	1153	27GIU05	1445	2.867	SCATTO PER APERTURA MONTANTE DI MACCHINA
TZ05062	27GIU05	2152	27GIU05	2245	0.883	SCATTO PER BASSA TEMPERATURA VAPORE AMMISSIONE.
TZ05063	27GIU05	1802	27GIU05	2029	2.450	KIA DA GRUPPO ASSOCIATO.
TZ05065	28GIU05	0755	28GIU05	1440	6.750	AVARIA SISTEMI DI ALIMENTAZIONE ELETTRICA.
TZ05066	28GIU05	1449	28GIU05	1517	0.467	SCATTO PER BASSA TEMPERATURA VAPORE AMMISSIONE.
TZ05095	03AG005	0505	03AG005	0830	3.417	KIA DA GRUPPO ASSOCIATO
TZ05104	10AG005	0430	10AG005	0735	3.083	KIA DA GRUPPO ASSOCIATO.
TZ05105	08AG005	0703	08AG005	0718	0.250	SCATTO TURBINA VAPORE PER ALTA PRESSIONE SCARICO VAPORE.
TZ05117	04SET05	0320	04SET05	1533	12.217	KIA DA GRUPPO ASSOCIATO.
TZ05121	10SET05	0800	10SET05	1004	2.067	KIA DA GRUPPO ASSOCIATO.
TZ05124	15SET05	1405	20SET05	0358	109.883	KIA DA GRUPPO ASSOCIATO.
TZ05139	11OTT05	0608	11OTT05	0708	1.000	STACCO PER BASSO DELTA T OLIO TENUTA IDROGENO
TZ05156	24OTT05	0528	24OTT05	0642	1.233	KIA DA GRUPPO ASSOCIATO.
TZ05157	29OTT05	0844	29OTT05	1240	3.933	INDISPONIBILITA' GRUPPO ASSOCIATO (TGA).
TZ05171	05DIC05	1416	05DIC05	1609	1.883	SCATTO TURBINA PER BASSA PRESSIONE POMPE OLIO REGOLAZ.EH
TZ05181	30DIC05	2045	30DIC05	2100	0.250	SCATTO PER ANOMALIA INTERRUPTORE ALIMENTAZIONE SISTEMA DI ECCITAZIONE.

RIEPILOGO AVVIAMENTI ANNO 2005				
Gruppo/Modulo	Avviamento			
	Da freddo	Da tiepido	Da caldo	totale
Gruppo 7	3	24	14	41
Gruppo 8	3	15	20	38
Modulo 6	3	15	23	41
Modulo 5	3	3	32	38

7 Malfunzionamenti ed eventi incidentali

Non risultano avvenuti malfunzionamenti e/o eventi incidentali con risvolti rilevabili sulle componenti ambientali negli ultimi dieci anni.