

**RELAZIONE TECNICA
DEI PROCESSI PRODUTTIVI**

INDICE

1. Ubicazione Descrizione dell'impianto e relativa evoluzione	3
1.1 <i>Ubicazione.....</i>	<i>3</i>
1.2 <i>Attività e Capacità Produttiva.....</i>	<i>4</i>
1.3 <i>Modifiche tecniche e avvicendamenti della produzione</i>	<i>5</i>
2. Descrizione tecnica del ciclo produttivo	10
2.1 <i>Capacità massima di produzione e quantità prodotta.....</i>	<i>11</i>
2.2 <i>Linee produttive, descrizioni delle apparecchiature e relative condizioni di funzionamento</i>	<i>11</i>
3.1.1 <i>I Gruppi di Generazione.....</i>	<i>11</i>
3.1.2 <i>Generatori di vapore</i>	<i>13</i>
3.1.3 <i>Linea fumi</i>	<i>13</i>
3.1.4 <i>Turbine</i>	<i>14</i>
3.1.5 <i>Alternatori</i>	<i>14</i>
3.1.6 <i>Trasformatori.....</i>	<i>14</i>
3.1.7 <i>Stazioni elettriche.....</i>	<i>15</i>
3.1.8 <i>Impianti ausiliari elettrici</i>	<i>15</i>
3.1.9 <i>Sale manovra.....</i>	<i>15</i>
3.1.10 <i>Sistema Combustibile.....</i>	<i>15</i>
3.1.11 <i>Sistema di Raffreddamento</i>	<i>17</i>
3.1.12 <i>Le attività di Servizio.....</i>	<i>18</i>
2.3 <i>Fasi del processo</i>	<i>18</i>
2.4 <i>Periodicità di funzionamento dell'impianto - dati apparecchiature/sistemi</i>	<i>22</i>
3. Descrizione tecnica di ulteriori parti di impianto	26
3.1 <i>Sistemi ausiliari</i>	<i>26</i>
3.1.1 <i>Sistemi di Controllo e Riduzione delle Emissioni di Particolato.....</i>	<i>26</i>
3.1.2 <i>Impianto di desolfurazione.....</i>	<i>26</i>
3.1.3 <i>Parco Serbatoi Olio Combustibile</i>	<i>28</i>
3.1.4 <i>Sistema di Produzione Acqua Industriale.....</i>	<i>29</i>
3.1.5 <i>Sistema di Produzione Acqua Demineralizzata.....</i>	<i>29</i>
3.1.6 <i>Sistema Trattamento Acque Reflue</i>	<i>29</i>
3.1.7 <i>Sistema Antincendio.....</i>	<i>31</i>
3.1.8 <i>Sistemi di Monitoraggio Ambientale</i>	<i>32</i>
3.1.9 <i>Gestione dei Rifiuti.....</i>	<i>35</i>
3.1.10 <i>Attività di Recupero</i>	<i>35</i>
3.1.11 <i>Attività di Recupero Energetico</i>	<i>36</i>
3.2 <i>Sistemi di regolazione e controllo, sistemi di sicurezza</i>	<i>43</i>
4. Dati di funzionamento ed aspetti di esercizio degli impianti.....	47
4.1 <i>Condizioni di avviamento e transitorio con relativi consumi ed emissioni</i>	<i>47</i>
4.2 <i>Sostanze inquinanti generate durante la produzione e nei periodi di manutenzione.....</i>	<i>56</i>
4.3 <i>Manutenzione Programmata.....</i>	<i>58</i>
4.4 <i>Fuori servizio non programmati.....</i>	<i>59</i>
4.5 <i>Logistica approvvigionamento materie prime</i>	<i>59</i>
4.6 <i>Apparecchiature e parti di impianto non in esercizio, piani di smantellamento e bonifiche effettuate e in atto.....</i>	<i>63</i>
4.7 <i>Gestione dei malfunzionamenti ed incidenti ambientali</i>	<i>66</i>

1. Ubicazione, descrizione dell'impianto e relativa evoluzione

1.1 Ubicazione

La Centrale Termoelettrica di Monfalcone, di proprietà della società Endesa Italia S.p.A., è situata nell'area industriale del porto di Monfalcone (provincia di Gorizia), in località Lisert, lungo la sponda orientale del canale Valentinis. Nelle sue immediate vicinanze sono presenti aree a carattere urbano e produttivo; a distanze ulteriori, si trovano aree agricole a ovest e aree incolte e boschive a nord e ad est.

L'orografia immediatamente circostante il sito di Centrale è pianeggiante e i rilievi più vicini sono costituiti dalle prime colline carsiche situate a circa 1 km a nord.

Il sito dove sorge la Centrale occupa un'area di 230.000 m², alla quota di circa 2,5 m s.l.m. In Figura 1 è riportata la sua ubicazione.

I centri abitati più vicini al sito sono Monfalcone, il cui centro cittadino si trova ad una distanza di circa 2 km in direzione nord ovest, Ronchi dei Legionari, a una distanza di circa 5 km in direzione nord ovest, Doberdò del Lago a una distanza di circa 5 km in direzione nord e Duino a una distanza di circa 5 km in direzione sud-est. Nelle aree immediatamente attigue alla Centrale sorgono tuttavia numerose abitazioni.

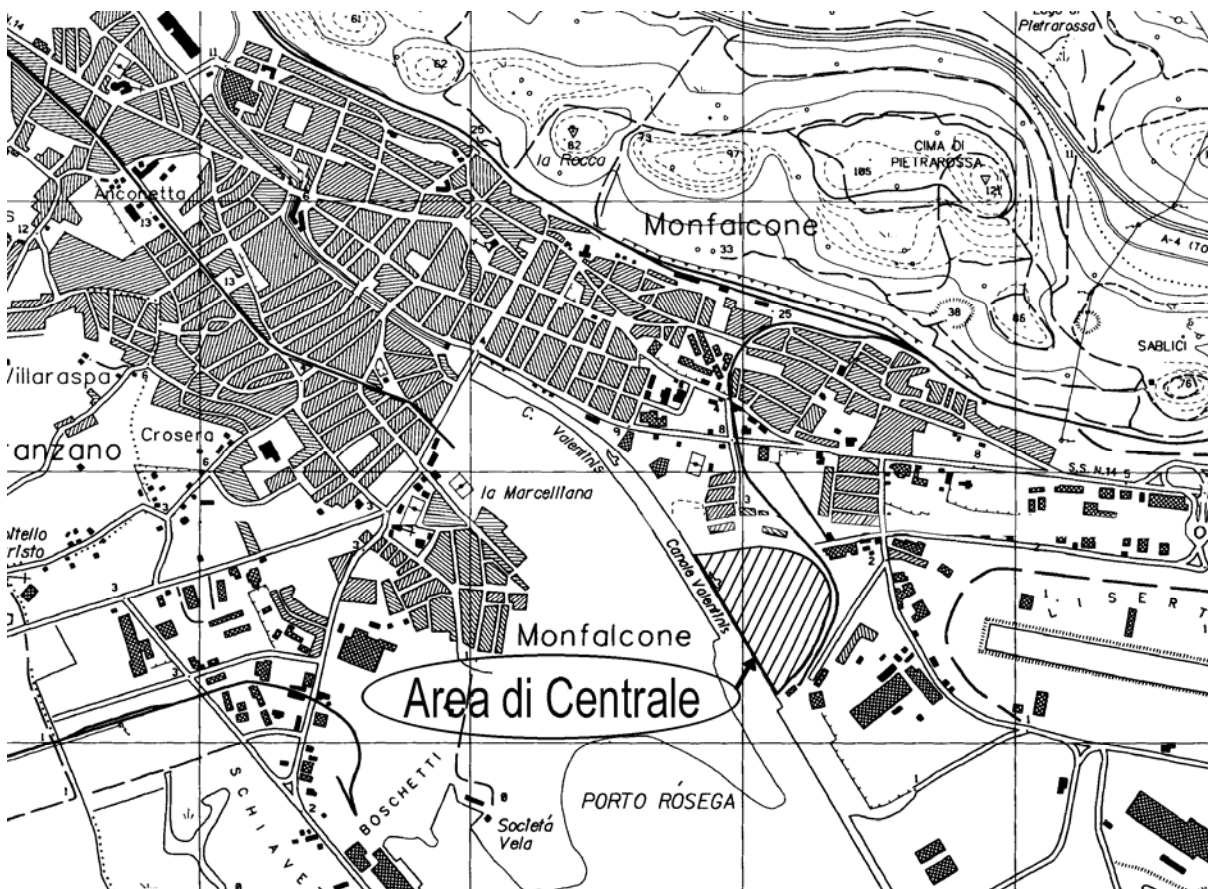


Figura 1: Collocazione dell'area della centrale nel contesto urbano di Monfalcone.

La Centrale è raggiungibile mediante la S.S. 14 Trieste-Venezia, che transita a circa 500 m a nord, mediante l'autostrada A4 (svincolo Lisert, a circa 2,5 km a nord est) o tramite le linee ferroviarie Trieste-Venezia e Trieste-Udine, che transitano per Monfalcone.

1.2 Attività e Capacità Produttiva

La Centrale di Monfalcone è composta da quattro gruppi per una potenza elettrica lorda complessiva di 976 MW.

I gruppi 1 e 2 sono attrezzati per essere alimentati sia a olio combustibile che carbone, mentre i gruppi 3 e 4 solo per alimentazione a olio combustibile. La Fig. 2 riporta in modo schematico il flusso delle principali componenti del processo (combustibili, aria-gas, energia termica sotto forma di vapore e di calore residuo nelle acque di raffreddamento, energia elettrica).

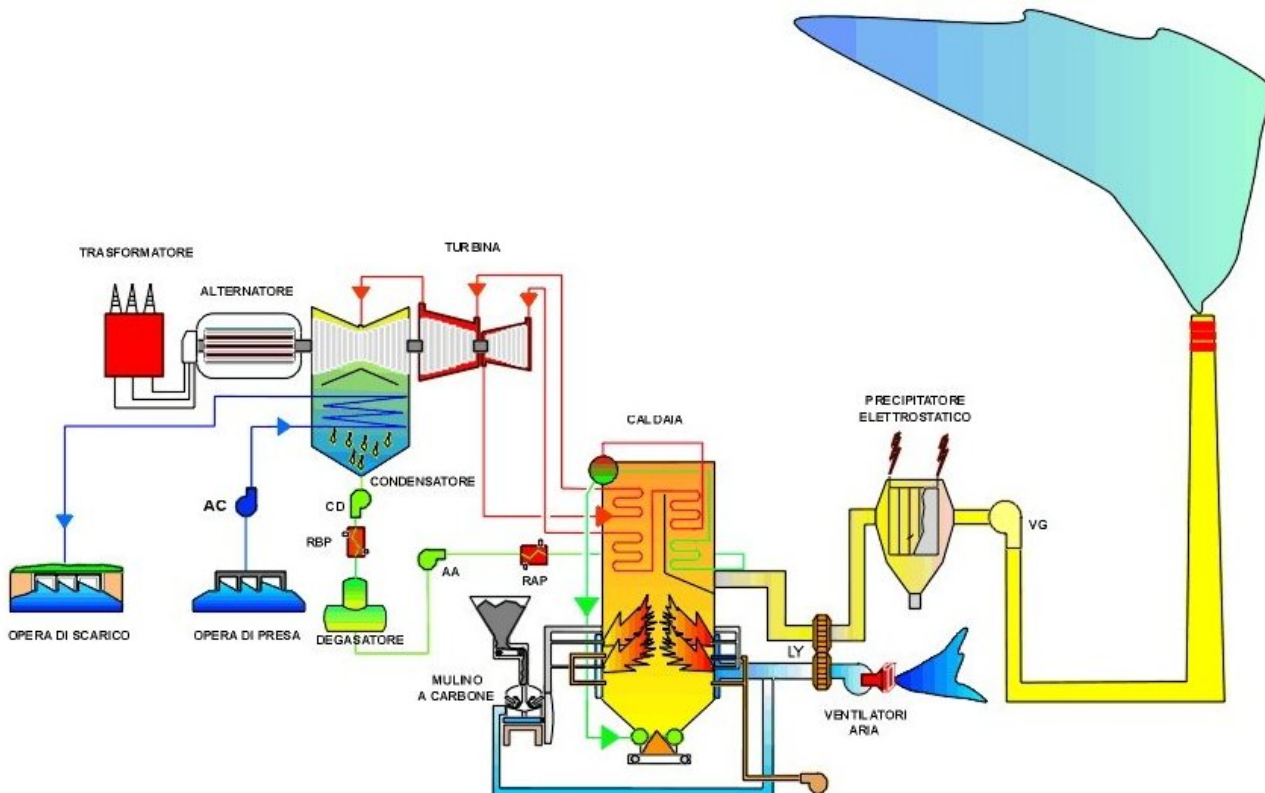


Figura 2: Descrizione sintetica del ciclo termodinamico - sono evidenziati, oltre al macchinario principale, i cicli aria (azzurro), gas (giallo), acqua condensatrice (blu), acqua alimento (verde), vapore (rosso).

Dall'assetto originario i gruppi di Centrale sono stati modificati con l'aggiunta di apparecchiature e infrastrutture mirate al contenimento dell'inquinamento la cui descrizione è riportata nel dettaglio nel seguente paragrafo 1.3. In particolare, per le unità 1 e 2 sono in corso di completamento gli impianti di desolforazione (ubicati a valle dei precipitatori elettrostatici lungo la linea fumi), la cui entrata in servizio è prevista entro l'anno in corso.



Figura 3: Fotografia della centrale ripresa dagli stabilimenti Fincantieri.

1.3 Modifiche tecniche e avvicendamenti della produzione

Notizie storiche

La zona circostante all'attuale sito produttivo è sede di impianti per la generazione di energia elettrica già da quasi un secolo. L'idea, infatti, di sfruttare il flusso di acqua dei canali artificiali per un uso non solo irriguo da parte del Consorzio Acque dell'Agro Monfalconese, risale agli inizi del 1900, sotto l'amministrazione asburgica.

L'utilizzo per la produzione di energia elettrica venne dato in concessione alla società Officine Elettriche dell'Isonzo costituita nel 1906 dall'imprenditore udinese Leonardo Rizzani, che costruì 5 centraline idroelettriche sul corso del canale de Dottori. Questa società costruì anche il primo gruppo di generazione termoelettrica a carbone ubicato sulla sponda del canale Valentinis, sul territorio del parco carbone, all'interno del perimetro della centrale attuale, entrato in funzione nel 1912. Il gruppo termoelettrico venne distrutto in seguito agli eventi bellici della I guerra mondiale e ricostruito nel 1927. Nel 1937 la Società

Officine Elettriche dell'Isonzo venne incorporata dalla SELVEG (Società Elettrica della Venezia Giulia, facente parte del gruppo SADE).



Figura 4: Centrale Termoelettrica delle Officine elettriche dell'Isonzo (1913): costituisce il primo impianto di generazione termoelettrica sorto sul sito dell'attuale centrale.

Nel 1962 la SELVEG e la SADE, in seguito alla nazionalizzazione delle società elettriche, vennero assorbite dall'Enel. L'attività della centrale termica e delle centraline, ormai obsolete, venne progressivamente ridotta finché a partire dagli anni '60 l'Enel, in armonia con il Piano Energetico Nazionale, decise di utilizzare il sito della vecchia centrale termica per la costruzione di impianti termoelettrici di nuova generazione.

La costruzione delle 4 unità termoelettriche

La centrale termoelettrica, attualmente composta di 4 sezioni monoblocco, è stata costruita in tempi diversi. Il nucleo originario, costituito dalla sola sezione 1, è stato autorizzato dal decreto MICA del 1963. Successivamente, è stato realizzato il gruppo 2, gemello, di potenza leggermente superiore e dotato di ciminiera propria più elevata. Contemporaneamente, furono costruiti il parco carbone e due serbatoi per lo stoccaggio dell'olio combustibile, subito dopo integrati da un terzo serbatoio uguale ai primi due.

La decisione di ampliare ulteriormente la centrale fu sottoposta all'attenzione dell'opinione pubblica alla fine degli anni 70: dopo un lungo dibattito, relativo al tipo di alimentazione delle costruende unità produttive, alla loro taglia ed ubicazione, il Ministero autorizzò la costruzione delle due sezioni 3 e 4 ad olio combustibile, da 320 MW ciascuna, realizzate in conformità al progetto standard dell'Enel per unità di questa taglia. Le prescrizioni di carattere ambientale contenute nel decreto autorizzativo, relative alla temperatura dei fumi ed alla realizzazione di una rete di rilevamento della qualità dell'aria, sono state poi successivamente superate da quelle contenute nel decreto di autorizzazione all'adeguamento ambientale del 29/10/1996.

In concomitanza alla realizzazione di gruppi 3 e 4 fu realizzata l'attuale ciminiera quadricanne che sostituì le due precedenti ciminiere, più basse, e furono costruiti due nuovi serbatoi a tetto galleggiante per lo stoccaggio dell'olio combustibile della capacità di 55.000 m³ ciascuno. Fu inoltre realizzata la nuova banchina, in modo da costituire un raccordo tra la banchina portuale e la vecchia banchina.

	Decreto autorizzativo MICA	Entrata in esercizio	Decreto MICA di ambientalizzazione
Sezione 1	n. 128 del 30.08.63	05.08.1965	29.10.1996
Sezione 2	n. 165 del 16.03.70	26.07.1970	
Sezione 3	20.06.77	29.05.1983	
Sezione 4		10.02.1984	

Tabella 1: Principali dati storici relativi all'attività della centrale.

Conseguentemente all'entrata in servizio dei nuovi gruppi, l'incremento della produzione di energia elettrica nel corso degli anni è stata notevole. Infatti, a partire dal 1965 fino al 1997, anno in cui si è registrato un massimo produttivo, si è passati da 250 GWh a 6281 GWh.

A partire dal 1990, fino al 2000 sono stati effettuati importanti lavori/attività per l'ambientalizzazione di tutte e 4 le unità termoelettriche, con installazione di bruciatori a basso NO_x e sistemi OFA e reburning per la riduzione delle emissioni di NO_x e l'ampliamento degli elettrofiltri delle unità a carbone. Il relativo decreto di ambientalizzazione ed esercizio (decreto MICA del 29.10.1996) fissava limiti di emissione in linea con quanto previsto dal DM 12.07.1990.

La costituzione di Elettrogen

Alla fine degli anni '90, a causa della spinta delle direttive europee in materia (direttiva 96/92: "Norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica") è maturata la necessità di predisporre la liberalizzazione e la privatizzazione del mercato elettrico; in attuazione ai disposti di cui al "Decreto Bersani", che prevedeva entro il 01.01.2003 l'impossibilità della detenzione per un singolo operatore di capacità produttiva superiore al 50% della potenza installata totale, Enel predispose un piano, approvato con DPCM del 04.08.1999, per la cessione di impianti per un totale di potenza installata pari a circa 15.100 MW.

Tale piano prevedeva la costituzione di tre nuove società – Eurogen, Elettrogen, Interpower - in grado di concorrere efficacemente sul mercato della produzione, e come tali composte da impianti, alimentati da un opportuno mix di combustibili ed articolati sul territorio geografico. In attuazione, pertanto, alle disposizioni legislative sopraccitate, con atto notarile del 04.11.1999 in Roma, è stata legalmente costituita la Società Elettrogen S.p.A., e della quale entrò a far parte la Centrale termoelettrica di Monfalcone.

Il primo progetto di trasformazione a ciclo combinato

Contemporaneamente alla costituzione delle società, il DPCM 04.08.1999: Approvazione del piano per la cessione degli impianti di produzione di energia elettrica (cosiddetto "decreto D'Alema") prevedeva per le stesse un piano di trasformazioni degli impianti che coinvolgevano anche la Centrale di Monfalcone, con l'ipotesi di trasformazione delle sezioni ad olio combustibile in cicli combinati alimentati a gas metano.

In conseguenza, Elettrogen presentava il 30.06.2000 ai ministeri competenti il relativo progetto di trasformazione con una richiesta di esclusione di VIA.

La certificazione EMAS ed ISO 14001

Nel corso del 2000 si portava a compimento un lungo processo iniziato già da ENEL nel 1995, che aveva individuato nella Centrale di Monfalcone un sito pilota a livello nazionale per la realizzazione di un sistema di gestione ambientale in una centrale termoelettrica. Il progetto, fermatosi a seguito della variazione all'assetto proprietario, fu ripreso e

modificato con l'adeguamento alla nuova situazione ed alla norma ISO 14001:96. La certificazione del sito ai sensi della norma ISO 14001 e del regolamento europeo 761/01 EMAS è avvenuta nel 2001 (iscrizione nel registro italiano con il numero I – 000068).

La vendita ad Endesa

Nel corso dell'anno 2001 l'Enel completò il processo di privatizzazione sottoscrivendo con il consorzio Endesa-BSCH-Asm Brescia, al termine di una procedura di assegnazione tramite asta competitiva, l'atto per trasferimento definitivo della proprietà di Elettrogen.

Alla fine del 2001, ha avuto luogo la fusione per incorporazione tra Elettrogen e la società Endesa Italia, appositamente costituita dai soci del consorzio.

Dal 31 dicembre 2001 Endesa Italia è subentrata ad Elettrogen S.p.A. a tutti gli effetti di legge.

Il progetto di trasformazione a carbone

La nuova proprietà decise di intraprendere progetti di sviluppo della centrale diversi da quelli previsti inizialmente. Il 25.10.2002 presentò richiesta di Autorizzazione unica e di AIA per un progetto di trasformazione a carbone delle unità 3 e 4.

A seguito di una sospensione, imposta dall'esigenza di approfondire gli studi di impatto ambientale, e dei pareri negativi al progetto da parte degli enti locali (in particolare Regione FVG e Comune), la Società rinunciò definitivamente a proseguire l'iter autorizzativo per il progetto di conversione a carbone (lettera di Endesa Italia del 25 febbraio 2004 al MAP, MATT, Ministero per i Beni e le Attività Culturali e Regione Friuli Venezia Giulia), riprendendo contemporaneamente l'iter per l'autorizzazione alla conversione a gas.

Il progetto finale di trasformazione a ciclo combinato

Il 18 giugno 2004 sono state consegnate con due distinte domande le richieste (con relativa documentazione) per:

- pronuncia di compatibilità ambientale per la costruzione e l'esercizio di un metanodotto di collegamento fra la rete nazionale di gas in comune di Villesse e la Centrale di Monfalcone,
- richiesta di esclusione dalla procedura di Valutazione di Impatto Ambientale ed Autorizzazione Integrata Ambientale per la trasformazione in ciclo combinato della sezione 4 della Centrale di Monfalcone, mediante installazione di due turbogas con relativi 2 generatori di vapore di recupero e mantenimento della turbina a vapore del gruppo 4.

L'approvazione della conversione a gas fu sancita con un Protocollo d'intesa tra Regione, Provincia, Comune ed Endesa Italia firmato il 29.07.2004, nel quale, oltre al riconoscimento della centrale come "risorsa" del territorio, venne dichiarato l'interesse della comunità locale all'effettuazione di interventi di adeguamento ambientale su di essa mediante la conversione a gas, la costruzione del necessario metanodotto nei tempi più rapidi possibili, gli interventi di mitigazione acustica complessivi, gli interventi di abbattimento delle emissioni dei gruppi a carbone 1 e 2.

Il referente per l'autorizzazione al metanodotto è stato identificato inizialmente nella Regione FVG. La commissione VIA regionale aveva in precedenza (nella riunione del 09 aprile 2004) richiesto uno Studio di Impatto Ambientale anziché una esclusione perché il percorso attraversava un SIC, ed ha chiesto di estenderlo alle varianti richieste dai comuni e dalle associazioni ambientaliste.

Successivamente, il Ministero dell'Ambiente, referente con il Ministero delle Attività produttive per l'autorizzazione ai cicli combinati, ha chiesto di considerare il metanodotto come opera connessa alla trasformazione in ciclo combinato, e garanzie precise per quanto riguarda l'ambientalizzazione dei gruppi 1 e 2, in sostanza richiedendo

l'accorpamento di tutte le attività previste in un unico atto autorizzativo. Il 3 agosto 2004 è stato formalmente avviato il procedimento, ai sensi della legge 55/2002 per la trasformazione in ciclo combinato della sezione 4 ed opere connesse.

L'ambientalizzazione dei gruppi 1 e 2 a carbone

Il 16 novembre 2004 Endesa Italia SpA presentò, ad integrazione della richiesta di trasformazione in ciclo combinato, la documentazione relativa al progetto di adeguamento dei gruppi 1 e 2 della centrale ai requisiti della direttiva 2001/80/CE. Successivamente, il Ministero dell'Ambiente (Verifica di applicabilità di VIA del 19 agosto 2005) ritenne che solo la parte relativa all'adeguamento delle sezioni 1 e 2 potesse essere esclusa dalla procedura di VIA, e quindi il 7 settembre 2005 Endesa Italia SpA fece istanza di autorizzazione ad installare impianti di desolforazione ai gruppi 1 e 2.

Successivamente, il MAP ha rilasciato il decreto di autorizzazione all'installazione ed all'esercizio degli impianti di desolforazione per i gruppi 1 e 2 (decreto 55/02/2006 MD del 2.2.2006). Le attività per l'installazione (il progetto prevedeva una spesa complessiva di oltre 70 milioni di euro, comprese le attività collaterali di rifacimento dell'impianto di trattamento acque e dei sistemi di produzione e stoccaggio del gesso) sono tuttora in corso.

La VIA per la trasformazione a ciclo combinato

A seguito di una lunga istruttoria e di varie richieste di integrazione, il Ministero dell'ambiente ha rilasciato la VIA (Decreto del 7.11.2007), alla quale ha fatto seguito la presentazione della richiesta di integrazione alla domanda di AIA già consegnata.

In **Allegato 1** si riporta una tabella con la descrizione sintetica delle principali modifiche tecniche apportate all'impianto.

2. Descrizione tecnica del ciclo produttivo

Il ciclo termico prevede la reazione ossidativa dei combustibili (carbone ed olio combustibile) in caldaia con produzione di calore e di vapore d'acqua. Per tutti i gruppi la tecnologia utilizzata è basata sul ciclo termodinamico Rankine (figura 5), con surriscaldamento e risurriscaldamento di vapore d'acqua e ciclo rigenerativo condensato-alimento. Il lavoro meccanico viene generato da turbine, nelle quali avviene l'espansione del vapore; conseguentemente l'energia elettrica viene generata dall'alternatore accoppiato alla turbina stessa. Il rendimento globale lordo del ciclo, in condizioni nominali, si attesta sul 38% nelle sezioni aventi carbone come combustibile, e sul 39% in quelle ad olio combustibile.

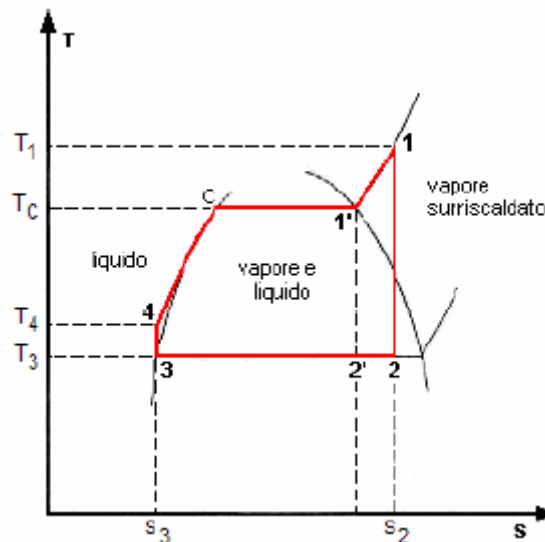
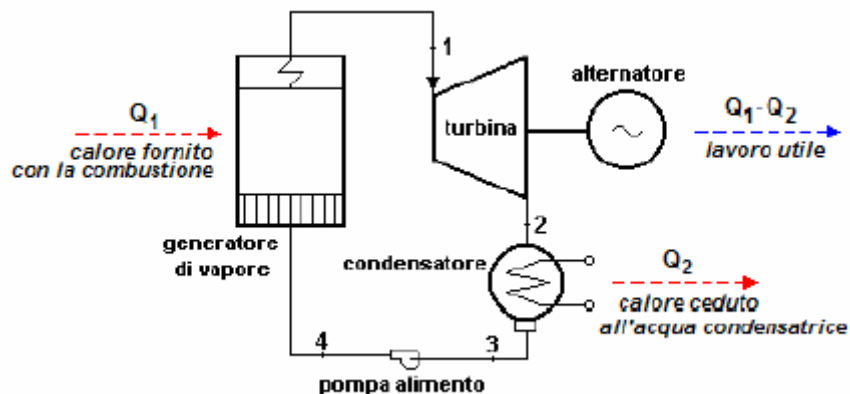


Figura 5: Schema del ciclo termodinamico Rankine.

2.1 Capacità massima di produzione e quantità prodotta

Di seguito si riportano i dati relativi alla capacità produttiva dell'impianto:

Apparecchiatura	Combustibile utilizzato	ENERGIA TERMICA			ENERGIA ELETTRICA		
		Potenza termica di combustione (MW)	Energia prodotta (MWh)	Quota ceduta a terzi (MWh)	Potenza elettrica nominale (MW)	Energia prodotta (MWh)	Quota ceduta a terzi (MWh)
Gruppo 1	Carbone	418	3.662.000	0	165	1.445.000	1.323.000
Gruppo 2	Carbone	433	3.793.000	0	171	1.498.000	1.375.000
Gruppo 3	OCD	785	6.876.600	0	320	2.803.000	2.646.000
Gruppo 4	OCD	785	6.876.600	0	320	2.803.000	2.646.000
TOTALE		2.421	21.208.000	0	976	8.550.000	7.989.000

Tabella 2: Capacità produttiva dell'impianto.

Tutta l'energia termica prodotta attraverso la combustione viene utilizzata per la produzione di energia elettrica.

2.2 Linee produttive, descrizioni delle apparecchiature e relative condizioni di funzionamento

2.2.1 I Gruppi di Generazione

Le sezioni termoelettriche 1 e 2 sono equipaggiate con caldaie a circolazione naturale, con camera di combustione in depressione e bruciatori tangenziali.

Come anticipato, sono attualmente attrezzate per la combustione di olio combustibile (fase ASC2) e carbone (fase ASC1). L'esercizio attuale prevede comunque l'utilizzo di olio combustibile (fase ASC2) solo per le fasi di avviamento, di esercizio a carico ridotto (e comunque inferiore all'80%), o di avaria del sistema di trasporto e macinazione del carbone.

Le sezioni termoelettriche 3 e 4, attrezzate per la combustione di solo olio combustibile (fase ASC2), sono equipaggiate con caldaie del tipo ad attraversamento forzato, con camera di combustione in pressione e hanno bruciatori frontali.

I generatori di vapore sono sistemati parzialmente al chiuso, mentre le macchine e i quadri di comando e controllo sono in fabbricato di cemento armato.

Con riferimento agli schemi di principio riportati in figura 5, i valori caratteristici dei cicli termodinamici realizzati nei 4 gruppi di centrale sono i seguenti.

Sezione 1

produzione di vapore	540 t/h;	(1)
pressione del vapore ammissione	143,7 bar;	(1)
temperatura vapore uscita surrisc.	540 °C;	(1)
pressione del vapore riammissione	37,7 bar;	(1)
temperatura vapore uscita risurrisc.	540 °C;	(1)
temperatura acqua alimento	255 °C;	(4)
pressione nominale allo scarico	0,05 bar;	(2)
numero di stadi di preriscaldamento	7;	
potenza elettrica ai morsetti alternatore	165 MW;	(Q1 – Q2)
potenza termica	418 MW;	(Q1)

Sezione 2

produzione di vapore	540 t/h;	(1)
pressione del vapore ammissione	143,7 bar;	(1)
temperatura vapore uscita del surrisc.	540 °C;	(1)
pressione del vapore riammissione	38,7 bar;	(1)
temperatura vapore uscita risurrisc.	540 °C;	(1)
temperatura acqua alimento	252 °C;	(4)
pressione nominale allo scarico	0,05 bar;	(2)
numero di stadi di preriscaldamento	7;	
potenza elettrica ai morsetti alternatore	171 MW;	(Q1 – Q2)
potenza termica	433 MW.	(Q1)

Sezioni 3 e 4

produzione di vapore	1022 t/h;	(1)
pressione del vapore all'uscita dal surriscaldatore	174 bar;	(1)
temperatura del vapore all'uscita dal surriscaldatore	540 °C;	(1)
pressione del vapore all'ingresso dal risurriscaldatore	36 bar;	(1)
temperatura del vapore all'uscita dal risurriscaldatore	540 °C;	(1)
temperatura dell'acqua di alimento	290 °C;	(4)
pressione nominale allo scarico	0,05 bar;	(2)
numero di stadi di preriscaldamento	8;	
potenza elettrica ai morsetti alternatore	320 MW;	(Q1 – Q2)
potenza termica	785 MW.	(Q1)

I fumi prodotti dalla combustione (fase EA1) nelle quattro sezioni sono convogliati, attraverso i precipitatori elettrostatici, a un camino a quattro canne separate.

L'acqua di raffreddamento condensatori (fase PW2) è prelevata dal Canale Valentinis tramite due opere di presa indipendenti, una per le sezioni 1 e 2, l'altra per le sezioni 3 e 4. La restituzione, comune alle quattro sezioni, avviene nel Canale Lisert (fase SI1).

L'energia elettrica prodotta dalla Centrale (fase PEEN) viene immessa nella Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) attraverso due stazioni elettriche separate. Alla prima sono collegate le sezioni 1 e 2, che normalmente erogano energia nelle linee a 220 kV Monfalcone Zona Industriale e Padriciano. Da questa stazione la sezione 1 può anche immettere energia nella linea a 130 kV Lisert.

Alla seconda stazione sono collegate le sezioni 3 e 4 che erogano energia nella linea a 380 kV diretta a Redipuglia.

Il punto di consegna dell'energia elettrica alla RTN è interno all'area di Centrale. Nessuno degli elettrodotti, nei tratti esterni al perimetro di centrale, è quindi di pertinenza Endesa. Si segnala inoltre che il sito di Centrale è interessato dal transito di un elettrodotto a 132 kV, di proprietà Terna, non attinente alle attività di Centrale.

2.2.2 Generatori di vapore

I generatori di vapore nelle sezioni 1-2 sono di tipo Tosi Combustion Engineering a corpo cilindrico, circolazione naturale, con surriscaldatore, risurriscaldatore e tiraggio bilanciato. Ogni caldaia può bruciare olio combustibile denso (fase ASC2) e/o carbone (fase ASC1) ed è munita dal 2007 di 12 bruciatori per O.C.D. e 20 bruciatori per carbone, entrambi brandeggiabili verticalmente per controllare le temperature del vapore. A pieno carico bruciano circa 70 t/h di carbone o 37 t/h di OCD che producono 500 t/h di vapore alla pressione di 14,5 MPa ed alla temperatura di 540°C

Il carbone (fase ASC1) viene trasportato fino agli edifici dei generatori con nastri chiusi e depressurizzati, onde evitare lo spargimento di polveri nell'ambiente.

E' presente un impianto di estrazione a secco delle ceneri pesanti, mentre quelle più leggere vengono captate da elettrofiltri ad alta efficienza, raccolte in tramogge e, una volta miscelate con le ceneri pesanti, cedute a terzi per il riutilizzo o la messa in discarica.

I mulini sono del tipo Tosi Raymond a coppa e rulli, hanno una potenzialità di 18 t/h, una portata d'aria (fase CA) di 40 t/h e producono polverino di carbone con particelle aventi, per una quantità di circa l'80%, un diametro minore di 75 micron. Il polverino viene trasportato in corrente di aria calda alla temperatura di circa 70 °C ed immesso nei bruciatori.

I generatori di vapore delle sezioni 3-4 sono del tipo UP (Universal Pressure), costruiti da Ansaldo S.p.A. (su licenza Babcock & Wilcox Co), l'acqua alimento viene messa in caldaia e in un unico passaggio trasformata in vapore. Sono ad attraversamento unico, con surriscaldatore, risurriscaldatore e camera di combustione in pressione. A pieno carico, bruciano ciascuno circa 68 t/h di OCD al massimo carico producendo 1.050 t/h di vapore alla pressione di 16,7 MPa ed alla temperatura di 540°C.

Vengono normalmente alimentati con olio combustibile denso a bassissimo contenuto di zolfo.

Entrambe le caldaie sono state oggetto di modifiche allo scopo di limitare la produzione di NO_x. Sono munite di 12 bruciatori TEA disposti su due piani delle due pareti frontale e posteriore e di bruciatori di REBURNING e bocche OFA.

2.2.3 Linea fumi

I fumi derivanti dalla combustione di tutti e quattro i gruppi, dopo il passaggio ai precipitatori elettrostatici ad alto rendimento – per la captazione del particolato solido – sono scaricati in aria (fase EA) a temperatura variabile stagionalmente fra 125°C e 155°C, attraverso quattro canne metalliche interne collegate con i condotti fumi dei generatori di vapore racchiuse in una ciminiera alta 150 m, con diametro alla sommità pari a 16,50 m e costituita da una struttura portante esterna in calcestruzzo armato. La velocità dei fumi è di

circa 20 m/s; la portata stimata, a pieno carico, è di 1.250 t/h per ciascuno dei gruppi 3 e 4, e di 700 t/h per ciascuno dei gruppi 1 e 2.

2.2.4 Turbine

Le turbine delle sezioni 1-2 (tipo Tosi, su licenza Westinghouse) sono ad azione, reazione, condensazione con due cilindri in tandem ad asse unico. La potenza delle due turbine è pari rispettivamente a 165 MW e 171 MW. La turbina è costituita da una cassa comando, un corpo di alta - media pressione (il rotore è costituito da una palettatura ad uno stadio di azione e 15 a reazione) e da un corpo di bassa pressione (il rotore è costituito da palettatura a 12 stadi di reazione).

Il vapore entra in turbina attraverso due valvole di ammissione e sei valvole regolatrici. Prima si espande nel corpo AP-MP, poi nel corpo BP, quindi defluisce al condensatore. Dopo una prima espansione, il vapore subisce un risurriscaldamento in caldaia.

Le turbine 3-4 (Ansaldo, su licenza General Electric) sono di tipo ad azione - reazione con due cilindri in tandem ad asse unico. La turbina è costituita da una cassa comando, un corpo alta - media pressione (il rotore è costituito da 10 stadi ad azione) e da un corpo di bassa pressione (il rotore è costituito da 12 stadi a reazione).

Il vapore entra in turbina attraverso due valvole di ammissione e quattro valvole regolatrici. Prima si espande nel corpo AP-MP, poi nel corpo BP, quindi defluisce al condensatore. Dopo una prima espansione, il vapore subisce un risurriscaldamento in caldaia.

2.2.5 Alternatori

Gli alternatori delle sezioni 1-2 (di costruzione Marelli) hanno rispettivamente una potenza di 175 MVA e 190 MVA. Sono raffreddati ad idrogeno e la circolazione interna è assicurata da due ventilatori, mentre due refrigeranti idrogeno - acqua smaltiscono il calore prodotto.

Gli alternatori delle sezioni 3-4 (di costruzione Asgen) hanno una potenza di 370 MVA, sono raffreddati con idrogeno in circuito chiuso e la circolazione interna è assicurata da due ventilatori. Hanno inoltre lo statore raffreddato ad acqua demineralizzata in circuito chiuso. Due refrigeranti idrogeno - acqua smaltiscono il calore prodotto.

2.2.6 Trasformatori

I trasformatori principali hanno la funzione di innalzare la tensione ai valori delle reti che trasportano l'energia elettrica prodotta.

Il trasformatore della sezione 1 ha una potenza di 180 MVA, tre avvolgimenti con tensioni primaria 15 kV e secondarie di 130 e 220 kV; quello della sezione 2 ha potenza di 190 MVA, due avvolgimenti, tensione primaria 15 kV e secondaria di 220 kV.

I trasformatori delle sezioni 3-4 hanno due avvolgimenti: il primario a 20 kV e il secondario a 380 kV. Entrambi hanno una potenza di 370 MVA.

2.2.7 Stazioni elettriche

L'energia elettrica prodotta dalla centrale, dopo essere stata innalzata di tensione mediante trasformatori, viene immessa in rete attraverso due stazioni elettriche distinte. Nella prima entrano le linee a 220 kV e 130 kV, tramite le quali erogano normalmente energia i gruppi 1 e 2; il gruppo 1 può immettere anche nella rete 130 kV. nella seconda la linea a 380 kV (sezioni 3-4).

Alla seconda è collegata la linea 380 kV diretta alla stazione di Redipuglia tramite la quale erogano energia, dopo un parallelo su sbarra, i gr. 3 e 4.

2.2.8 Impianti ausiliari elettrici

Per quanto riguarda le strutture ausiliarie elettriche, dai montanti di ogni generatore sono derivati i trasformatori dei servizi ausiliari, cui è collegato il macchinario principale delle sezioni. I trasformatori per i servizi generali invece prelevano l'energia necessaria alle fasi di avviamento dalla rete a 130 kV. La centrale è inoltre collegata alla rete a 20 kV locale per mezzo di un trasformatore ausiliario, da utilizzarsi in caso di emergenza.

2.2.9 Sale manovra

La centrale è dotata di due sale manovra. La prima è comune alle sezioni 1-2, mentre l'altra è relativa alle sezioni 3-4. Tali sale manovra sono dislocate tra i rispettivi generatori di vapore e accanto alle sale macchine.

A ciascuna sala manovra afferiscono i segnali riguardanti i vari sottosistemi dell'impianto di produzione (caldaia - turbina – alternatore – elettrofiltri - sistemi evacuazione ceneri – cicli ausiliari). Gli operatori che presiedono le sale in turno continuo avvicendato mantengono l'equilibrio tra i processi di alimentazione e carico, coadiuvati dai sistemi di regolazione automatica, e controllano i flussi di energia tra i sottosistemi, in modo da soddisfare la richiesta di carico elettrico tenendo conto dei limiti di funzionamento del macchinario e dei limiti normativi ambientali (in primo luogo le emissioni). Un sistema separato di supervisione e calcolo provvede all'acquisizione grandezze analogiche e digitali (stati ed allarmi) dell'esercizio, riportando il funzionamento dei sottosistemi e consentendo inoltre l'analisi storica dei dati. Inoltre nella sala controllo vengono registrate su ulteriori registratori indipendenti tutte le misure più importanti per l'esercizio e riportati i segnali di allarme e di blocco automatico generati dai relativi sistemi.

2.2.10 Sistema Combustibile

Le sezioni 1 e 2 possono utilizzare per la combustione sia carbone (fase ASC1) che olio (fase ASC2), mentre le sezioni 3 e 4 prevedono l'impiego di olio combustibile (fase ASC2).

Il deposito carbone, asservito alle unità 1 e 2, ha una capacità di circa 100.000 t e occupa un'area di circa 27.000 m². L'autonomia di funzionamento è pari a circa un mese.

I rifornimenti di carbone (fase ASC1) avvengono prevalentemente con carboniere da 20.000 t o con chiatte provenienti dai porti di Koper (Slovenia), che attraccano alla banchina di Centrale, lungo il canale E. Valentinis.

La banchina della Centrale è il prolungamento della banchina commerciale di Porto Rosega (Monfalcone). Ha una lunghezza di circa 450 metri, di cui 200 metri per lo scarico carbone, ed è attrezzata per poter ricevere e scaricare combustibili sia solidi che liquidi.

Tutte le fasi operative per l'ormeggio e disormeggio delle navi avvengono secondo le norme per l'esecuzione in sicurezza delle operazioni in banchina. Le operazioni di scarico sono effettuate in osservanza delle disposizioni antinquinamento emanate dalla Capitaneria di Porto contro lo sversamento a mare di prodotti, oleosi e non.

La protezione dell'area di banchina in caso d'incendio è affidata a un sistema composto da monitori telecomandabili alimentabili ad acqua e schiumogeno; l'impianto è completato infine dalla rete di idranti.

Lo scarico carbone è effettuato da due ponti gru a cavalletto scorrevoli su rotaie, di portata nominale 10 t (3,75 di peso benna, 6,25 t di portata utile), con potenzialità max allo scarico di 400 t/h. I ponti, in grado di scaricare direttamente su nastro trasportatore o a terra nel parco adiacente, sono costruiti e calcolati in base alle norme FEM (Federazione europea della movimentazione), sono in acciaio classe Fe360, muniti di tegolo fisso posteriore, tegolo mobile anteriore per la raccolta del carbone e dispositivi di sicurezza fissi e mobili. Sono inoltre dotati di un portale anteriore a mare sollevabile per il passaggio delle navi e di un nastro brandeggiabile posteriore, per lo scarico a terra.

Il parco carbone è circondato da un muro di contenimento ed è munito di un impianto di umidificazione, realizzato con lance orientabili, e di un sistema di drenaggio delle acque meteoriche e di dilavamento, che vengono raccolte in vasche di decantazione, e successivamente convogliate all'impianto di trattamento acque reflue (fase SI2).

Il sistema di spruzzamento è utilizzato in particolari condizioni meteorologiche, per evitare la dispersione di polverino.

Il trasporto del carbone ai silos bunker di caldaia avviene mediante un sistema di nastri trasportatori, di potenzialità pari a 800 t/h, chiusi con cappottature a tenuta di polvere, installati in gallerie chiuse, provviste di impianto di ventilazione per mantenerle in depressione. I collegamenti tra un nastro e l'altro sono realizzati con tramogge installate in torri di trasferimento a tenuta di polvere.

L'impianto è protetto da un sistema di antincendio per tutto il percorso nastri, con possibilità d'intervento automatico e manuale.

Il parco olio combustibile, in comune per le quattro sezioni, è attualmente costituito da 2 serbatoi da 35.000 m³ (serbatoi 2 e 3 – il serbatoio 1 è stato recentemente demolito, ed è prevista la demolizione anche dei serbatoi 2 e 3 rendere disponibili le aree ai cicli combinati) e da 2 serbatoi da 50.000 m³ (serbatoi 4 e 5), ubicati nell'area di Centrale.

L'approvvigionamento dell'olio (fase ASC2) avviene tramite piccole petroliere che attraccano direttamente alla banchina della Centrale e/o tramite autobotti o ferrocisterne carrellate che giungono dal vicino terminale ferroviario e scaricano il prodotto in una piazzola appositamente attrezzata. La piazzola di scarico ha l'accesso direttamente dalla via di accesso alla zona portuale, ed è composta sostanzialmente da quattro baie di carico corrispondenti a quattro pesi su cui gli automezzi (o le ferrocisterne su carrello) sostano per le operazioni di scarico dell'olio combustibile.

I sistemi di scarico sono costituiti da due braccia di scarico per ogni pesa, attrezzati con attacchi ad innesto rapido, per un totale di otto bracci di scarico, e dalle relative tubazioni di collegamento a due a due delle braccia di scarico. Ogni piazzola di scarico è dotata di un'elettropompa in grado di aspirare l'olio combustibile dagli automezzi e di trasferirlo

direttamente nel collettore di alimentazione dei serbatoi del deposito. Tutta la piazzola di scarico è coperta da una tettoia metallica per consentire agli addetti di effettuare le operazioni protetti dagli agenti atmosferici, ed è dotata di un box prefabbricato ad uso bollettario. La piazzola è dotata di sistema di raccolta di eventuali sversamenti e successive vasche di rilancio all'impianto interno di trattamento acque oleose.

La piazzola è dotata di sistemi di protezione antincendio costituito da due idranti UNI 70 ad acqua e da un sistema a schiuma a protezione delle quattro aree di scarico.

I consumi orari di combustibile, con riferimento alla tipologia attualmente in uso, sono rispettivamente:

Sezione 1:

Carbone	58 t/h;
Olio combustibile	36 t/h (in alternativa al carbone).

Sezione 2:

Carbone	60 t/h;
Olio combustibile	37 t/h (in alternativa al carbone).

Sezioni 3 e 4

olio combustibile	68 t/h (per ciascuna sezione).
-------------------	--------------------------------

Limitatamente alla fase di avviamento, possono essere utilizzate anche modeste quantità di gasolio.

2.2.11 Sistema di Raffreddamento

L'acqua di raffreddamento condensatori è prelevata (fase PW2) tramite due opere di presa indipendenti (una per le sezioni 1 e 2, una per le sezioni 3 e 4) dal Canale Valentinis. Questo canale fa parte del sistema portuale ed è direttamente collegato al mare.

La restituzione dell'acqua di raffreddamento (fase SI1), comune alle quattro sezioni, avviene invece nel canale Lisert, a est dell'abitato, tramite un canale sotterraneo, a pelo libero in calcestruzzo e a sezione chiusa di lunghezza pari a 750 m.

Il canale Lisert è a sua volta connesso al sistema idrico comprendente il canale Tavoloni, il canale Moschenizze, il canale collettore Locavaz e il fiume Timavo. Quest'ultimo sfocia direttamente in mare.

I gruppi 1 e 2 dispongono di un circuito di condensazione a doppio passaggio con una portata di acqua di raffreddamento pari a $5,5 \text{ m}^3/\text{s}$ ciascuno, mentre i gruppi 3 e 4 dispongono di un circuito di condensazione a semplice passaggio, con una portata di acqua di raffreddamento pari a $12,5 \text{ m}^3/\text{s}$ ciascuno.

Il salto termico complessivo allo scarico è pari a circa $8,5 \text{ }^\circ\text{C}$.

2.2.12 Le attività di Servizio

A supporto dell'attività principale del sito strettamente legata all'esercizio dei gruppi ed all'approvvigionamento e movimentazione del combustibile, sono presenti all'interno della centrale le attività di servizio descritte nel seguito.

Laboratorio chimico di Centrale

Rientrano fra le attività del laboratorio chimico le analisi chimico-fisiche effettuate sui combustibili, sugli effluenti liquidi scaricati, sulle ceneri da olio e da carbone, sui fanghi da impianto di trattamento acque e tutte le verifiche e le analisi correlate alle sia alle attività di esercizio che alla sorveglianza di diversi parametri di processo, alcuni dei quali aventi riflessi ambientali. Vengono altresì effettuati tutti i controlli "spot" richiesti in particolari altre fasi quali lavaggi caldaia e rigenerazione delle resine degli impianti chimici di depurazione dell'acqua di processo.

Officine e reparti di manutenzione

La Centrale dispone di officine in cui il personale specializzato è in grado di svolgere parte delle attività di revisione e manutenzione corrente del macchinario. Sono escluse le lavorazioni e gli interventi che richiedono attrezzature particolari, disponibili solo presso il costruttore del macchinario principale (es. revisione del grosso macchinario, lavorazioni su rotor di turbina e alternatore, ecc.).

La sezione di manutenzione è strutturata in reparti in grado di effettuare attività specialistiche di tipo:

- meccanica, carpenteria e civile (due officine);
- elettrica, elettronica e strumentale (due officine).

Attività e servizi gestionali

L'organizzazione di centrale è completata da strutture di staff preposte alle attività di gestione del personale e dei servizi, dell'amministrazione e controllo, dell'ambiente e sicurezza e degli acquisti ed appalti. Nei due magazzini di Centrale, sono stoccati materiali di consumo e parti di ricambio sia di utilizzo corrente sia considerate strategiche (ad esempio: rotor di turbina, collettori di caldaia ecc.).

2.3 Fasi del processo

La descrizione delle fasi in cui è possibile ripartire il processo è schematizzata in allegato A 25, nel quale sono indicati i flussi di materie prime e di sostanze inquinanti che si generano durante l'esercizio della centrale. Il dettaglio dei vari flussi è quantificato nelle schede B1.2, B2.2, B3.2 B4.2, B5.2, B7.2, B10.2 e B 11.2 (dati alla capacità produttiva).

La rappresentazione di dettaglio dei flussi di materiali e di energia di una singola unità termoelettrica, è raffigurata negli schemi di seguito riportati (figura 6 e figura 7), in cui sono riportati i flussi esterni in tonnellate per anno ed alcune informazioni sui flussi di energia e di vapore interni in MW e t/h.

I due schemi sono rappresentativi rispettivamente delle unità a carbone (gruppi 1 e 2) ed delle unità ad OCD (gruppi 3 e 4).

Come già detto, i quantitativi indicati sono in generale relativi a flussi annui stimati alla capacità produttiva. Alcuni quantitativi dipendono in realtà fortemente dalle condizioni di esercizio delle unità e dalle anomalie che si possono verificare; in particolare, la stima dei reagenti chimici utilizzati dall'impianto trattamento acque di ciclo (I.T.C.) o dei condizionanti delle acque di ciclo può essere fortemente influenzata da eventuali impurità dell'acqua di ciclo dovute a perdite o guasti.

Negli schemi sono indicati anche i combustibili ausiliari utilizzati per avviamento o per anomalie (gasolio ed OCD per i gruppi 1 e 2, gasolio per i gruppi 3 e 4). Tali quantità sono state desunte in relazione alle condizioni di avviamento ed ai relativi numeri di avviamenti definiti al paragrafo: “Descrizione delle condizioni di avviamento”. Per le unità a carbone è stato ipotizzato, su basi storiche, un quantitativo di OCD necessario per sostituire il carbone in caso di avarie al sistema di trasporto e macinazione del carbone.

**FLUSSI PRINCIPALI DELL'ENERGIA E DEI MATERIALI
DI UNA SEZIONE DA 320 MW A OLIO COMBUSTIBILE DENSO**

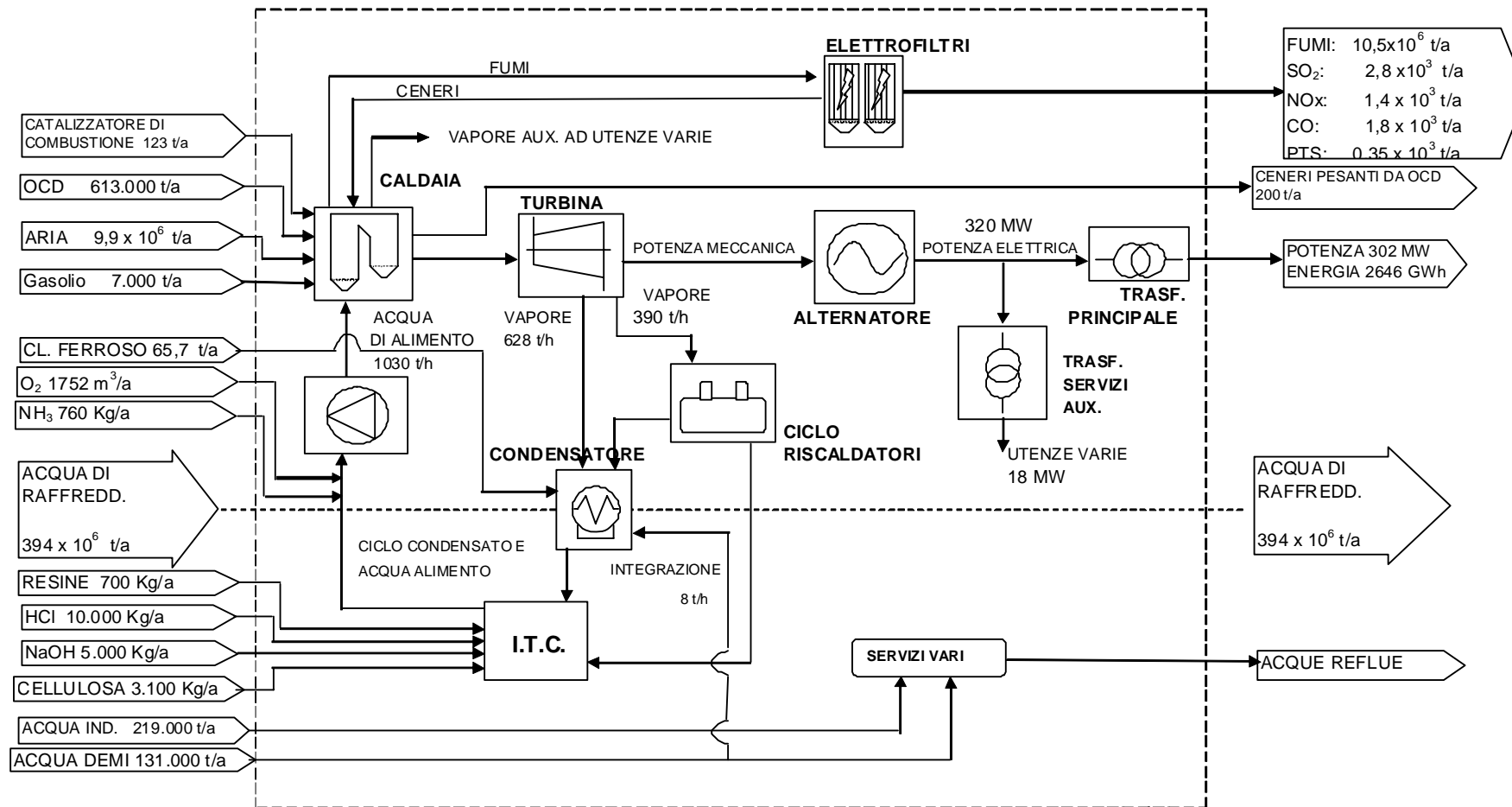


Figura 6: Schema di flusso sezione ad Olio Combustibile Denso (OCD).

FLUSSI PRINCIPALI DELL'ENERGIA E DEI MATERIALI DI UNA SEZIONE DA 170 MW A CARBONE

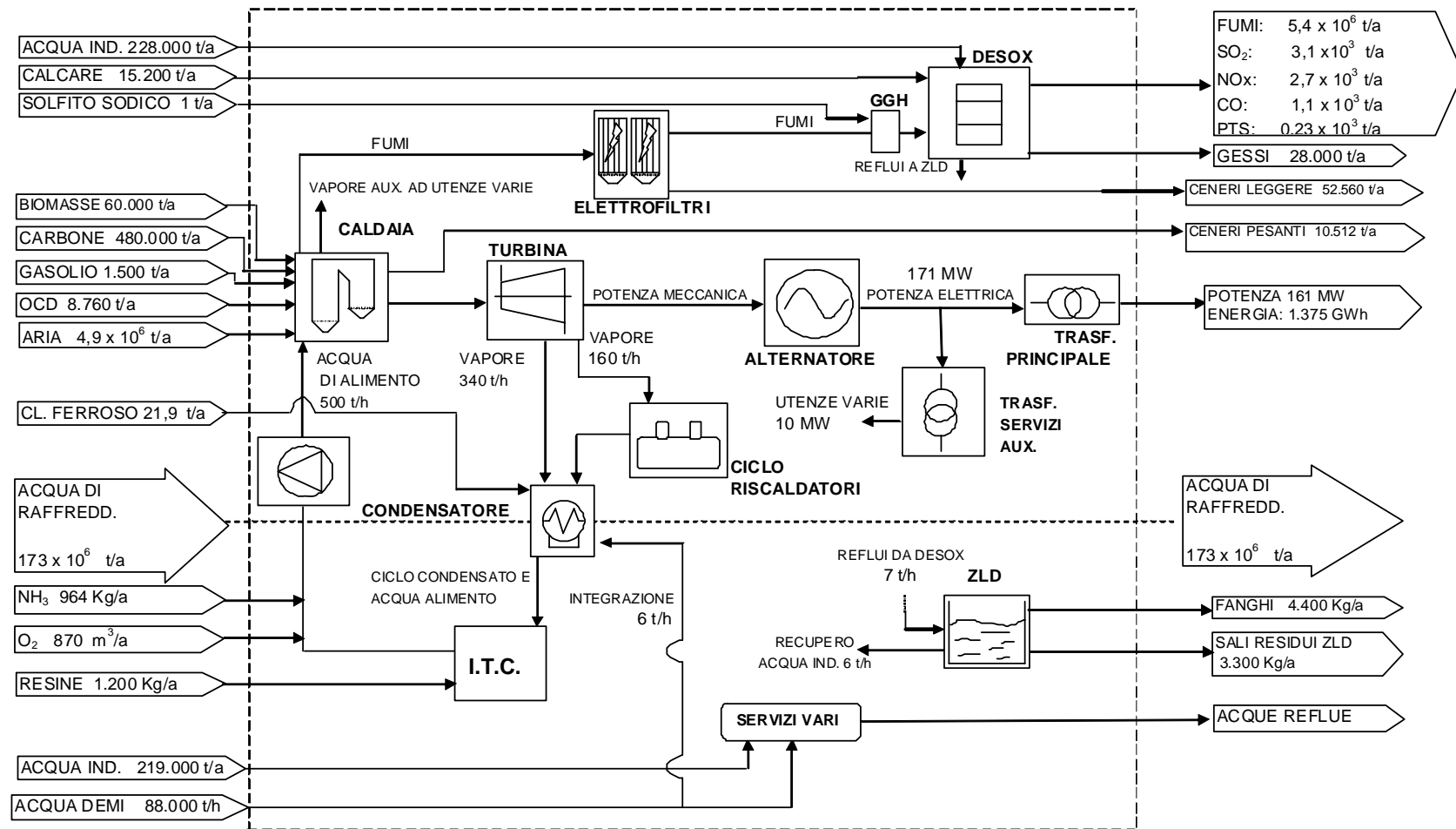


Figura 7: Schema di flusso sezione Carbone.

2.4 Periodicità di funzionamento dell'impianto - dati apparecchiature/sistemi

Le centrali termoelettriche hanno una caratteristica di funzionamento di tipo continuo (24 ore al giorno – 365 giorni all'anno), dovendo supportare istante per istante la richiesta di energia della rete. Tale richiesta è fortemente variabile durante le ore giornaliere e nei diversi periodi dell'anno, ed è correlata anche alle caratteristiche del mercato elettrico vigente nel sistema italiano da alcuni anni.

Le unità a carbone sono normalmente destinate a garantire il carico di base (base-load) e quindi utilizzate quasi sempre a potenze molto prossime a quelle massime nominali; esse infatti sono caratterizzate da una scarsa flessibilità in quanto a variazioni continue dei carichi e frequenti avviamenti ed inoltre sono incapaci di avviarsi autonomamente in assenza di energia elettrica per l'alimentazione degli ausiliari (pompe di circolazione, ventilatori, etc.). Le unità ad olio combustibile invece sono maggiormente flessibili ed hanno una discontinuità di funzionamento maggiore (fermate durante i fine settimana o nei periodi di minore richiesta energetica).

Naturalmente, ciascuna unità è soggetta anche ai fermi necessari per la manutenzione programmata e/o straordinaria.

Di seguito si riportano i dati costruttivi delle principali apparecchiature e dei sistemi comprensivi del nominativo del costruttore/progettista; i dati relativi ai tempi di avvio e arresto dell'impianto sono descritti nel paragrafo 4.1.

N.B. ove è riportata la riga numero, si intende la quantità di tali macchinari per singola unità termoelettrica.

TIPO MACCHINARIO	GRUPPI 1 - 2	GRUPPI 3 - 4
GENERATORE DI VAPORE	Costruttore-progettista: Franco Tosi su licenza Combustion Engeniring	Costruttore-progettista: Ansaldo su licenza Babcock & Wilcox
Tipo	a circolazione naturale con camera di combustione in depressione	ad attraversamento forzato UP
Portata max	540 t/h	1.050 t/h
Pressione di timbro	16,186 MPa	19,130 MPa
Pressione uscita surriscaldatore	14,224 MPa	17,462 MPa
Volume camera di combustione	2.780 m ³	3.270 m ³
Superficie evaporante	4.550 m ²	1.980 m ²
SURRISCALDATORE	Costruttore-progettista: Franco Tosi su licenza Combustion Engeniring	Costruttore-progettista: Ansaldo su licenza Babcock & Wilcox
Tipo	A convezione con pannelli verticali per AT e serpentine orizzontali per BT	A convezione con pannelli verticali per AT e serpentine orizzontali per BT
Superficie	6.935 m ²	9.735 m ²
Temperatura vapore in uscita	540°C	540°C
RISURRISCALDATORE	Costruttore-progettista: Franco Tosi su licenza Combustion Engeniring	Costruttore-progettista: Ansaldo su licenza Babcock & Wilcox
Tipo	A convezione con pannelli verticali in 2 sezioni	A convezione con pannelli verticali
Superficie	1.096 m ²	3.310 m ²
Temperatura vapore in uscita	540°C	540°C
ECONOMIZZATORE	Costruttore-progettista: Franco Tosi su licenza Combustion Engeniring	Costruttore-progettista: Ansaldo su licenza Babcock & Wilcox

TIPO MACCHINARIO	GRUPPI 1 - 2	GRUPPI 3 - 4
Tipo	Orizzontale con tubi alettati	A serpentine
Superficie	3.540 m ²	3.885 m ²
VENTILATORI PREMENTI	Costruttore-progettista: Franco Tosi su licenza Combustion Engeniring	Costruttore-progettista: Franco Tosi
Numero	2	2
Tipo	Centrifughi, 1 velocità	Centrifughi
Portata	381.000 m ³ /h	503.875 m ³ /h
Prevalenza	385 mm H ₂ O	1.120 mm H ₂ O
Velocità	740 giri/min	990 giri/min
Potenza del motore	580 kW	1.985 kW
VENTILATORI ASPIRANTI	Costruttore-progettista: Franco Tosi su licenza Combustion Engeniring	
Numero	2	
Tipo	Centrifughi, 1 velocità	
Portata	558.000 m ³ /h	
Temperatura gas	141 °C	
Prevalenza	544 mm H ₂ O	
Velocità	725 g/	
Potenza del motore	1.300 kW	
RICIRCOLATORE GAS		Costruttore-progettista: Ansaldo
Numero		2
Tipo		Centrifugo
Portata di progetto		118.600 m ³ /h
Prevalenza		557 mm H ₂ O
Velocità		990 g/
Potenza del motore		600 kW
RISCALDATORI D'ARIA	Costruttore-progettista: Franco Tosi su licenza Combustion Engeniring	Costruttore-progettista: Breda Termotecnica
Numero	2	2
Tipo	Rigenerativi, tipo Ljungstrom	Rigenerativi, tipo Ljungstrom ad asse verticale
Superficie unitaria	11.850 m ²	16.315 m ²
MULINI CARBONE	Costruttore-progettista: Franco Tosi su licenza Raymond	
Numero	5	
Tipo	A rulli conici - aspirato	
Portata	18,5 t/h	
Potenza motore elettrico	400 kW	
POMPE ALIMENTO	Pompa principale - Costruttore-progettista: KSB	Pompa principale - Costruttore-progettista: KSB
Numero	2 (di cui 1 di riserva)	3 (di cui 1 di riserva)
Stadi	4	
Portata	600 t/h	537 t/h
Prevalenza mandata	17,854 MPa	25,702 MPa
Velocità	4.300 g/	6.100 g/
Potenza motore elettrico	4.250 kW	4.807 kW
Pompa Booster n.	2 (1 di riserva)	3 (1 di riserva)
Stadi	1	
Portata	600 t/h	537 t/h
Prevalenza mandata	0,505 MPa	1,275 MPa
Velocità	1.480 g/	1.490 g/

TIPO MACCHINARIO	GRUPPI 1 - 2	GRUPPI 3 - 4
Potenza motore elettrico		166 kW
	Accoppiamento motore-pompa Booster: diretto	Accoppiamento motore-pompa Booster: diretto
	Accoppiamento motore-pompa principale: con giunto oleodinamici - Pompa principale - Costruttore-progettista: Voith	Accoppiamento motore-pompa principale: con giunto oleodinamici Costruttore-progettista: Voith – Breda – Isotta Fraschini
TURBINA	Costruttore-progettista: Franco Tosi su licenza Westinghouse	Costruttore-progettista: Ansaldo
Tipo	2 cilindri in linea, 2 scarichi, 7 spillamenti	2 cilindri in linea, 2 scarichi, 8 spillamenti
Potenza max continua	165 MW (gr. 1) - 171 MW (gr. 2)	320 MW
Pressione alla presa	13,793 MPa	15,579 MPa
Temperatura alla presa	538°C	538°C
Pressione vapore RH all'immissione	3,728 MPa	3,267 MPa
Temperatura vapore RH all'immissione	538°C	538°C
Vuoto al condensatore	4.905 Pa	4.905 Pa
CONDENSATORE	Costruttore-progettista: Franco Tosi su licenza Westinghouse	Costruttore-progettista: ASM
Tipo	A 2 percorsi d'acqua e 2 sezioni distinte	Ad 1 percorso d'acqua, 2 sezioni
Superficie	8.800 m ²	16.425 m ²
Numero tubi	14.780	15.920
Materiale tubi	Ottone - Alluminio <i>Cuzinal</i> , Cupro-Nickel	
Diametro tubi	22,2 m	
Portata acqua circolazione	19.800 m ³ /h	44.640 m ³ /h
POMPE ESTRAZIONE CONDENSATO	Costruttore-progettista: KSB	Costruttore-progettista: Worthington
Numero	2 (1 di riserva)	2 (1 di riserva)
Tipo	Centrifughe a 4 stadi	Verticale multistadio
Portata unitaria	450 t/h	850 t/h
Prevalenza manometrica totale	181 mH ₂ O	320 mH ₂ O
Velocità	1.475 g'	1.485 g'
Potenza motore	345 kW	1.080 kW
POMPE DI CIRCOLAZIONE	Costruttore-progettista: KSB	Costruttore-progettista: Termomeccanica
Numero	2	2
Tipo	Verticale	Verticale
Portata unitaria	9.900 m ³ /h	22.500 m ³ /h
Prevalenza manometrica	16,5 m H ₂ O	7,3 m H ₂ O
Velocità	595 g'	260 g'
Potenza motore	650 kW	680 kW
		Accoppiamento motore-pompa con riduttore elicoidale
POMPE RIPRESA CONDENSE	Costruttore-progettista: Worthington	Costruttore-progettista: Worthington
Numero	2 (1 di riserva)	2 (1 di riserva)
Tipo	Centrifughe, 1 girante	Centrifughe monostadio

TIPO MACCHINARIO	GRUPPI 1 - 2	GRUPPI 3 - 4
Portata	85 t/h	320 t/h
Prevalenza manometrica totale	150 mH ₂ O a 2.900 g/	80 mH ₂ O
Potenza motore	73,8 kW	110 kW
ALTERNATORE	Costruttore-progettista: Ercole Marelli	Costruttore-progettista: Ansaldo
Tipo	Generatore trifase E. Marelli	Generatore trifase Ansaldo
Raffreddamento	Convenzionale in atmosfera di idrogeno	Convenzionale in atmosfera di idrogeno e circolazione acqua nelle barre statore
Potenza a cosφ 0,85	175.000 kVA (gr. 1) 190.000 kVA (gr. 2)	370.000 kVA - H ₂ 3,15 kg/cm ²
Tensione	15.000 V± 5%	20.000 V± 5%
Frequenza	50 Hz	50 Hz
Velocità	3.000 g/	3.000 g/
Connessione	Avvolgimento a stella con 6 isolatori passanti	Avvolgimento a stella con 6 isolatori passanti
Tensione di eccitazione max	395 V	345 V
Corrente di eccitazione max	940 A	2.853 A
TRASFORMATORI DI MACCHINA	Costruttore-progettista: Industrie Elettriche Legnano / Ocren	Costruttore-progettista: Italtrafo / Ansaldo
Tipo	3 fasi a 3 avvolgimenti (gr. 1) 3 fasi a 2 avvolgimenti (gr. 2)	A completa immersione di olio e raffreddamento forzato
Potenza	180/180/140 MVA (gr. 1) 190/190 MVA (gr. 2)	370 MVA
Tensione nominale	15/230/132,7 kV (gr. 1) 15/230 kV (gr. 2)	20/380 kV
Frequenza	50 Hz	50 Hz
Collegamenti	D/Y	D/Y
PRECIPITATORI ELETTROSTATICHI	Costruttore-progettista: Fläkt	Costruttore-progettista: Cifa
Tipo	A flusso orizzontale	A flusso orizzontale
Portata fumi per gruppo	590.000 Nm ³ /h	925.000 Nm ³ /h
Temperatura dei gas	148°C	145°C
Totale sezioni	12	6
Area totale passaggio fumi	2 x 151,2 m ²	
Velocità media dei fumi	1,08 m/	1,08 m/
Superficie totale attiva piastre	40.212 m ²	8.022 m ²
Elettrodi di emissione	20.556	3.072
Elettrodi di captazione	3.690	300
Trasformatori raddrizzatori SPC	4 x 122 kVA	50 kV/1200 mA
Trasformatori raddrizzatori MPC	2 x 60 kVA	50 kV/1800 mA
Tensione di captazione	60-75 kV	45-50 kV
Efficienza di captazione	99,60%	85,00%
S.C.A.	140 m ² /m ³ /	39 m ² /m ³ /

Tabella 3: Compendio delle caratteristiche tecniche principali di impianto.

3. Descrizione tecnica di ulteriori parti di impianto

3.1 Sistemi ausiliari

Nel seguito si riporta una descrizione dei principali sistemi ausiliari della Centrale.

3.1.1 Sistemi di Controllo e Riduzione delle Emissioni di Particolato

Il controllo e la riduzione delle emissioni di particolato nella fase gassosa è realizzato tramite elettrofiltri, dotati di elettrodi emettitori (a forma di filo rettilineo o spiraliforme), di piastre di captazione in profilati rigidi, e dispositivi di percussione di piastre ed elettrodi.

Il principio di funzionamento degli elettrofiltri è basato sul conferimento di una carica negativa alle polveri, tramite elettrodi emettitori alimentati in alta tensione. Le polveri, una volta caricate negativamente, sono poi attratte e raccolte da piastre collettrici caricate positivamente. Il rendimento di captazione dipende fortemente dal rapporto tra superficie collettrice e portata di gas che, nel caso degli impianti della Centrale di Monfalcone, risulta ampiamente sufficiente per rispettare i limiti di legge delle emissioni, pari a 50 mg/Nm^3 .

Le ceneri prodotte dalla combustione (PRE1) sono raccolte in tramogge poste al di sotto dell'involucro di ciascun precipitatore elettrostatico.

Le ceneri, attraverso un apposito dispositivo di estrazione, vengono poi trasferite e accumulate separatamente a seconda della loro provenienza (sezioni 1 e 2 o sezioni 3 e 4) in sili di adeguate dimensioni.

Le ceneri prodotte dalla combustione del carbone (PRE1), essendo utilizzabili per la produzione di cemento, vengono vendute all'industria della produzione dei cementi e dei calcestruzzi o, in alternativa, conferite a discarica.

Si sottolinea inoltre che le ceneri pesanti delle sezioni 1 e 2 che si raccolgono sul fondo delle caldaie nella combustione a carbone vengono estratte con un sistema a secco, munito di frantoi per la polverizzazione delle ceneri.

3.1.2 Impianto di desolfurazione

La Centrale di Monfalcone è autorizzata (Decreto di Esclusione da VIA del 19 agosto 2005) all'installazione di un impianto di desolfurazione su ciascuna delle due sezioni 1 e 2. L'impianto di desolfurazione, la cui realizzazione è in corso, consentirà di adeguare le emissioni di Centrale alla Direttiva 2001/80/CE.

In entrambe le sezioni l'impianto sarà del tipo calcare-gesso a umido e sarà costituito dai seguenti sistemi principali:

- condotti fumi e serrande;
- scambiatori di calore;
- assorbitore;
- ventilatore booster gas;
- sistema di disidratazione gesso "dewatering" (comune ai due gruppi);

- stoccaggio calcare;
- stoccaggio gesso (comune ai due gruppi);
- impianto trattamento spurghi (comune ai due gruppi).

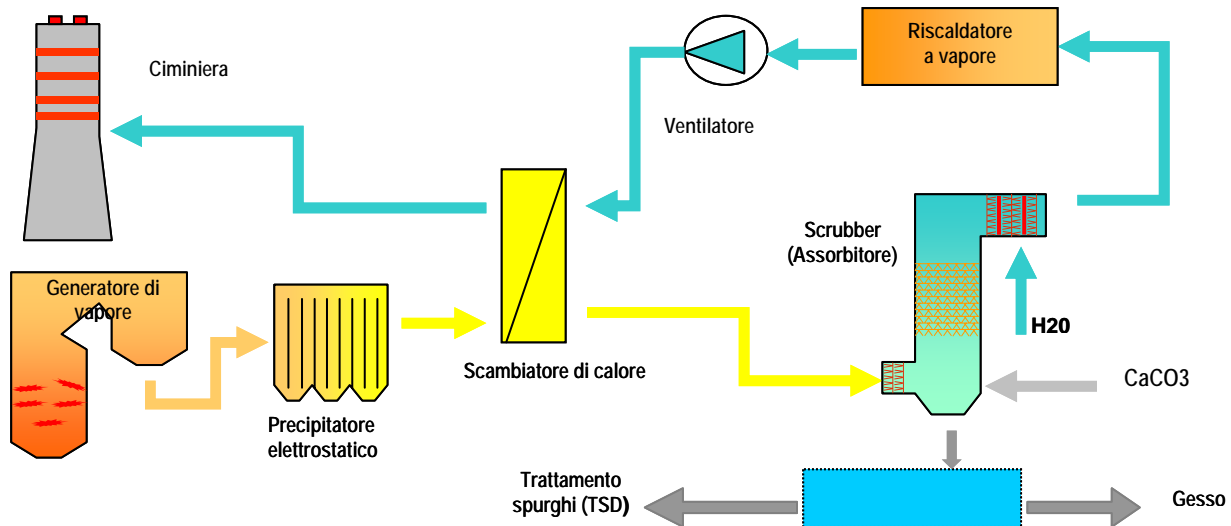


Figura 8: Schema del processo di desolfurazione.

Il processo di desolfurazione (figura 8) prevede che i fumi (fase EA), all'uscita dei precipitatori elettrostatici, attraversino lo scambiatore di calore a recupero, avente lo scopo di raffreddare i fumi grezzi fino ad una temperatura adeguata per il trattamento di desolfurazione, siano poi convogliati all'assorbitore della SO₂, e, una volta desolforati, siano nuovamente riscaldati prima del loro invio in ciminiera (fase EA1).

Lo scambiatore sarà del tipo a tubi con fluido intermedio per escludere la contaminazione dei fumi già trattati.

I fumi raffreddati giungono all'assorbitore, dove avviene la rimozione dell'anidride solforosa per effetto della sua reazione con il calcare, immesso nella sospensione acquosa reagente.

Il calcare consumato dalla reazione è reintegrato all'interno dell'assorbitore tramite un sistema di trasporto pneumatico ad aria compressa.

All'interno dell'assorbitore il calcare si combina con l'anidride solforosa ed il prodotto di tale reazione, solfito di calcio, è ossidato a solfato (CaSO₄ 2H₂O solfato di calcio biidrato) con aria che viene insufflata nell'assorbitore.

Dall'assorbitore una parte della sospensione di gesso, contenente anche minime quantità di cenere e di calcare non reagito, è inviata al sistema di disidratazione del gesso (dewatering).

Il sistema di disidratazione del gesso, costituito da un filtro a nastro sotto vuoto, provvede anche al lavaggio del gesso in maniera da eliminare le impurità in esso contenute.

Il gesso disidratato viene temporaneamente stoccato nel deposito gesso.

I fumi, dopo aver reagito con la sospensione di calcare, attraverseranno i separatori di gocce posti sopra la zona di assorbimento; i gas desolforati in uscita dai separatori di

gocce saranno inviati nello scambiatore di calore a recupero, dove, recuperando il calore estratto dai fumi grezzi in ingresso (provenienti dai precipitatori elettrostatici) aumenteranno di temperatura prima del loro invio al camino.

Il consumo orario complessivo di calcare sarà pari a circa 4 ton. Esso sarà approvvigionato in polvere tramite autocisterne e sarà stoccato presso l'impianto in appositi sili dotati di idoneo sistema di filtrazione dell'aria di scarico del prodotto.

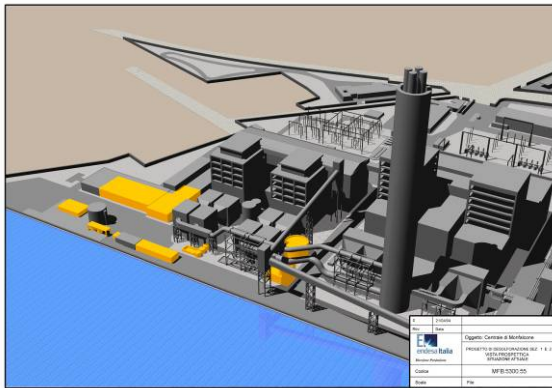


Figura 9: Vista dell'impianto nella situazione attuale. Sono evidenziate le parti soggette a modifiche.

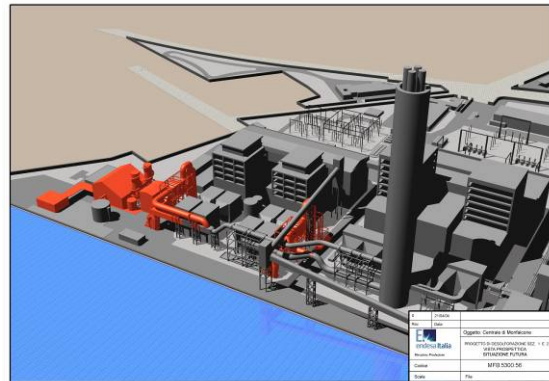


Figura 10: Vista dell'impianto dopo l'installazione dei desolfurator.

La produzione oraria complessiva di gesso sarà pari a circa 7 ton. In attesa del conferimento a terzi o a discarica, il gesso (fase PRE3) sarà stoccato in un apposito capannone dotato di tutte le attrezzature per la movimentazione e il carico su automezzi.

Un'aliquota dell'acqua proveniente dal processo di filtrazione e lavaggio del gesso origina lo spurgo del processo di desolfurazione ed è inviata all'impianto di trattamento dei reflui, la parte rimanente è recuperata e reintrodotta nell'assorbitore.

Nelle figure 9 e 10 vengono presentate, rispettivamente, la vista dell'impianto prima e dopo l'installazione del desolfatore.

3.1.3 Parco Serbatoi Olio Combustibile

Come anticipato, la Centrale di Monfalcone è attualmente dotata di quattro serbatoi per l'olio combustibile (OCD), di cui due (serbatoi 2 e 3) da 35.000 m³ e due (serbatoi 4 e 5) da 50.000 m³.

Il trasferimento dell'olio combustibile (fase ASC2) ai bruciatori dei generatori di vapore avviene direttamente dai serbatoi mediante un sistema di tubazioni di trasporto e di ricircolo ed elettropompe. Tutti i sistemi di trasporto e di stoccaggio sono riscaldati mediante vapore o energia elettrica allo scopo di mantenere l'OCD a temperature comprese tra i 40 ed i 60°C, sufficienti a mantenerlo liquido.

3.1.4 Sistema di Produzione Acqua Industriale

L'acqua industriale necessaria alle utenze della Centrale proviene prevalentemente dai 5 pozzi di Centrale (fase PW3) e in parte dal recupero di acque meteoriche. Essa è stoccata in tre serbatoi da 1.000 m³ ciascuno.

Dai serbatoi è prelevata, con apposite pompe, l'acqua destinata all'impianto di produzione acqua demineralizzata.

Le principali altre utenze del sistema sono costituite da alcuni circuiti di raffreddamento del macchinario, dai raffreddamenti dei vari scarichi provenienti dal ciclo termodinamico e dai circuiti di lavaggio di apparecchiature varie.

3.1.5 Sistema di Produzione Acqua Demineralizzata

L'attuale sistema di produzione dell'acqua demineralizzata è costituito da un impianto a scambio ionico, che si sviluppa su tre linee, ognuna in grado di produrre 50 m³/h di acqua demineralizzata. L'acqua prodotta è stoccata in due serbatoi di accumulo da 1.000 m³. Tramite apposite pompe l'acqua demineralizzata è distribuita alle varie utenze.

3.1.6 Sistema Trattamento Acque Reflue

La centrale è dotata di tre reticoli fognari separati per la raccolta rispettivamente di acque oleose, acide e/o alcaline, meteoriche. Una descrizione dei reticoli fognari e della composizione di ciascuno scarico nell'archivio ambientale è contenuta nelle schede B 9.1 B 9.2, e B 21.

Nella configurazione impiantistica con impianto di desolfurazione, la Centrale è dotata di reti fognarie distinte e separate per la raccolta dei seguenti reflui:

- acque oleose;
- acque acide e/o alcaline;
- acque di spurgo degli impianti di desolfurazione;
- acque meteoriche;
- acque biologiche.

L'impianto di trattamento reflui di Centrale, denominato STAR (Sistema Trattamento Acque Reflue) è in grado di effettuare trattamenti differenziati di purificazione per:

- acque reflue potenzialmente inquinabili da oli;
- acque reflue acide/alcaline provenienti dal ciclo produttivo;
- acque di spurgo degli impianti di desolfurazione;
- acque di prima pioggia.

In particolare, è in corso di avanzata realizzazione una nuova sezione trattamento acque acide\alcaline (che andrà a sostituire l'esistente), un sistema di trattamento acque di prima pioggia ed un sistema di trattamento spurghi di desolfurazione a "scarico zero" (senza la produzione di alcun refluo in uscita). Tali attività sono comprese nelle opere connesse alla costruzione dei nuovi desolficatori; una descrizione completa di questi impianti, cui si rimanda per esigenze di sintesi, è contenuta nella relazione tecnica di accompagnamento

alla richiesta di rinnovo della autorizzazione agli scarichi idrici inoltrata alla Provincia di Gorizia (allegato A 19 – 3).

Le acque oleose confluiscono ai separatori API attraverso i quali si attua per via fisica la disoleazione e il successivo recupero dell'olio (figura 11).

Le acque acide/alcaline confluiscono ad apposito impianto di trattamento in cui, attraverso processi chimici (neutralizzazione, chiarificazione) e fisici (flocculazione) vengono depurate (figura 11).. Questi trattamenti producono residui fangosi che sono smaltiti come rifiuti speciali non pericolosi. Sono previsti sistemi di stoccaggio per far fronte alle punte di produzione di reflui da trattare, e sistemi di ricircolo automatico del refluo scaricato (si veda relazione di allegato A 19 -3).

Le acque prodotte dai desolficatori asserviti ai gruppi 1 e 2 saranno trattate da un'apposita sezione di trattamento spurghi di desoforazione (STSD) costituita da un sistema di trattamento fisico (flocculazione, con produzione di fanghi) ed un successivo sistema di riscaldamento ed evaporazione sotto vuoto in grado di produrre un residuo solido salino senza scarichi a mare (si veda relazione di allegato A 19 -3). L'acqua evaporata viene recuperata per la produzione di acqua demineralizzata.

Le acque meteoriche confluiscono direttamente nel punto di scarico. Come già evidenziato, sono in corso di costruzione sistemi di captazione delle acque di prima pioggia.

I reflui di natura biologica, raccolti attraverso la rete fognaria dedicata, sono a loro volta convogliati alla rete fognaria urbana.

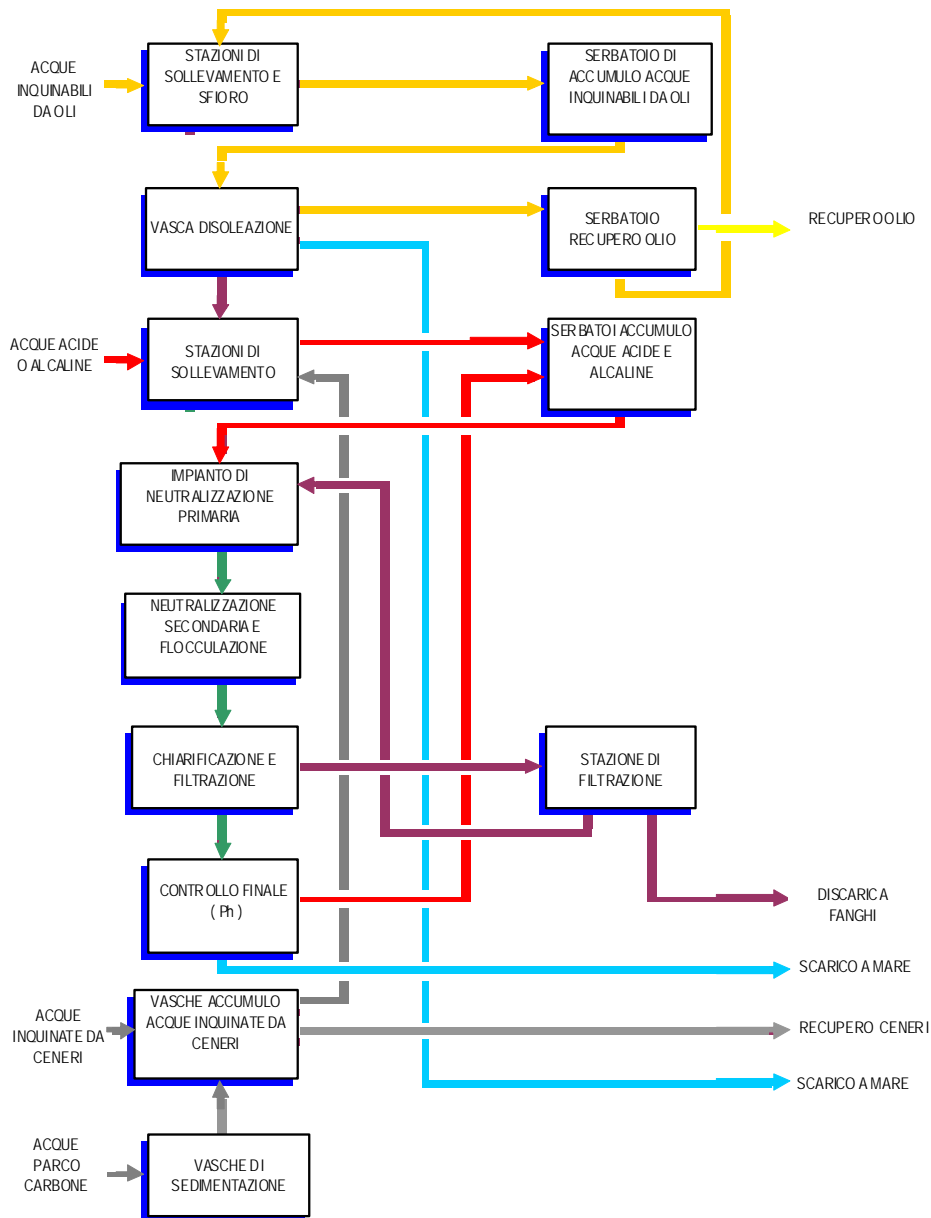


Figura 11: Schema dell'impianto trattamento acque acide\alcaline e oleose.

3.1.7 Sistema Antincendio

Il sistema antincendio è costituito da un sistema di rilevamento e da un sistema di intervento.

Il sistema di rilevamento è realizzato con diversi rilevatori automatici di segnalazione incendio in funzione della tipologia di fabbricato o macchinario da sorvegliare. I rilevatori automatici attualmente installati in Centrale sono costituiti da:

- impianti di rilevazione fumi, a sorveglianza dei locali di servizio delle sezioni termoelettriche e degli uffici;
- impianti di rilevazione incendi, per il controllo dei serbatoi contenenti combustibili, lungo il percorso dei nastri trasportatori del carbone, nelle cabine delle pompe di alimento delle caldaie dei gruppi 3 e 4 e presso i relativi motori diesel dei gruppi elettrogeni.

Il sistema di intervento è costituito da impianti fissi e mezzi mobili.

L'impianto fisso è costituito da due sezioni autonome ma interconnesse tra loro. Una a idroschiuma, destinata prevalentemente per la protezione del deposito costiero, banchina ed edifici esterni; uno ad acqua frazionata, per la protezione dei macchinari del ciclo produttivo installati all'interno degli edifici principali.

Le attrezzature mobili sono distribuite su tutta l'area della Centrale e sono costituite da mezzi portatili e carrellati.

3.1.8 Sistemi di Monitoraggio Ambientale

Nel corso degli anni sono stati realizzati e modificati i sistemi di monitoraggio e controllo ambientali previsti dalle disposizioni legislative e dalle necessità impiantistiche, seguendo l'evoluzione nel tempo di ambedue le componenti. Di seguito sono descritti i principali sistemi di monitoraggio installati.

➤ Sistema di monitoraggio emissioni

Il sistema di monitoraggio emissioni (SME) è costituito dall'insieme delle apparecchiature preposte alla misura in continuo di SO₂, NO_x, CO e polveri (per i gruppi 1 e 2 sono installati, in aggiunta, sistemi di misura del HCl e del Carbonio Organico Totale – TOC) contenuti nei fumi di ciascuna delle 4 unità di produzione della Centrale, nonché dei parametri necessari per la normalizzazione delle misure rilevate dal sistema di monitoraggio (tenore di ossigeno nei fumi, pressione, temperatura).

Allo scopo di omogeneizzare le attività e le operazioni, previste per l'esercizio del sistema e per l'elaborazione e valutazione dei dati rilevati, è stata predisposta una procedura, che riguarda elementi tecnici, normativi e procedurali e contiene paragrafi inerenti la gestione delle prescrizioni del Decreto Ministeriale del 21/12/95, aggiornate al Dlgs 152/06. Il documento è distribuito a tutto il personale operativo coinvolto; ad esso si rinvia per una descrizione completa del sistema delle pratiche tecnico – gestionali utilizzate.

➤ Rete di rilevamento della qualità dell'aria (RRQA)

La RRQA è stata attivata nel 1977 in ottemperanza alla legge 880/73 che ha imposto a tutte le centrali termoelettriche l'installazione di una serie di postazioni in grado di rilevare e di registrare in continuo la concentrazione del biossido di zolfo e di polveri al suolo, ed al decreto MICA del 1977 di autorizzazione all'ampliamento della Centrale con i gruppi 3 e 4, che ha ribadito tale adempimento. Successivamente, il D.M. del 20/5/91 ha stabilito l'obbligo di rilevare la concentrazione di NO_x.

Attualmente, la rete è costituita da 5 postazioni chimiche e da 1 postazione meteorologica, la cui collocazione spaziale e dotazione strumentale sono indicate nella tabella 1.

Queste postazioni sono situate in generale in zone rurali circondate da campi coltivati nelle immediate vicinanze di abitazioni residenziali, tranne la postazione di Monfalcone (1) che è situata in zona periferica ma ancora densamente abitata.

La stazione di Doberdò (3) è disposta sul crinale Sud del secondo contrafforte dei rilievi carsici prospicienti Ronchi dei Legionari. In relazione alle possibili influenze sui valori misurati, va rilevato che la postazione 5 è situata poco a lato della statale per Gorizia.

POSTAZIONI		PARAMETRI RILEVATI			
Numero	Località	SO ₂	Polveri	NO _x (*)	Meteo
1	MONFALCONE	◆	◆	◆	
2	PAPARIANO DI FIUMICELLO	◆	◆	◆	
3	DOBERDO' DEL LAGO	◆	◆	◆	
4	FOSSALON DI GRADO	◆	◆	◆	
5	RONCHI DEI LEGIONARI	◆	◆	◆	
Meteo	Centrale Enel MONFALCONE				◆

(*) Gli analizzatori di NO_x sono presenti dal gennaio 1998.

Tabella 4: Elenco e dotazione strumentale delle capannine RRQA.

La postazione meteorologica, ubicata all'interno del perimetro di centrale, comprende i sensori per la misura di:

- direzione e velocità orizzontale del vento alla quota di 10 m;
- temperatura aria ambiente, umidità relativa e pressione atmosferica;
- quantità pioggia caduta;
- irraggiamento solare totale e netto;
- direzione e velocità orizzontale del vento alla quota di 143 m.

Ciascuna postazione è dotata di una unità interna intelligente che provvede alle funzioni di gestione della strumentazione di misura, calibrazione giornaliera (o comunque su richiesta) degli analizzatori chimici, verifica dell'attendibilità delle misure, calcolo delle medie periodiche orarie, archiviazione locale dei dati (45 giorni) e trasmissione dei dati alla postazione centrale (via radio per le capannine e via cavo seriale per la stazione meteo).

I dati confluiscono ad una postazione centrale che provvede alle funzioni di archiviazione dei dati (su disco e su nastro magnetico), elaborazione di tabelle e calcoli riepilogativi e/o statistici, sorveglianza delle misure (verifica stato della strumentazione e valori degli inquinanti), presentazione grafica a video e stampante e trasmissione dati al terminale disponibile al pubblico presso l'Azienda Sanitaria e, con frequenza quotidiana, per via telematica all'ARPA di Gorizia.

E' stata recentemente attuata, e sono attualmente in corso le attività di completamento, una profonda ristrutturazione della rete, che ha coinvolto il rinnovamento delle strutture delle postazioni di misura, la sostituzione della strumentazione di misura delle polveri (sono stati installati misuratori di PM10) e l'inserimento di nuovi misuratori di ozono (attività in corso), la sostituzione dei ponti radio con sistemi GSM, la sostituzione del sistema di acquisizione, elaborazione ed archiviazione dei dati con un sistema di moderna concezione.

➤ **Rete di monitoraggio biologico**

La Centrale di Monfalcone ha realizzato nel corso degli anni dal 1998 al 2002 una rete sperimentale di monitoraggio biologico, in ottemperanza a quanto indicato nel Decreto Autorizzativo del Ministero dell'Industria del 29/10/1996.

Questo intervento ha dato origine a una collaborazione con l'Università degli Studi di Trieste. Nell'ambito di questa collaborazione, ad esperti internazionali del settore, operanti presso la suddetta università, è stata affidata la progettazione della rete, successivamente sottoposta all'approvazione dei Ministeri competenti, Industria, Ambiente e Sanità.

Per biomonitoraggio si intende l'utilizzo di organismi viventi, nello specifico alcune specie di piante, in grado di modificare, in maniera selettiva, il proprio comportamento se esposti a un determinato fattore inquinante, indicandone la presenza. Rispetto agli analizzatori chimici questa metodologia appare più completa ed esaustiva, in quanto con essa è possibile integrare le informazioni sull'inquinante specifico, con le condizioni ambientali cui il biosensore è esposto e con la presenza di altri inquinanti, che possono modificare il risultato dell'esperimento.

Con il biomonitoraggio inoltre, rispetto a quanto fornito dai dati delle stazioni della RRQA, è possibile monitorare le quantità di inquinanti nel tempo, considerando l'effetto cumulato dell'esposizione.

La rete di biomonitoraggio è stata costruita individuando 75 quadranti di 2 km di lato ciascuno, per una superficie totale di circa 300 km² che si estende lungo tutta la bassa friulana, dal confine sloveno fino al comune di S. Giorgio di Nogaro. All'interno dei quadranti sono state individuate le stazioni all'interno delle quali sono stati piantati i biosensori attivi e passivi (licheni, specie arboree ed erbacee spontanee), ciascuno sensibile a un particolare parametro da monitorare.

L'attività, che prevedeva una mappatura su tre anni, è durata circa 6 anni. I rapporti contenenti i risultati sono stati trasmessi agli enti competenti all'inizio del 2003.

➤ **Monitoraggio Emissioni nella Fase Liquida**

Il monitoraggio e controllo sulla fase liquida viene esercitato e procedurato su:

- acque di scarico di Centrale;
- bacini di contenimento del parco combustibili e degli impianti di trattamento;
- scarichi indiretti.

Acque di scarico di Centrale

Lo scarico delle acque di uso industriale avviene nel canale Valentinis dopo il trattamento dell'impianto acque acide alcaline (STAA) e dell'impianto di disoleazione (STAO). Tali reflui vengono monitorati in continuo per alcuni parametri e a monte del punto di scarico vi è il pozzetto da dove si prelevano i campioni da analizzare per il controllo dei parametri chimico-fisici.

I parametri monitorati in continuo sono temperatura, pH e conducibilità e nel caso di superamento dei limiti di attenzione si attiva una segnalazione di allarme nella sala controllo.

Ogni punto di scarico viene comunque monitorato ed analizzato con cadenza quindicinale dal laboratorio chimico di centrale, e con cadenza bimensile viene effettuata un'analisi completa da un laboratorio esterno.

Il controllo visivo sugli impianti viene comunque effettuato giornalmente dalle unità preposte.

Bacini di contenimento

Per intervenire nel caso di emissioni di liquidi incontrollate vengono esercitati controlli anche sulle seguenti parti d'impianto:

- parco nafta;
- bacini di contenimento;

- vasche acque acide e oleose.

In questo caso si effettuano controlli all'inizio di ogni turno lavorativo circa lo stato di efficienza dei singoli impianti e vengono predisposte prove di tenuta e ispezioni periodiche specifiche per manufatto al fine di evitare scarichi imprevisti nel sottosuolo.

Scarichi indiretti

Oltre al controllo ispettivo periodico sui sistemi di contenimento, vengono campionati con frequenza annuale, i parametri significativi relativi al pozzetto piezometrico di Centrale. Inoltre, durante le operazioni e attività che implicano la possibilità di sversamenti, (per es. lo scarico dai mezzi di trasporto di sostanze oleose o pericolose, quali acido o soda caustica), è previsto il presidio continuo da parte del personale in turno preposto.

3.1.9 Gestione dei Rifiuti

Tutte le fasi di movimentazione dei rifiuti, dalla produzione allo smaltimento o recupero, sono svolte nel rispetto di procedure interne che garantiscono la corretta applicazione della normativa vigente.

Massima cura viene posta nella raccolta e nel successivo smaltimento differenziato dei rifiuti in base alla loro tipologia nonché alle possibilità di recupero, sia interno che esterno.

I rifiuti prodotti dalle attività di manutenzione vengono raccolti per tipologia e stoccati temporaneamente in contenitori a loro volta ubicati in appositi spazi in attesa del conferimento agli impianti di smaltimento e/o recupero.

L'attività di deposito dei rifiuti prodotti all'interno dell'impianto, in attesa dello smaltimento finale, avviene attraverso la realizzazione di depositi temporanei. Questi sono costituiti da un insieme di aree definite e riportate in apposite planimetrie mantenute costantemente aggiornate.

Al momento dello smaltimento, i rifiuti vengono movimentati da ditte specializzate con opportune apparecchiature per il sollevamento dei contenitori.

I rifiuti provenienti dalle attività di esercizio degli impianti sono costituiti prevalentemente dalle ceneri carbone e dai fanghi di risulta dell'impianto di trattamento acque; le ceneri da carbone prodotte dai gruppi 1 e 2 vengono conferite quasi interamente ai cementifici ed all'industria del calcestruzzo, salvo quantità minime invendute che sono conferite a discarica.

3.1.10 Attività di Recupero

Il recupero (di materia o di energia) rappresenta la destinazione ottimale di ogni tipologia di rifiuto. La Centrale cerca di attuare tale indirizzo per le tipologie di rifiuti prodotti in maggior quantità, con risultati che hanno consentito finora di inviare a recupero più del 98% dei rifiuti prodotti.

Tra i rifiuti che la Centrale invia normalmente ad Imprese autorizzate al recupero si possono citare:

- ceneri da carbone;

- fanghi da impianto ITAR;
- rottami metallici ferrosi e non ferrosi;
- spezzoni di cavi elettrici;
- olio esausto lubrificante e isolante;
- accumulatori al piombo;
- rottami di legno;
- carta e cartoni;
- rifiuti derivanti dall'attività di manutenzione aree verdi.

Per il recupero di particolari tipologie di rifiuti (oli usati e batterie al piombo) sono stati istituiti Consorzi ai quali essi vanno obbligatoriamente conferiti.

Le altre tipologie di rifiuti vengono conferite ad appositi impianti di recupero gestiti da Terzi.

3.1.11 Attività di Recupero Energetico

Attualmente la Centrale attua il recupero energetico mediante co-combustione di biomasse costituite da due tipologie di rifiuti:

- rifiuti di origine vegetale, non pericolosi provenienti dalla filiera agroalimentare e dell'industria del legno;
- rifiuti di origine animale, prodotti trasformati derivanti dal trattamento dei rifiuti della filiera zootecnica.

Per tale motivo la Centrale è iscritta nel registro provinciale delle imprese che svolgono l'attività di recupero dei rifiuti, con il numero 108 (Allegato A21) ed è riconosciuta dal Gestore della Rete (GRTN) come "impianto alimentato da fonti rinnovabili" (Numero IAFR: 542 del 01/10/2002).

Nel 2005 è stato consumato in co-combustione circa il 6% rispetto al peso totale dei combustibili utilizzati in Centrale, equivalente ad una quantità di energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile pari a circa il 4 % del totale prodotto dalla centrale.

La figura 12 mostra l'ubicazione degli impianti di dosaggio.

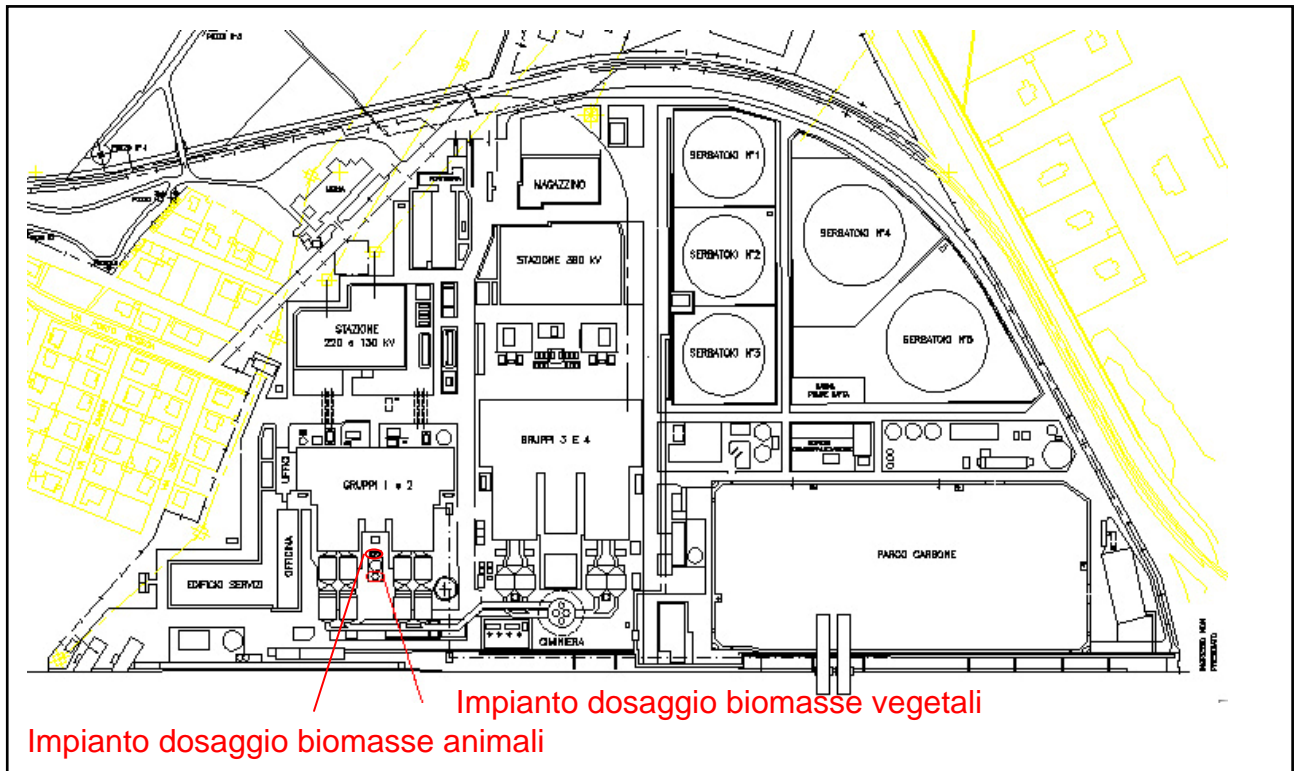


Fig. 12: Ubicazione impianto di dosaggio biomasse.

➤ **Recupero energetico da prodotti di origine animale.**

Attualmente l'impianto svolge l'attività di recupero energetico di prodotti trasformati, derivanti da sottoprodotti di origine animale, in forma solida granulare definiti "farine".

La quantità massima complessiva di prodotto coincenerito è di 10 t/h medie giornaliere per sezione ed è assicurato un apporto in calore inferiore al 10% del totale. Le caldaie sono dotate di un sistema automatico atto ad impedire l'introduzione dei prodotti in caldaia nelle seguenti condizioni:

- all'avvio, fino al raggiungimento della temperatura di 850 °C;
- ogniqualvolta la temperatura scenda al di sotto di 850 °C.

Detto sistema di controllo della temperatura è soggetto a verifica annuale ed a taratura con frequenza almeno triennale.

Le farine sono introdotte automaticamente, senza manipolazione alcuna e senza dispersione nell'ambiente, direttamente in camera di combustione.

La temperatura della fiamma raggiunge i circa 1400 °C. ed il tempo di permanenza dei gas nella camera di combustione è superiore ai 2 secondi garantendo una completa combustione.

Tipologia dei rifiuti oggetto di recupero

I rifiuti soggetti all'attività di recupero energetico sono materiali e prodotti derivati dall'emergenza BSE, definiti, dall'art. 2 ed allegato 1 del Regolamento CE n.1774/2002, prodotti trasformati derivanti da sottoprodotti di origine animale, ovvero:

prodotti trasformati, nella tipologia definita farina animale, derivanti da materiali di categorie 1, 2 e 3 individuati dagli articoli 4, 5 e 6 del Regolamento CE n. 1774, aventi le seguenti caratteristiche:

- P.C.I. sul tal quale 12.000 kJ/kg min;
- umidità 10 % max;
- ceneri sul secco 40 % max.

Impianto di dosaggio e trasporto.

L'impianto di dosaggio delle farine animali è costituito da due silos di stoccaggio della capacità di circa 30 m³ ciascuno, caricati dall'automezzo che trasporta il prodotto mediante un sistema di trasferimento meccanico a corredo dell'automezzo; il prodotto è dosato mediante un dosatore che lo veicola in camera di combustione (fig. 13). La portata è regolata, in relazione alle esigenze di servizio, variando la velocità dell'alimentatore.

Le autobotti di trasporto sono dotate di dispositivi idonei allo scarico atti a garantire la perfetta tenuta del prodotto e a permettere le necessarie manovre di travaso.

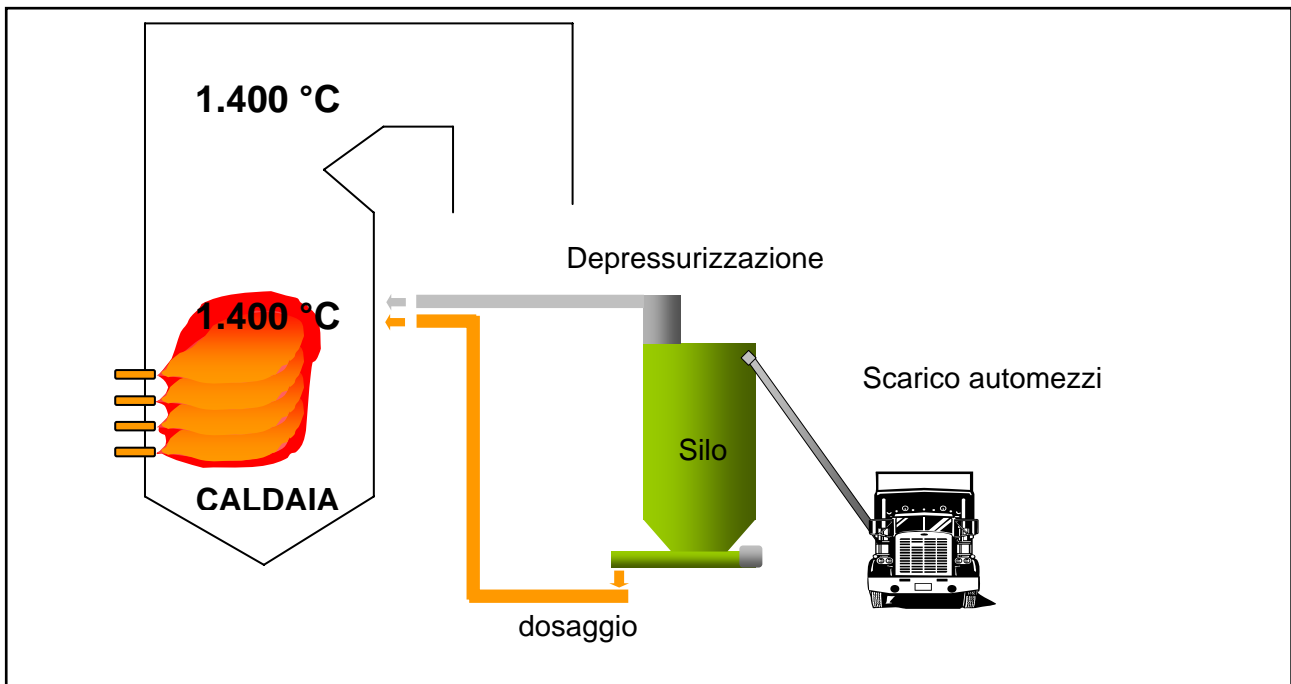


Fig. 13: Impianto farine animali.

Attività di misura e controllo del processo.

Le sezioni termoelettriche sono dotate di sistemi di monitoraggio in continuo delle emissioni.

I parametri controllati in continuo nell'effluente gassoso sono i seguenti:

- polveri totali;
- biossido di zolfo (SO_2);
- monossido di carbonio (CO);
- ossidi di azoto (NO_2);
- ossigeno (O_2);
- temperatura;
- acido cloridrico (HCl);
- sostanze organiche espresse come carbonio organico totale (COT).

La strumentazione è oggetto di verifica e taratura periodica, a cura di istituti autorizzati, opportunamente registrate secondo quanto previsto dalle disposizioni di legge.

Le campagne di misura svolte, relative alle emissioni, hanno dimostrato la piena compatibilità dell'assetto impiantistico; l'attività di controllo viene effettuata periodicamente e sono rilevati, oltre agli elementi misurati in continuo, anche i seguenti elementi:

- cadmio e tallio;
- mercurio;
- antimonio, arsenico, piombo, cromo, cobalto, rame, manganese, nichel, vanadio e stagno;
- diossine e furani

- idrocarburi policiclici aromatici.

L'esito analitico viene trasmesso in copia alla Provincia ed all'ARPA Friuli Venezia Giulia.

➤ **Recupero energetico da prodotti di origine vegetale.**

Attualmente l'impianto svolge l'attività di recupero energetico mediante co-combustione di rifiuti non pericolosi di origine vegetale individuati ai punti 3, 4, 5, 6 e 7 dell'allegato 2, sub.1 del D.M. 05/02/1998 come modificato dal D.M. 05/04/2006 n. 186.

La quantità complessiva di rifiuti è fino a 10 t/h medie giornaliere per sezione termoelettrica ed è assicurato un apporto in calore inferiore al 10% del complessivo.

Le caldaie sono dotate di un sistema automatico atto ad impedire l'introduzione dei rifiuti in caldaia nelle seguenti condizioni:

- all'avvio, fino al raggiungimento della temperatura di 850 °C,
- ogniqualevolta la temperatura scenda al di sotto di 850 °C.

Detto sistema di controllo della temperatura è soggetto a verifica annuale ed a taratura con frequenza almeno triennale.

L'impianto è dotato di sistemi automatici di alimentazione dei rifiuti, per cui si assicura che durante le fasi dell'attività sarà evitato, da parte dei lavoratori, il contatto diretto e la manipolazione dei rifiuti, nonché qualsiasi forma di dispersione nell'ambiente.

La temperatura della fiamma raggiunge i circa 1400 °C. ed il tempo di permanenza dei gas nella camera di combustione è superiore ai 2 secondi garantendo una completa combustione (D.M. 05/02/1998 per il recupero del CDR).

Tipologia dei rifiuti oggetto di recupero

I rifiuti soggetti all'attività di recupero energetico sono delle seguenti categorie:

Tipologia 3 : Scarti vegetali, CER 020103, 020107, 020301, 020303, 020304, 020701, 020704

Provenienza: Attività agricole, forestali e di prima lavorazione di prodotti agroalimentari; impianti di estrazione dell'olio di vinaccioli, industria distillatoria, industria enologica e ortofrutticola, produzione di succhi di frutta e affini, industria olearia.

Caratteristiche del rifiuto: Residui colturali pagliosi (cereali, leguminose da granella, piante oleaginose, ecc); residui colturali legnosi (sarmenti di vite, residui di patate di piante da flutto, ecc.); residui da estrazione forestale; residui - colturali diversi (stocchi e tutoli di mais, steli di sorgo, di tabacco, di girasole, di canapa, di cisto, ecc.); residui di lavorazione (pula, lolla, residui fini di trebbiatura, gusci, ecc.), sanse esauste, vinacce esauste, vinaccioli, farina di vinaccioli, residui di frutta, buccette e altri residui vegetali.

Tipologia 4: Rifiuti della lavorazione del legno e affini, non trattati, CER 030101, 030105, 030301, 150103, 170201

Provenienza: Industria della carta, del sughero e del legno (I e II lavorazione, produzione di pannelli di particelle, di fibra e compensati, mobili, semilavorati per il mobile, articoli per l'edilizia, pallets ed imballaggi, ecc).

Caratteristiche del rifiuto: Scarti anche in polvere a base esclusivamente di legno vergine o componenti di legno vergine.

Tipologia 5: Rifiuti da fibra tessile, CER 040221

Provenienza: Industria tessile

Caratteristiche del rifiuto: Scarti, anche in polvere, di fibre tessili di origine animale o vegetale derivanti dalla filatura e tessitura.

Attività di recupero: Messa in riserva (R13) per il successivo avvio a combustione in impianto industriale avente le specifiche previste al punto 3.3 dell'Allegato 2 – Suballegato 1 del D.M. 05/02/1998.

Tipologia 6: Rifiuti della lavorazione del legno e affini trattati CER 030102, 030103, 200107

Provenienza: industria del legno (I^a e II^a lavorazione, produzione pannelli di particelle, di fibra e compensati, mobili, semilavorati per il mobile, articoli per l'edilizia, ecc.)

Caratteristiche del rifiuto: Scarti e agglomerati anche in polvere a base esclusivamente legnosa e vegetale contenenti un massimo di resine fenoliche dell'1% e privi di impregnanti a base di olio di catrame o sali CCA, aventi inoltre le seguenti caratteristiche:

- un contenuto massimo di resine urea - formaldeide o melanina - formaldeide o urea – melanina - formaldeide del 20% (come massa secca/massa secca di pannello);
- un contenuto massimo di resina a base di difenilmetandiisocianato dell'8% (come massa secca/massa secca di pannello);
- un contenuto massimo di Cloro dello 0,9% in massa;
- un contenuto massimo di additivi (solfato di ammonio, urea - esametilentetrammina) del 10% (come massa secca/massa secca di resina).

Tipologia 7: Rifiuti della lavorazione del tabacco, CER 020304

Provenienza: Trasformazione industriale del tabacco e la fabbricazione di prodotti da fumo

Caratteristiche del rifiuto: Scarti e cascami di lavorazioni costituiti dalle polveri, fresami e costoline di tabacco vergine e rigenerato, provenienti dalla trasformazione industriale del tabacco e dalla fabbricazione di prodotti da fumo aventi un P.C.I. (potere calorifico inferiore) sul secco minimo di 8.000 kJ/kg ed una umidità massima del 16%.

Impianto di dosaggio e trasporto.

L'impianto di dosaggio è costituito da un silo di stoccaggio della capacità di circa 150 m³ ed è caricato dall'automezzo che trasporta il prodotto mediante un sistema di trasferimento meccanico a corredo dell'automezzo. Il silo è dotato di adeguato sistema di filtrazione dell'aria di trasferimento nel caso lo scarico avvenga per via pneumatica. Il prodotto è dosato mediante un dosatore che lo veicola in camera di combustione.

La portata è regolata, in relazione alle esigenze di servizio, variando la velocità dell'alimentatore.

Di seguito viene indicato lo schema di funzionamento di una unità di dosaggio (fig. 14).

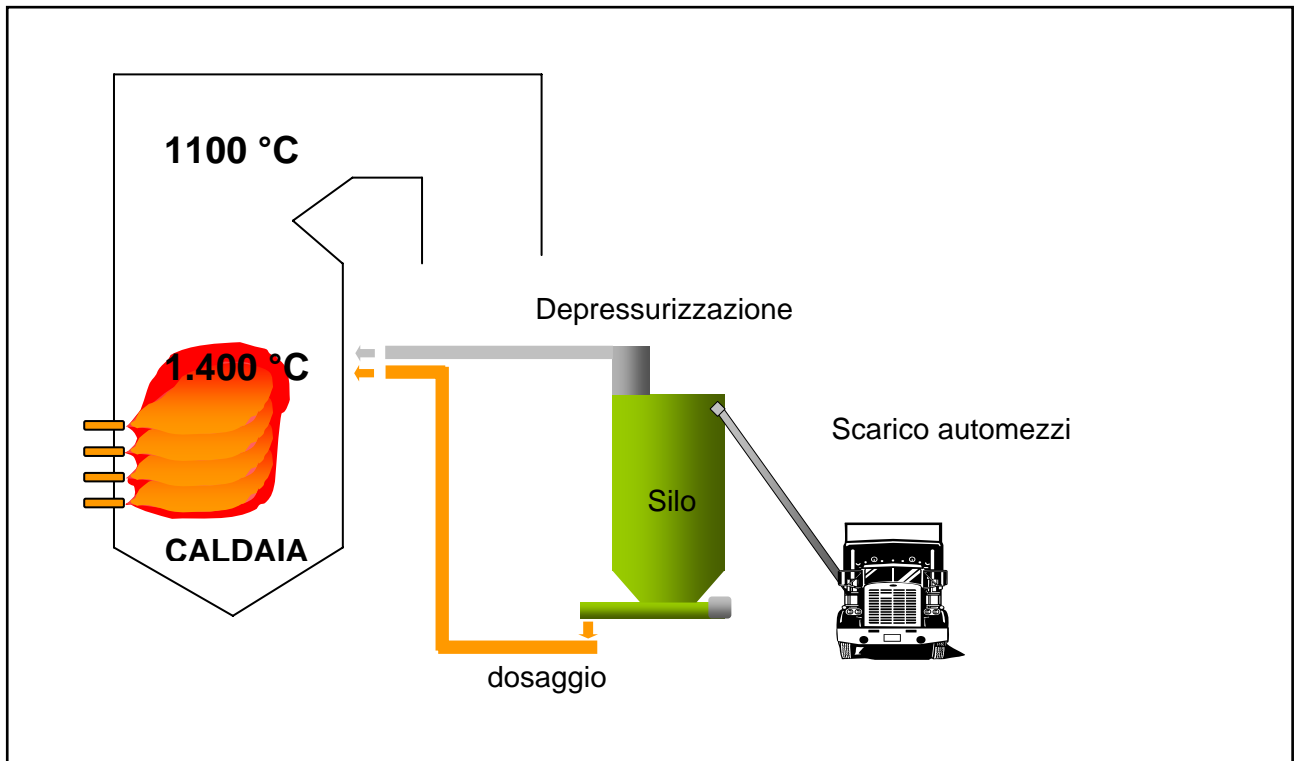


Fig. 14: Impianto biomasse vegetali.

Le autobotti di trasporto sono dotate di dispositivi idonei allo scarico atti a garantire la perfetta tenuta del prodotto e a permettere le necessarie manovre di travaso.

Il rifiuto può essere conferito anche tramite cassoni scarrabili in quanto l'impianto è provvista di un'ulteriore sistema di ricevimento in grado di vuotare trasferire il rifiuto dal cassone al silos.

Attività di misura e controllo del processo.

Le sezioni termoelettriche sono dotate di sistemi di monitoraggio in continuo delle emissioni.

I parametri che saranno controllati in continuo nell'effluente gassoso sono i seguenti:

- polveri totali;
- biossido di zolfo (SO₂);
- monossido di carbonio (CO);
- ossidi di azoto (NO₂);
- ossigeno (O₂);
- temperatura;
- acido cloridrico (HCl);
- sostanze organiche espresse come carbonio organico totale (COT).

La strumentazione è oggetto di verifica e taratura periodica, a cura di istituti autorizzati, opportunamente registrate secondo quanto previsto dalle disposizioni di legge.

Vengono eseguite periodiche campagne di misura relative all'assetto, in relazione alla tipologia del rifiuto utilizzato, nel corso delle quali sono rilevati, oltre agli elementi già rilevati in continuo, anche i seguenti:

- cadmio e tallio;
- mercurio;
- antimonio, arsenico, piombo, cromo, cobalto, rame, manganese, nichel, vanadio e stagno;
- diossine e furani
- idrocarburi policiclici aromatici.

L'esito analitico viene trasmesso in copia alla Provincia ed all'ARPA Friuli Venezia Giulia.

3.2 Sistemi di regolazione e controllo, sistemi di sicurezza

3.2.1 Sistemi di regolazione

I sistemi di produzione e distribuzione dell'energia elettrica sono tuttora limitati dall'impossibilità di immagazzinare in maniera cospicua l'energia, di conseguenza è indispensabile che la richiesta della rete sia costantemente bilanciata dalla produzione, pena gravi transitori che possono portare a situazioni critiche quali il black-out.

Le singole unità termoelettriche devono quindi erogare l'energia elettrica richiesta loro dai centri di controllo nazionali, rispettando tra l'altro i parametri di "qualità" cioè tensione e frequenza. A ciò si aggiungono poi i complessi meccanismi imposti dal mercato elettrico liberalizzato.

Viste le dinamiche in gioco, la cui complessità e velocità non è gestibile dall'essere umano, è indispensabile che le unità siano dotate di un elevato grado di automazione e di un sofisticato sistema di regolazione che, a partire dall'alternatore, controllino e sovrintendano tutti gli elementi dell'unità termoelettrica.

Infatti, l'alternatore con il suo sistema di eccitazione ha il compito di rispondere in tempo reale alla richiesta di potenza attiva e reattiva da parte della rete, mediante una modalità di regolazione detta "modo coordinato". Questa modalità di regolazione garantisce al sistema elettrico nazionale una compensazione automatica di eventuali deficienze, o surplus, di produzione di energia e quindi, in ultima analisi la stabilità del sistema. L'equilibrio fra potenza attiva richiesta e potenza attiva erogata determina il mantenimento della frequenza nel campo attorno ai 50 Hz nominali. In relazione alla tipologia di carichi elettrici presenti in rete, la regolazione della potenza reattiva permette di mantenere la tensione nei valori accettabili prossimi al nominale.

La regolazione della potenza reattiva si ottiene intervenendo sulla corrente di eccitazione, tramite l'eccitatrice.

La regolazione della potenza attiva si effettua principalmente adeguando la potenza trasmessa dalla turbina all'alternatore. A cascata è quindi indispensabile intervenire sulla potenza erogata dalla turbina variando la portata di vapore in ingresso alla stessa, cioè regolando l'apertura delle valvole di ammissione-regolazione.

Per garantire la portata di vapore necessaria, alla temperatura ottimale per massimizzare il rendimento del ciclo termodinamico, si interviene sulla regolazione del generatore di vapore, cioè sull'apporto di energia termica (combustione) e sul fluido vettore (l'acqua di alimento che diventa vapore). Ognuna delle grandezze che caratterizzano i fluidi in ingresso al generatore di vapore, per essere regolata entro i parametri di funzionamento, necessita dell'intervento di macchine (pompe, ventilatori, mulini) e apparecchiature (valvole, serrande, dosatori, regolatori) che insieme costituiscono dei processi, ognuno regolato da uno o più sistemi di regolazione, detti anelli per la conformazione determinata dalla presenza di elementi di feed-back.

Il funzionamento degli anelli di regolazione dei numerosi processi che compongono l'unità termoelettrica viene coordinato da un sistema di regolazione, secondo un'apposita gerarchia. L'interfaccia fra sistema di regolazione e operatore si concretizza in monitors, tastiere, indicatori e pulsanti di comando sul banco della sala manovra. Il sistema di regolazione principale, che equipaggia ognuna delle 4 unità della centrale, è il Contronic 3 della Hartmann & Braun, sulle unità 1 e 2 nell'ultima versione prodotta.

I singoli anelli di regolazione sono di tipo pneumatico, elettronico e misto. In particolare poi la regolazione delle turbine delle unità 1 e 2 è di tipo oleo-idraulico.

Gli elementi finali (servomotori, valvole regolatrici, azionamenti a frequenza variabile per motori) sono di svariati tipi e comandati con energia elettrica, aria compressa ed a volte con olio.

I processi autonomi, come gli scambiatori del ciclo rigenerativo, o quelli svincolati dal funzionamento delle unità termoelettriche, ad esempio gli impianti di trattamento delle acque reflue, possiedono poi propri sistemi di regolazione non interconnessi con quello principale.

3.2.2 Sistemi di sicurezza – protezioni

L'unità termoelettrica è composta da macchinari ed apparecchiature complesse e soggette ad intense sollecitazioni di vario genere; è quindi indispensabile che essi funzionino sempre nelle condizioni previste dal progettista, perché in caso contrario essi potrebbero essere soggetti ad avarie e danni spesso ingenti, costituendo altresì un pericolo per le altre parti dell'impianto e anche per il personale. Per questo motivo vengono impiegate protezioni di vario tipo in grado di rilevare l'insorgere di condizioni pericolose, a causa di guasti o di anomalie e nel qual caso esse provvedono a togliere dal servizio le parti di impianto difettose.

Essendo che gli elementi che compongono una unità termoelettrica sono fra loro interdipendenti, quando uno di essi viene escluso dal servizio per un qualsiasi motivo, molto spesso, è necessario procedere alla contemporanea esclusione anche di altre parti, sia per limitare i danni eventualmente sofferti dai primi, sia per evitare ai rimanenti inutili sollecitazioni per funzionamento in condizioni di anormalità. Vi sono quindi dei collegamenti o interblocchi fra le protezioni dei singoli componenti in modo che, a seconda del tipo impianto e delle condizioni in cui esso si trova, la messa fuori servizio di un elemento provoca indirettamente anche l'esclusione di tutti o parte degli altri componenti.

Le principali protezioni sono raggruppate in 4 blocchi logico-funzionali:

- SCATTO TURBINA che è l'effetto finale a cui conducono le protezioni della turbina;
- BLOCCO TERMICO che è l'effetto finale a cui conducono le protezioni del generatore di vapore;
- BLOCCO ELETTRICO che è l'effetto finale a cui conducono le protezioni dell'alternatore e delle macchine elettriche ad esso connesse, come il trasformatore principale, quello degli ausiliari e l'eccitatrice;
- BLOCCO RETE che è l'azione con cui si disconnette l'unità termoelettrica dalla rete, per evitare che guasti ed anomalie di quest'ultima si propaghino all'unità.

3.2.3 Allarmi e supervisione

Poiché non sempre le anomalie sono tali da costringere a drastici interventi, o per la loro modesta importanza o perché c'è un po' di tempo a disposizione per eliminarle prima che la situazione richieda intervento decisivo, sono installati anche numerosi strumenti, in grado di rilevare le suddette anomalie, rendendone edotto il personale addetto alla condotta dell'impianto a mezzo di un sistema di allarmi, affinché questi possa prendere i provvedimenti del caso. Anche l'intervento delle protezioni sopraccitate viene reso noto al personale a mezzo dello stesso sistema di allarmi o di un apposito pannello. Allarmi e pannello delle protezioni danno un'informazione di stato, ma per facilitare la conduzione e quindi rilevare le grandezze in gioco e la loro tendenza nel tempo, sono necessarie misure in continuo. Tali misure sono presentate all'operatore da indicatori dedicati e dal sistema di supervisione (S.D.S.). Esso tramite monitor trasmette all'operatore le informazioni sotto forma di dati puntuali associati a schemi sinottici degli impianti, oppure in diagrammi a barre o ancora in curve di tendenza relazionate allo scorrere del tempo. Inoltre è in grado di fornire dati storici.

4. Dati di funzionamento ed aspetti di esercizio degli impianti

4.1 *Condizioni di avviamento e transitorio con relativi consumi ed emissioni*

L'avviamento delle unità termoelettriche, a ciclo Rankine, è procedurato nelle Norme di Esercizio tipo A (la raccolta A è deputata alla gestione dei transitori programmati). Convenzionalmente l'avviamento è definito come l'insieme di azioni dall'inizio delle operazioni fino al raggiungimento del Minimo Tecnico, cioè la minima potenza che l'unità può erogare per un tempo indefinito. Ovviamente durante l'avviamento avviene la chiusura dell'interruttore di parallelo che, connettendo l'unità alla rete, gli permette di erogare l'energia prodotta.

Il raggiungimento del Minimo Tecnico permette la gestione dell'unità a qualsiasi potenza compresa fra questo ed il Massimo Carico, quindi con il raggiungimento del Minimo Tecnico l'unità è disponibile a seguire le richieste del mercato elettrico.

Le procedure di avviamento adottate sono differenziate in relazione alla tipologia d'impianto ed alle condizioni in cui si trova l'unità all'inizio delle operazioni di avviamento.

La turbina è il componente, fra quelli principali dell'unità, che per la gestione delle sue dilatazioni e regimazione termica influenza le modalità di avviamento. Infatti, la temperatura di 130°C del metallo del rotore di AP-MP della turbina è la soglia che discrimina il tipo di avviamento; da freddo o da caldo.

Le cospicue masse metalliche che caratterizzano le caldaie, le turbine e le tubazioni che le collegano, unite ai fluidi necessari al funzionamento, comportano una notevole inerzia termica, per vincere la quale sono necessari apporti energetici alle unità anche prima che queste siano in grado di erogare energia elettrica ed abbiano raggiunto il Minimo Tecnico.

Indicativamente le unità possono trovarsi in condizioni di avviamento da freddo dopo una fermata della durata di 7-8 giorni, considerando un normale raffreddamento naturale della turbina.

Nei primi 3-4 giorni di fermata, l'unità si considera ancora "a caldo", salvo che esigenze manutentive non abbiano determinato la necessità di interventi di raffreddamento forzato dei componenti.

Nell'intervallo fra l'avviamento a caldo e quello a freddo, in relazione anche all'assetto dei principali componenti dell'unità si definisce una condizione intermedia di avviamento da tiepido.

Nei diagrammi di figura 16a e 16b che seguono sono rappresentate sinteticamente le principali fasi degli avviamenti da caldo e da freddo, con indicate anche le fonti energetiche utilizzate.

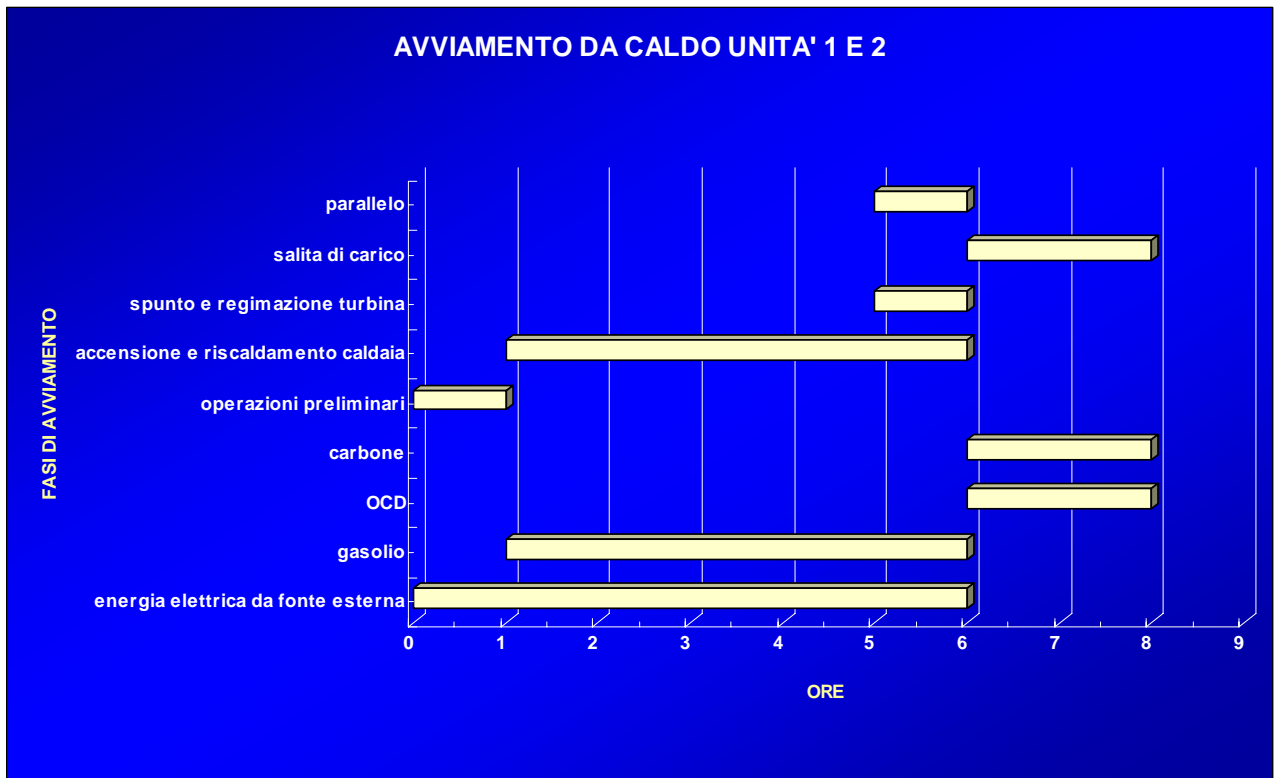
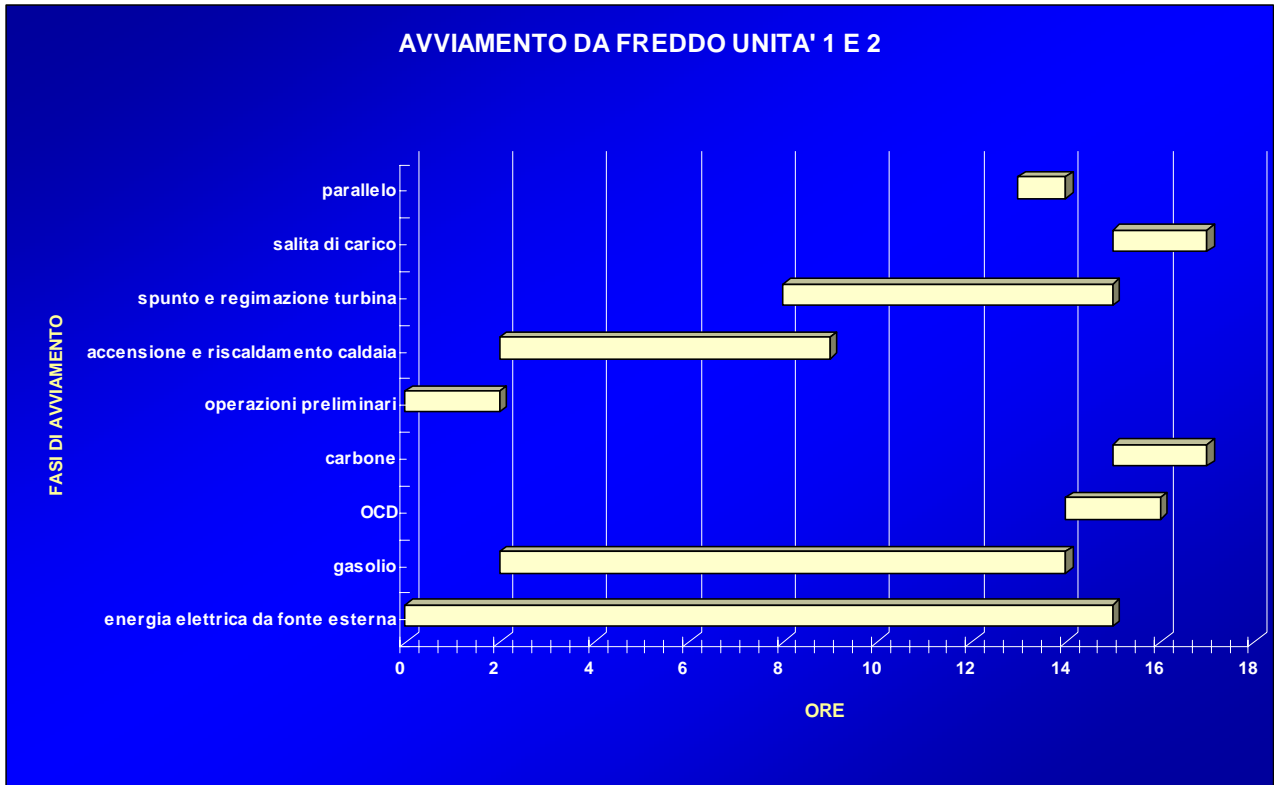


Fig. 16 a: Diagramma di avviamento a freddo ed a caldo delle unità 1 e 2.

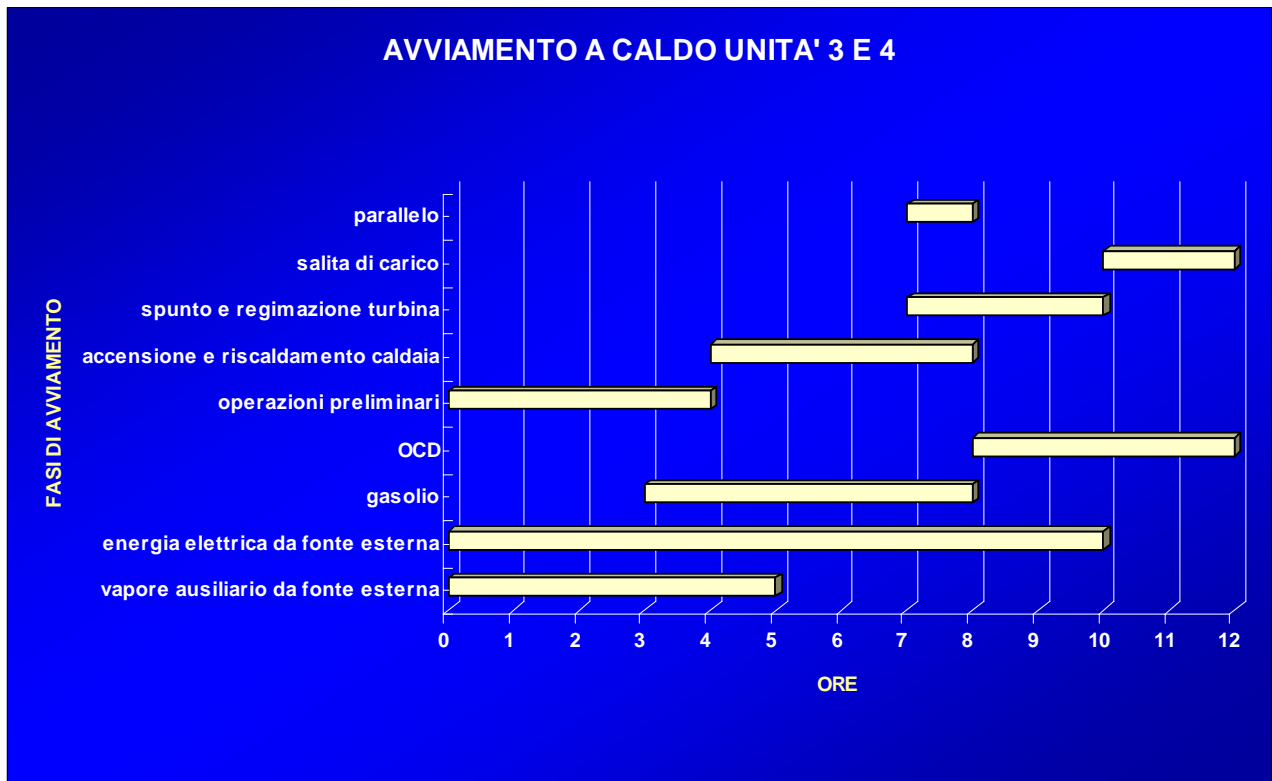
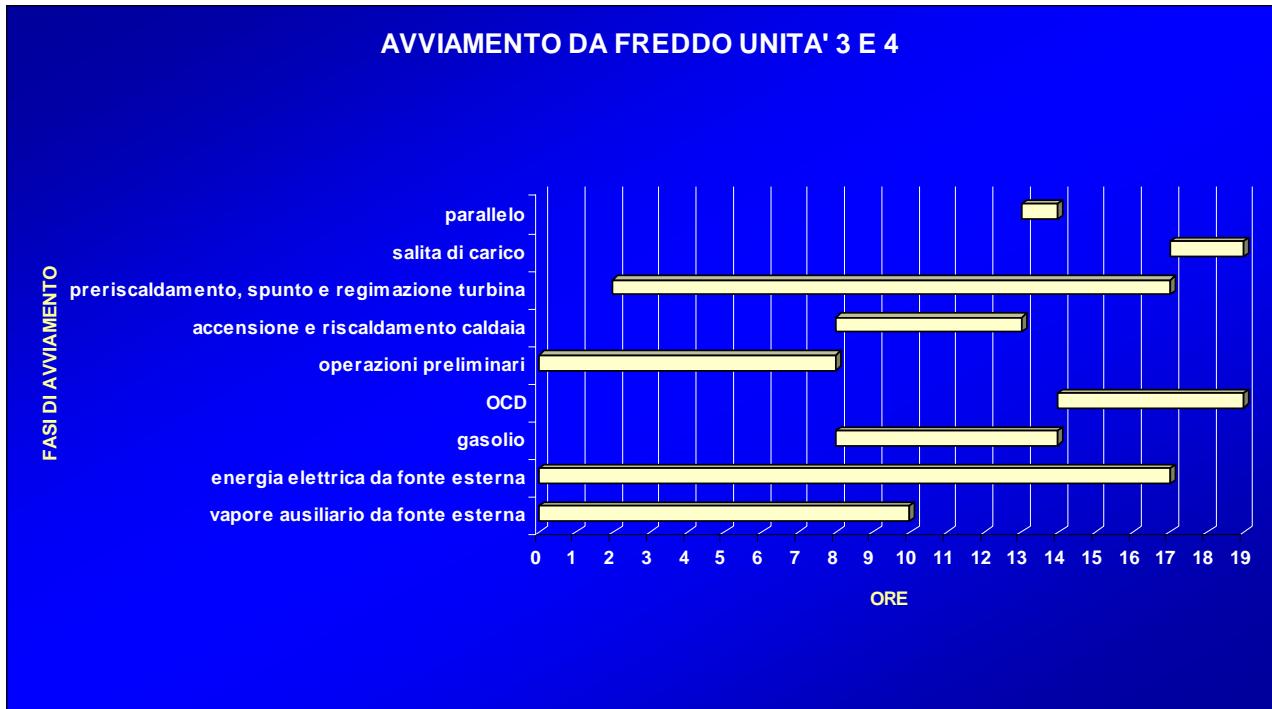


Fig. 16 b: Diagramma di avviamento a freddo ed a caldo delle unità 3 e 4.

Nelle seguenti tabelle 5a e 5b si riassumono i tempi e le energie utilizzate negli avviamenti.

Unità 1 e 2		Avviamento da Freddo			
Fase	Durata (ore)	Consumo energia elettrica da fonte esterna (Kwh)	Consumo gasolio (t)	Consumo OCD (t)	
da inizio fino al parallelo	13	73.750	40		
da parallelo a minimo tecnico	2	15.000	4		15
Unità 1 e 2		Avviamento da Tiepido			
Fase	Durata (ore)	Consumo energia elettrica da fonte esterna (Kwh)	Consumo gasolio (t)	Consumo OCD (t)	
da inizio fino al parallelo	7	37.950	21		
da parallelo a minimo tecnico	1	7.000	2		10
Unità 1 e 2		Avviamento da Caldo			
Fase	Durata (ore)	Consumo energia elettrica da fonte esterna (Kwh)	Consumo gasolio (t)	Consumo OCD (t)	
da inizio fino al parallelo	5	25.000	15		
da parallelo a minimo tecnico	0,5	4.000	2		10

Tabella 5a: Dati avviamento unità 1 e 2.

Unità 3 e 4		Avviamento da Freddo			
Fase	Durata (ore)	Consumo energia elettrica da fonte esterna (Kwh)	Consumo gasolio (t)	Consumo OCD (t)	Consumo vapore aux da fonte esterna (kcal)
da inizio fino al parallelo	13	93.000	55		100.000.000
da parallelo a minimo tecnico	4	44.000	10	62	
Unità 3 e 4		Avviamento da Tiepido			
Fase	Durata (ore)	Consumo energia elettrica da fonte esterna (Kwh)	Consumo gasolio (t)	Consumo OCD (t)	Consumo vapore aux da fonte esterna (kcal)
da inizio fino al parallelo	7	57.000	42		50.000.000
da parallelo a minimo tecnico	4	22.000	11	52	
Unità 3 e 4		Avviamento da Caldo			
Fase	Durata (ore)	Consumo energia elettrica da fonte esterna (Kwh)	Consumo gasolio (t)	Consumo OCD (t)	Consumo vapore aux da fonte esterna (kcal)
da inizio fino al parallelo	7	46.000	31		47.000.000
da parallelo a minimo tecnico	3	22.000	10	52	

Tabella 5b: Dati avviamento unità 3 e 4.

I dati riportati nelle tabelle 5a e 5b sono dati medi sia in termini temporali che di consumo, poiché al variare delle condizioni impiantistiche possono determinarsi variazioni della durata delle diverse fasi.

Emissioni in fase di avviamento

Per quanto riguarda una valutazione delle emissioni in fase di avviamento, bisogna anzitutto considerare che, conformemente a quanto specificato dalla normativa vigente, i valori rilevati dalla strumentazione di misura in continuo delle unità non vengono validati dal sistema di monitoraggio ed archiviazione dei dati in quanto il carico generato è inferiore al minimo tecnico. I valori di minimo tecnico delle 4 unità, così come ufficialmente dichiarati agli organi competenti sono i seguenti:

GR 1: 40 MW
 GR 2: 40 MW
 GR 3: 80 MW
 GR 4: 80 MW

Pertanto, tutti i valori rilevati nel periodo in cui le unità producono una potenza elettrica inferiore a tali valori, benché memorizzati nella base di dati sistema, non sono

immediatamente rilevabili dalle tabelle ufficiali prodotte, e non entrano nel calcolo delle medie soggette ai limiti di legge.

I valori misurati in questa condizione sono soggetti a forte instabilità, dovuta essenzialmente alla normalizzazione effettuata in relazione all'ossigeno rilevato. Per rendere comparabili i dati, infatti, è necessario riportare i valori di concentrazione "tal quale" misurati dalle sonde a situazioni standard di pressione, temperatura, umidità e, in modo particolare, ossigeno. Per tale parametro la relazione di normalizzazione, specificata dalla normativa, è la seguente:

$$C_n = C \times \frac{21 - \% O_{2\text{rif}}}{21 - \% O_2}$$

Dove $O_{2\text{rif}}$ vale 6% per combustione a carbone o 3% per combustione a OCD, $\%O_2$ e C sono le concentrazioni di ossigeno e di inquinante rilevate dalle sonde.

Essendo la condizione di avviamento caratterizzata da un forte eccesso di aria comburente per favorire l'accensione, la misura di $\%O_2$ è vicina alla concentrazione tipica dell'aria (21 %), e piccoli errori su tale misura si riflettono grandemente sulla misura finale.

Ciò premesso, è comunque possibile trarre indicazioni sull'andamento dei vari inquinanti estraendo i dati "grezzi" rilevati dal sistema, selezionando quelli rilevati a carico inferiore al minimo tecnico (e quindi "isolando" i periodi di avviamento), normalizzandoli, e distinguendo in base ai dati di esercizio le diverse tipologie di avviamenti in base ai periodi di fermata precedenti. Tale analisi, condotta nel periodo corrispondente al secondo semestre del 2007 ha fornito i dati evidenziati nei paragrafi seguenti.

Nelle figg. 17a e 17b sono riportati gli andamenti delle concentrazioni di inquinanti di tipici durante un avviamento da tiepido di una unità a carbone (gruppo 1) e durante un avviamento da freddo di un'unità ad olio (gruppo 3); le concentrazioni di SO_2 non sono state riportate poiché tale valore, in mancanza di impianti di desolforazione, è stechiometricamente definibile in base ai contenuti di zolfo nei combustibili, ed è quindi poco significativo essendo analogo a quello delle unità in esercizio. I dati sono presenti dal momento della prima accensione delle torce a gasolio, e si interrompono al momento del superamento del minimo tecnico. Si evidenziano le misure di ossigeno molto prossime alla concentrazione dell'aria (scala a destra) e contenuti di CO nei fumi molto elevati nelle fasi iniziali.

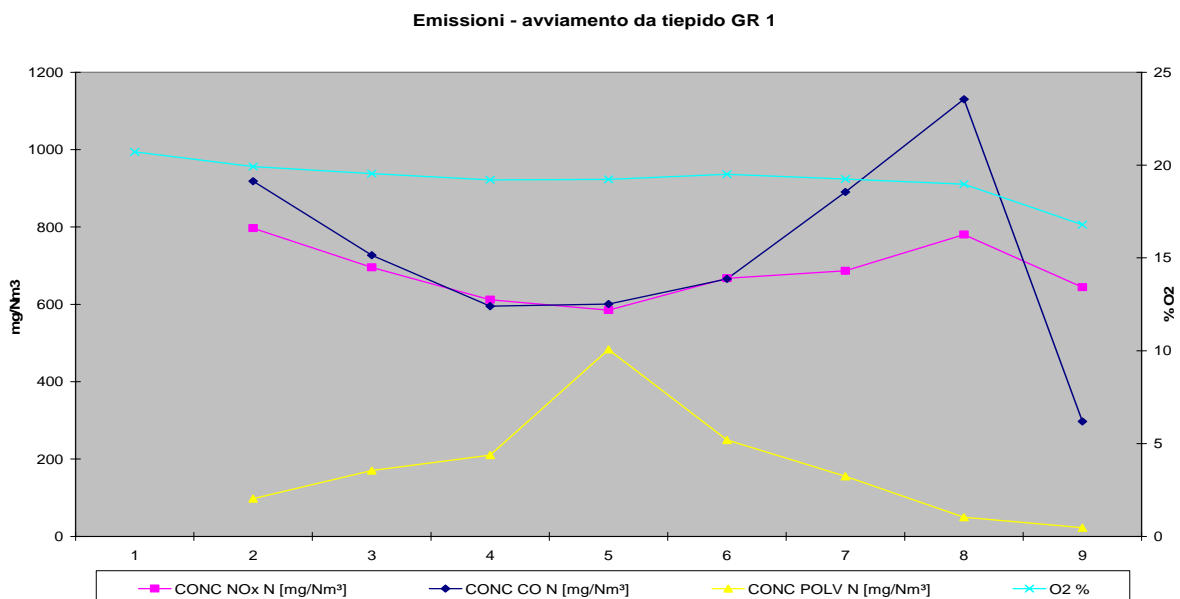


Fig. 17 a: Emissioni avviamento a freddo gruppo 1.

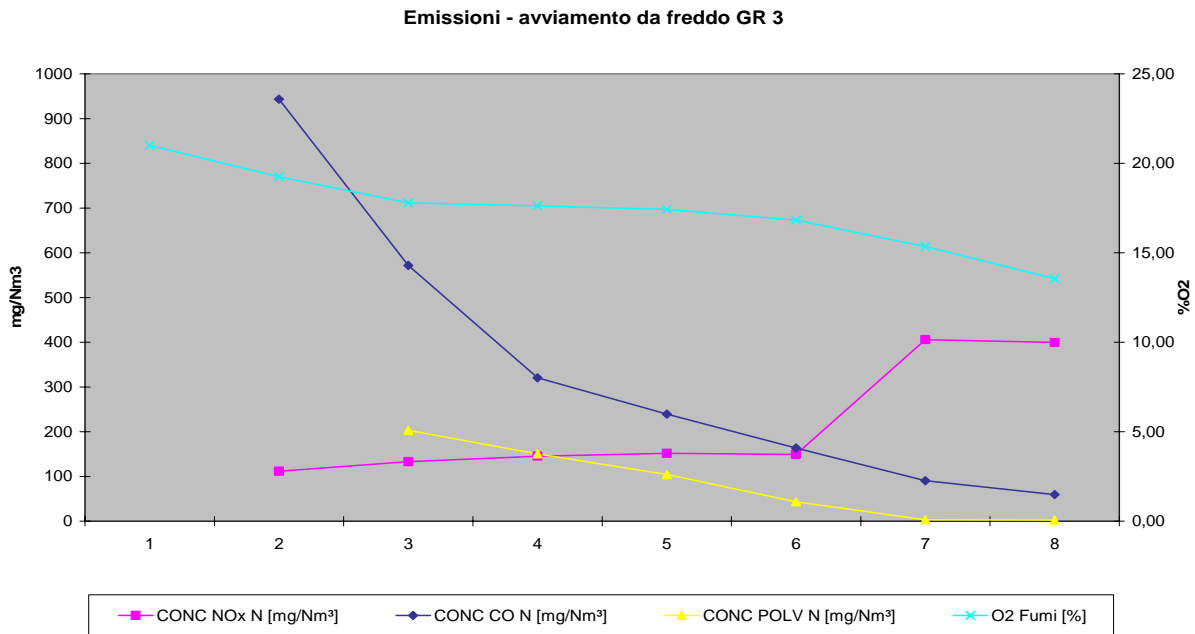


Fig. 17 b: Emissioni avviamento a freddo gruppo 3.

Un'analisi dei dati relativi a tutti gli avviamenti nel periodo di riferimento porta a definire dei valori di concentrazione medi dei vari inquinanti, riassunti nella seguente tabella

Concentrazione medie nei fumi in avviamento (dati medi II semestre 2010)

	SO ₂ mg/Nm ³	NO _x mg/Nm ³	CO mg/Nm ³	PTS mg/Nm ³	% O ₂ mg/Nm ³
UNITA' A CARBONE	224,18	641,26	952,39	126,39	19,19
UNITA' A OCD	219,48	226,86	197,72	21,45	16,70

La concentrazione di SO₂ è un valore intermedio tra quello caratteristico dell'OCD utilizzato (a bassissimo tenore di zolfo, che da luogo ad emissioni di SO₂ tra i 300 ed i 400 mg/Nm³) e quella del gasolio (con tenori di zolfo inferiore a 0,2 %, le emissioni attese sono inferiori a 200 mg/Nm³)

Il dato delle polveri è scarsamente significativo, poiché gran parte dei dati sono mancanti (non memorizzati dal sistema a causa del numero di campioni elementari troppo basso).

Nelle tabelle successive sono riportati i calcoli dei volumi fumi emessi per ciascuna condizione di avviamento, facendo riferimento ai consumi tipici di gasolio e OCD durante gli avviamenti riportati al paragrafo 4.1 della presente relazione tecnica, rispettivamente per una unità a carbone ed una unità ad OCD.

Ipotizzando un numero massimo di avviamenti per ciascuna sezione, è possibile stimare il volume fumi massimo complessivo emesso in un anno da ciascuna sezione. Il dato calcolato è conservativo: si consideri che in realtà il dato storico degli avviamenti riporta, per le sezioni a carbone, un consuntivo di avviamenti da freddo pari a 0 o 1, tiepido pari a 2 - 4, mentre da caldo tra da 8 a 12. Per le sezioni ad olio gli avviamenti da freddo sono 2 - 5, da tiepido 20 - 30, da caldo 20 - 35.

I volumi fumi unitari sono calcolabili stechiometricamente, e sono specificati dalla normativa vigente.

**Volume fumi emesso in avviamento
Unità a carbone**

	Unità di misura	Da freddo	Da tiepido	Da caldo
Consumi gasolio	t	44	23	17
Volume fumi unitario	Nm ³ /kg	12,00	12,00	12,00
Volume fumi	Nm ³	528.000	276.000	204.000
Consumi OCD	t	15	10	10
Volume fumi unitario	Nm ³ /kg	11,76	11,76	11,76
Volume fumi		176.400	117.600	117.600
Volume fumi complessivo per avviamento	Nm ³	704.400	393.600	321.600
Numero avviam.		2	12	56
Volume fumi totale	Nm ³	1.408.800	4.723.200	18.009.600

Volume fumi totale annuo Nm³ 24.141.600

**Volume fumi emesso in avviamento
Unità a OCD**

	Unità di misura	Da freddo	Da tiepido	Da caldo
Consumi gasolio	t	65	53	41
Volume fumi unitario	Nm ³ /kg	12,00	12,00	12,00
Volume fumi	Nm ³	780.000	636.000	492.000
Consumi OCD	t	62	52	52
Volume fumi unitario	Nm ³ /kg	11,76	11,76	11,76
Volume fumi		729.120	611.520	611.520
Numero avviam.		6	56	112
Volume fumi totale	Nm ³	4.374.720	34.245.120	68.490.240

Volume fumi totale annuo Nm³ 107.110.080

E' possibile quindi stimare le emissioni massiche moltiplicando il volume fumi emessi per le concentrazioni determinate nella prima tabella; nella tabella successiva è riportato tale calcolo e, come riferimento, le emissioni alla capacità produttiva dei gruppi 1 e 3 come esposte nelle schede B 7.2.

Volume fumi emesso in avviamento

	Unità di misura	Vol fumi	SO2	NOx	CO	PTS
UNITA' CARBONE						
Volume fumi	Nm ³	21.141.600				
Concentrazioni	mg/Nm ³		224,18	641,26	952,40	165,70
Emissioni massiche in avviamento	t		5	14	20	4
Emissioni massiche alla capacità produttiva	t		3.221	2.654	1.106	221
UNITA' OCD						
Volume fumi	Nm ³	107.110.080				
Concentrazioni	mg/Nm ³		219,48	226,86	197,72	21,45
Emissioni massiche in avviamento	t		24	24	21	2
Emissioni massiche alla capacità produttiva	t		2.831	1.416	1.770	354

E' possibile verificare che le emissioni massiche in fase di avviamento appaiono trascurabili rispetto all'ammontare delle emissioni complessive. Tale conclusione resta confermata anche confrontando le emissioni con i dati di emissione effettiva (dati storici riportati nella scheda B 7.1), considerando un numero di avviamenti più vicino ai dati storici reali (pari ad un quinto, o meno, del numero ipotizzato nel calcolo).

4.2 Sostanze inquinanti generate durante la produzione e nei periodi di manutenzione

La descrizione delle fasi in cui è possibile ripartire il processo è schematizzata in allegato A 25, nel quale sono indicati i flussi di materie prime e di sostanze inquinanti che si generano durante l'esercizio della centrale. Il dettaglio dei vari flussi è quantificato nelle schede B1.2, B2.2, B3.2 B4.2, B5.2, B7.2, B10.2, e B 11.2 (dati alla capacità produttiva).

La rappresentazione di dettaglio dei flussi di materiali e di energia di una singola unità termoelettrica, è raffigurata negli schemi seguenti, in cui sono riportati i flussi esterni in tonnellate per anno ed alcune informazioni sui flussi di energia e di vapore interni in MW e t/h. I due schemi sono rappresentativi rispettivamente delle unità a carbone (gruppi 1 e 2) ed delle unità ad OCD (gruppi 3 e 4).

Come già detto, i quantitativi indicati sono in generale relativi a flussi annui stimati alla capacità produttiva. Alcuni quantitativi dipendono in realtà fortemente dalle condizioni di esercizio delle unità e dalle anomalie che si possono verificare; in particolare, la stima dei reagenti chimici utilizzati dall'impianto trattamento acque di ciclo (I.T.C.) o dei condizionanti delle acque di ciclo può essere fortemente influenzata da eventuali impurità dell'acqua di ciclo dovute a perdite o guasti.

Nello schema sono indicati anche i combustibili ausiliari utilizzati per avviamento o per anomalie (gasolio ed OCD per i gruppi 1 e 2, gasolio per i gruppi 3 e 4). Tali quantità sono state desunte in relazione alle condizioni di avviamento ed ai relativi numeri di avviamenti definiti al paragrafo: "Descrizione delle condizioni di avviamento". Per le unità a carbone è stato ipotizzato, su basi storiche, un quantitativo di OCD necessario per sostituire il carbone in caso di avarie al sistema di trasporto e macinazione del carbone.

Per quanto concerne sostanze inquinanti prodotte durante le fasi di manutenzione, esse consistono essenzialmente in rifiuti e reflui liquidi.

Rifiuti

Le sostanze prodotte tipiche non differiscono da quelle normalmente prodotte in fase di esercizio normale degli impianti, e sono costituite da:

- ceneri da carbone, smaltite come ceneri pesanti, prodotte in caso di pulizie manuali delle tramogge degli elettrofiltri, della caldaia e del circuito fumi delle unità a carbone, o delle vasche di decantazione del circuito acque inquinabili da ceneri
- Ceneri da OCD, prodotte in caso di pulizie delle tramogge degli elettrofiltri, della caldaia e del circuito fumi delle unità a OCD
- Fanghi da impianti trattamento acque, prodotti a seguito di pulizie degli impianti di trattamento

Vengono poi prodotti nelle fasi manutentive una serie di rifiuti tipici delle manutenzioni di macchinario meccanico pesante (oli esausti, morchie e stracci e sporchi di olio, rottami ferrosi e metallici in genere, legname da ponteggio o da imballaggio, residui di vernici) o da macchinario elettrico o elettronico (rottami di cavi elettrici, quadri elettrici, apparecchiature elettroniche fuori uso, tubi fluorescenti e lampade esaurite).

I flussi di tali materiali sono quantificati nelle schede B11.2; non essendo legati ad attività di esercizio, non sono quantificabili in relazione alla capacità produttiva, bensì stimati in base a massimi storici.

Reflui liquidi

I reflui liquidi prodotti derivano essenzialmente dalle fasi di lavaggio della caldaia, con i relativi banchi scambiatori, e del circuito fumi. Con frequenza indicativamente annuale, i circuiti lato fumi delle sezioni termoelettriche vengono infatti sottoposti a pulizia tramite lavaggio eseguito con acqua industriale.

Le acque reflue generate dal lavaggio contengono principalmente quantità variabili di solidi sospesi (nel ordine anche del centinaio di grammi per litro) costituiti essenzialmente da cenere.

Il refluo si presenta nettamente acido a causa dell'acido solforico formatosi per condensazione, all'interno del circuito fumi, dei prodotti di combustione dello zolfo, contenuto come impurezza nel combustibile; è inoltre molto ricco di sali di ferro prodotti dalla corrosione delle strutture metalliche del circuito fumi ad opera dell'acido di cui sopra. In questo refluo sono anche presenti quantità variabili di metalli e/o non metalli derivati dal combustibile utilizzato.

La quantità di refluo prodotto da un lavaggio del circuito fumi di una sezione termoelettrica varia a seconda del tipo di impianto e delle modalità di esercizio dello stesso. In genere comunque la quantità di refluo risulta dell'ordine di 1000÷5000 mc per sezione.

Un'altra tipologia di reflui liquidi viene prodotta dalla pulizia delle superfici interne dei tubi del generatore di vapore delle una sezione termoelettrica, che avviene con frequenza pluriennale (da due a oltre dieci anni). La pulizia è necessaria per la rimozione degli ossidi formati che, aumentando di spessore, riducono la trasmissione del calore.

La pulizia di questo circuito viene effettuata in diverse fasi operative successive che, mediante l'utilizzo di sostanze chimiche, variabili a seconda del tipo di impianto, producono la rimozione praticamente completa degli ossidi aderenti ai tubi.

Il refluo prodotto contiene principalmente quantità considerevoli di acido residuo, sia di tipo organico che inorganico (es. acido cloridrico, acido citrico, acido idrossiacetico ecc. in concentrazioni dell'ordine del 3÷5 per cento), notevoli quantità di ferro sia disciolto che sospeso (1÷5 gr/l), rame ed ammoniaca.

La quantità di refluo prodotto dal lavaggio del circuito acqua-vapore di un generatore è pari a circa 1500 mc.

Le acque reflue, prodotte dalle attività descritte in precedenza, raccolte da un'apposita rete sono inviate agli impianti di stoccaggio e di trattamento (sistema di trattamento acque acide – alcaline STAA). L'impianto di trattamento attua la separazione dagli inquinanti presenti dall'acqua che viene scaricata al corpo ricettore, ed è in grado di garantire il rispetto dei limiti di legge per tutti gli inquinanti tipici prodotti nelle fasi sopra descritte. Anche la sua potenzialità, supportata da adeguati serbatoi di stoccaggio, è stata calcolata in modo da fare fronte ai picchi di produzione di reflui caratteristici delle fasi di manutenzione.

4.3 Manutenzione Programmata

Il macchinario che compone un'unità termoelettrica è da considerarsi in due famiglie: indispensabile al funzionamento e non indispensabile ma importante ai fini del rendimento. La famiglia dei macchinari indispensabili al funzionamento si divide poi in due gruppi (determinati generalmente dal costo degli stessi): macchinario con riserva e macchinario senza riserva. I principali componenti, turbina, alternatore, generatore di vapore, condensatore, per scelta progettuale a causa del loro costo, sono privi di riserva e quindi gli interventi manutentivi che li riguardano costringono alla fermata dell'unità. Ne consegue quindi che mentre per alcuni componenti si può procedere alla loro manutenzione senza interrompere il funzionamento dell'unità termoelettrica, vedi ad esempio le pompe alimento, per altri la fermata generale dell'unità è una condizione obbligatoria.

Secondo le attuali linee guida aziendali, le fermate per manutenzione programmata delle unità termoelettriche seguono la cadenza allegato riportata in tabella 6.

In sostanza si succedono cicli di fermate programmate annuali, la cui durata è di 10 o 21 giorni ad anni alterni. Il ripetersi di questi cicli viene interrotto quando turbina e alternatore raggiungono le 70000-80000 ore di funzionamento equivalente dalla precedente revisione generale. A quel punto la fermata annuale dura 42 giorni, proprio per permettere la revisione generale della turbina e dell'alternatore. L'anno seguente alla revisione generale viene ripreso il ciclo partendo con una fermata da 10 giorni. Naturalmente la durata delle fermate può subire delle estensioni in relazione alle condizioni del macchinario.

La tabella seguente riassume indicativamente il ciclo delle fermate programmate.

IMP	unità	Anno n		Anno n+1		Anno n+2		Anno n+3		Anno n+4	
MF	MF1	10		21	RPT+RPA	10		42	RGT + RGA	10	
	MF2	21	RPT+RPA	42	RGT+RGA	10		21	RPT+RPA	10	
	MF3	10		42	RGT+RGA	10		21	RPT+RPA	10	
	MF4	21	RPT+RPA	10		21	RPT+RPA	42	RGT+RGA (OPZ)	10	

Legenda

	Revisione Generale
RGT	Turbina a Vapore
	Revisione Parziale
RPT	Turbina a Vapore
	Revisione Generale
RGA	Alternatore
	Revisione Parziale
RPA	Alternatore

Tabella 6: Fermate programmate dei componenti principali.

4.4 Fuori servizio non programmati

La gestione delle unità termoelettriche è orientata a ridurre al minimo tutti i tempi di fermata. In particolare, vengono particolarmente monitorate e ridotte ai minimi tempi tecnicamente possibili le fermate non programmate (contraddistinte dal codice "KIA"), fortemente penalizzanti in termini di extra consumo di combustibile, possibili guasti indotti, mancata produzione e costi di sbilanciamento (cioè di penalità che devono essere versate a compensazione dell'energia che non è stata prodotta).

La ridondanza del macchinario, insieme alle politiche manutentive preventive attuate sul macchinario principale non ridonato, consente di considerare eccezionali tali eventi e ridurli ad un tempo complessivo dell'ordine dell'1% sulla base delle ore di produzione complessive.

In **Allegato 2** si riportano rispettivamente l'elenco di tutti i periodi di fermo impianto e la l'elenco dei soli blocchi temporanei non programmati dell'anno 2007.

4.5 Logistica approvvigionamento materie prime

La Centrale presenta il vantaggio della facilità logistica di movimentazione dei combustibili, delle materie prime di consumo e di approvvigionamento idrico. Il sito dista 25 km da Trieste, 20 km da Gorizia e 50 km da Udine ed è raggiungibile attraverso la SS n. 14 Trieste-Venezia e l'autostrada A4 (svincolo Lisert) o tramite la linea ferroviaria Trieste-Venezia e Trieste-Udine.

L'approvvigionamento dei combustibili principali viene effettuato via mare o, a partire dal 2006, via terra.

La centrale è dotata di una banchina attrezzata per le attività portuali costruita in fregio al canale Valentinis, la cui lunghezza è pari a circa 480 metri.

La fornitura del carbone viene effettuata mediante chiatte attualmente provenienti dal porto di Koper (SLO), oppure direttamente attraverso navi carboniere opportunamente allibate. Questo "alleggerimento" delle navi è necessario in quanto la limitata profondità del canale Valentinis (circa 9 metri) non consente l'attracco alla banchina di centrale di grandi navi carboniere a pieno carico. Avvenuto l'attracco delle chiatte o delle navi alla banchina, si procede al loro scarico mediante due ponti gru, aventi ciascuno portata max. 400 t/h e scorrevoli su rotaie, entro un'apposita area adibita allo stoccaggio (parco carbone).

La fornitura dell'OCD può avvenire via mare, tramite navi di medio tonnellaggio che attraccano direttamente alla banchina di centrale, o via terra tramite mezzi su gomma (autobotti o ferrocisterne su carrelli trainati). Dai natanti, il combustibile viene scaricato mediante un sistema di bracci o manichette e direttamente pompato, attraverso una tubazione, al parco combustibili liquidi. L'esigenza di approvvigionare OCD a bassissimo contenuto di zolfo (STZ) da fornitori nazionali (raffinerie), sorta a causa delle sempre maggiori difficoltà a reperire questo prodotto sui mercati internazionali, ha reso necessaria la costruzione, avvenuta nel 2006, di un apposito impianto di scarico per la ricezione delle forniture di olio combustibile attraverso ferrocisterne.

Tale impianto è costituito da una struttura coperta, posizionata a protezione delle operazioni di scarico e pompaggio, da una cabina per il comando del sistema di pesatura e degli impianti ausiliari ed antincendio, da 4 linee di scarico OCD posizionate in parallelo

con altrettante pompe di trasferimento con portata unitaria di 30 m³/h e dalla linea di trasferimento ai serbatoi di stoccaggio dell'olio combustibile.

E' ubicato nelle aree esterne ed immediatamente adiacenti al muro di cinta, in una posizione facilmente accessibile dalla strada principale; infatti, allo scopo di contenere l'impatto ambientale legato alla movimentazione di mezzi stradali; l'approvvigionamento avviene quasi esclusivamente tramite cisterne ferroviarie che sono trasbordate su carrelli stradali nello scalo ferroviario vicino alla centrale, a loro volta trainati su strada per un breve percorso fino alla centrale.

L'approvvigionamento del gasolio per l'accensione dei bruciatori avviene mediante autobotti scaricate per mezzo di pompe al serbatoio dedicato. Tutta la zona interessata allo scarico degli automezzi è dotata di un'opportuna rete fognaria collegata all'impianto di trattamento acque oleose.

Per quanto riguarda le farine animali, il prodotto viene approvvigionato e trasportato in centrale tramite camion cisterna provenienti direttamente dai centri di stoccaggio o direttamente dagli impianti di trattamento dei rifiuti animali. All'arrivo, gli automezzi scaricano il prodotto mediante coclea elevatrice in un apposito impianto di dosaggio, in grado di iniettare il prodotto direttamente nelle caldaie dei gruppi 1 e 2, nelle quali sta bruciando il polverino di carbone.

Viene assicurata l'immediata distruzione del prodotto non appena giunto nel sito; l'intero processo è confinato e non c'è nel corso dell'esercizio una manipolazione diretta del materiale da parte degli operatori.

Per quanto riguarda i prodotti di origine vegetale, il prodotto viene approvvigionato e trasportato in centrale tramite cassoni scarrabili provenienti direttamente dai centri di stoccaggio. All'arrivo, gli automezzi scaricano il prodotto con un sistema meccanico a corredo dell'automezzo in un sistema di dosaggio dedicato e distinto da quelle delle farine animali.

Nelle tabelle 7, 8, 9 di seguito riportate in sintesi le informazioni sulla logistica della Centrale.

LOGISTICA CARBONE MONFALCONE						
ARRIVI CE - ORIGINE						
INIZIO	FINE	ORIGINE	NATANTI UTILIZZATI	PORTATE	PARCHI GESTITI	NOTE
1964		Polonia, Russia, Usa	Navi		Monfalcone	
			Navi + chiatte		Monfalcone	
1993	1995	Polonia, Colombia, Venezuela, Sud Africa, Usa	chiatte	5.500-11.000-14700	Monfalcone-Molo VII di Trieste	inizio deposito TS Molo VII di Trieste
1996	1997	Polonia, Colombia, Venezuela, Sud Africa, Cina	chiatte	5.500-11.000-14700	Monfalcone-Molo VII di Trieste - Koper - Bakar	inizio deposito KP
1997		Polonia, Colombia, Venezuela, Sud Africa, Cina	chiatte	5.500-11.000-14700	Monfalcone-Molo VII di Trieste - Koper - Bakar	inizio deposito Bakar
2000		Russia, Colombia, Indonesia, Venezuela, Cina Usa, Sud Africa			Monfalcone-Molo VII di Trieste - Koper - Bakar	no origine sud africa
2001		Russia, Colombia, Indonesia, Venezuela, Cina Usa,	autoscaricanti + chiatte	17.000-5.500-11.000-14700	Monfalcone-Molo VII di Trieste - Koper - Bakar	fine deposito TS
2002		Russia, Colombia, Indonesia, Venezuela	autoscaricanti + chiatte + navi	17.000-5.500-11.000-14700+20.000	Monfalcone-Koper	no origine cina
2003	2005	Russia, Colombia, Indonesia, Venezuela	Navi + chiatte	25.000-5.500-11.000	Monfalcone-Koper	
2006	2007	Russia, Colombia, Indonesia, Venezuela	Navi + chiatte	25.000-5.500	Monfalcone-Koper	
2008		Russia, Indonesia,	Navi + chiatte+ autoscaricanti	25.000-5.500-7.500	Monfalcone-Koper	utilizzo autoscaricanti veloci (trollnes)

Tabella 7: Logistica Carbone.

LOGISTICA OCD MONFALCONE						
INIZIO	FINE	ORIGINE	MEZZO DI TRASPORTO	PORTATE	PARCHI GESTITI	NOTE
1989	1998	Libia- Italia - Siria- Russia - Enel	Oleodotto, navi, bettoline	15.000 - 2.000 - 3.000	Monfalcone - Deposito Aquila di Trieste - DCT	
1999		Libia Italia	Navi + bettoline	17.000 - 2.000 - 3.000	Monfalcone	
2000		Libia Italia, Ucraina	Navi + bettoline	17000 - 3000	Monfalcone	
2001		Libia Italia	navi	18.000		
2002	2003	Libia, Italia, C.avorio, Romania, Francia, Malta, Olanda, Algeria, Indonesia, Inghilterra, Portogallo	Navi + bettoline	21.000 - 1000	Monfalcone	
2004		Libia	Navi	22.000	Monfalcone	
2005		Libia Svezia Kazakistan		21.000	Monfalcone	
2006		Libia, iltalia, Usa, Inghilterra, Olanda, Malta	Navi+Bettoline+Terra	21.000+800+1000+ Treni	Monfalcone	Inizio FCS e ATB
2007		Italia, Libia, Malta	Navi+Terra	21.000+ Treni	Monfalcone	

Tabella 8: Logistica OCD.

reagenti chimici		
numero automezzi movimentati per rifornimento di HCl	numero automezzi movimentati per rifornimento di NaOH	numero automezzi movimentati per rifornimento di calce
44	17	10
carbone		
numero navi movimentate	numero chiatte movimentate	
28	66	
OCD		
numero navi movimentate	numero ferrocisterne movimentate	numero autobotti movimentate
5	4308	181
gasolio		
numero autobotti movimentate		
135		
biomasse		
numero autocarri biomasse animali movimentati *	numero autocarri biomasse vegetali movimentati	
2016	2437	


Tabella 9: Consuntivazione approvvigionamento combustibili e reagenti chimici.

* Le biomasse vegetali vengono approvvigionate tramite autocarri con scarrabile da un magazzino sito nell'adiacente zona portuale, distante poche centinaia di metri.

4.6 **Apparecchiature e parti di impianto non in esercizio, piani di smantellamento e bonifiche effettuate e in atto**

L'unica parte di impianto attualmente non in esercizio della centrale è il terminale dell'oleodotto (quest'ultimo di proprietà della società Silone) che, proveniente dalla zona portuale di Trieste, si attesta all'interno della centrale nella zona dei serbatoi di stoccaggio OCD. L'oleodotto, insieme con il relativo terminal, è stato utilizzato fino al 1998, anno in cui Enel SpA decise di privilegiare modalità di fornitura dell'OCD tramite attracco diretto delle navi alla banchina portuale. Il terminale dell'oleodotto è costituito dalle valvole di intercettazione dell'oleodotto, dal sistema di misura del prodotto e dal relativo sistema antincendio.

Per quanto attiene ai piani di smantellamento, si riporta di seguito il programma relativo allo smantellamento dei serbatoi di OCD propedeutico ai lavori di trasformazione del gruppo 4 in Ciclo Combinato.

 Centrale di Monfalcone - Progetto di trasformazione in CCGT della sezione 4 - Programma degli interventi di adeguamento										
Descrizione attività	Mesi	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Demolizione serbatoi OCD										
Cantierizzazione	1									
Bonifica Interna serbatoio 2										
Scoibentazione serbatoio 2										
Demolizione ferro serbatoio 2										
Demolizioni civili serbatoio 2										
Bonifica Interna serbatoio 3										
Scoibentazione serbatoio 3										
Demolizione ferro serbatoio 3										
Demolizioni civili serbatoio 3										

A valle delle attività di costruzione dei cicli combinati è prevista la demolizione delle caldaie e retrocaldaie (elettrofiltri, sistemi evacuazione ceneri, linee fumi) delle unità 3 e 4. Gli interventi previsti sono descritti con maggiore dettaglio nel SIA relativo al progetto dei cicli combinati. In ottemperanza a quanto richiesto dalla prescrizioni contenute nel decreto VIA, prima dell'entrata in servizio dei nuovi impianti dovrà essere presentata al ministero dell'ambiente un piano relativo allo smantellamento dei serbatoi e delle attuali sezioni 3 e 4.

Bonifiche di coibentazioni contenenti amianto.

La Centrale, attraverso una serie di interventi mirati, sta progressivamente eliminando i materiali contenenti fibra di amianto. Le zone di impianto in cui sono presenti tali materiali sono state adeguatamente confinate e censite in appositi elenchi aggiornati periodicamente ed utilizzati per monitorare lo stato di conservazione dei confinamenti e la progressiva eliminazione dell'amianto.

Annualmente, vengono programmati degli interventi di rimozione e bonifica dell'amianto presente, compatibilmente con le condizioni impiantistiche e manutentive. Nell'elenco seguente sono riportati in sintesi i consuntivi dei piani e degli interventi di bonifica delle parti coibentate, o comunque contenenti fibre di amianto succedutisi negli ultimi 25 anni. Le attività vengono preventivamente comunicate e successivamente seguite dal personale preposto dell'ASL, fino al rilascio delle aree bonificate.

Nell'**Allegato 3** al presente documento si riporta l'elenco delle principali attività di bonifica amianto effettuate.

Bonifiche di oli isolanti contenenti PCB

L'utilizzo in macchine elettriche (tipicamente nei trasformatori) di oli isolanti contenenti percentuali variabili di PCB era molto diffuso nel passato, ed è stato regolamentato dalla normativa a partire dalla fine degli anni '80 (Dpr 216/1988 e provvedimenti correlati). Nel periodo tra il 1989 ed il 2001 la centrale ha realizzato una serie di censimenti dei trasformatori in olio con presenza di PCB ed un piano di bonifica degli stessi con l'obiettivo di non avere in impianto trasformatori con percentuali di PCB superiori a 50 ppm.

Nella tabella 10 è riportato l'elenco delle apparecchiature coinvolte nelle bonifiche nel corso del periodo sopra indicato; parte di queste macchine sono state demolite e sostituite, parte sono state bonificate mediante sostituzioni successive dell'olio. Nel 2002 è stato effettuato il censimento ufficiale che ha verificato l'avvenuta bonifica di tutte le apparecchiature coinvolte.

Trasformatori bonificati da PCB		
Costruttore	sigla	n. matricola
IEL	1T	RT2303
TAMINI	3TA2	57739
TAMINI	4TA1	57741
TAMINI	4TA2	57740
VERBANO	3TE	11428
FIME	3RT4	15966
FIME	3RT5	15963
FIME	3RT6	15965
FIME	3RT7	15956
FIME	4RT4	15957
FIME	4RT5	15960
FIME	4RT6	15959
FIME	34RT3	15964
FIME	34RT7	15962
FIME	34RT4	15961
FIME	34RT6	15958

FIME	34RT8	15917
FIME	34RT9	15918
MARELLI	TE2	41973
FIME	c.s. Gr.1 Q.11,5	12000
FIME	c.s. Gr.2 Q.11,5	11996
FIME	c.s. Gr.2 Q.11,5	9795
FIME	c.s. Gr.2 Q.11,5	9796
FIME	c.s. Gr.1 Q.28,5	11999
FIME	c.s. Gr.1 Q.28,5	11998
FIME	c.s. Gr.1 Q.28,5	11997
FIME	c.s. Gr.1 Q.28,5	12001
FIME	c.s. Gr.2 Q.00,0	9794
FIME	c.s. ITALBA	10682
WESTINGHOUSE	4XS	79317849
FIME	4RT7	16175
FIME	34RT5	16176
MAGRINI GALILEO	TAE150	878264
MAGRINI GALILEO	TAE150	878263
MAGRINI GALILEO	TAE150	878862
MAGRINI GALILEO	TAE150	878258
MAGRINI GALILEO	TAE150	878257
MAGRINI GALILEO	TAE150	878256
MAGRINI GALILEO	TAE150	878261
MAGRINI GALILEO	TAE150	878260
MAGRINI GALILEO	TAE150	878259
MAGRINI GALILEO	TVT/AR 220 kV	878276
MAGRINI GALILEO	TVT/AR 220 kV	878277
MAGRINI GALILEO	TAE150	085058
MAGRINI GALILEO	TVT/AR 220 kV	085092
MAGRINI GALILEO	INT	81032/1
MAGRINI GALILEO	TAE130	085059
MAGRINI GALILEO	TVT/AR 150kV	084595

Tabella 10: Elenco apparecchiature bonificate da PCB.

Demolizioni connesse alla costruzione dei desolficatori

Allo scopo di creare lo spazio sufficiente alla realizzazione delle torri di lavaggio (“scrubber”) degli impianti di desolfurazione dei gruppi 1 e 2, e dell’edificio ospitante le fasi di essiccazione (dewatering) e stoccaggio dei gessi, la cui ubicazione fisica è determinata da evidenti vincoli impiantistici, è stato necessario procedere alla demolizione di edifici e parti di impianto esistenti. Tale piano di demolizioni rientrava nelle opere connesse illustrate nella relazione tecnica che accompagnava la richiesta di esclusione da VIA presentata il 16 novembre 2004 da Endesa Italia SpA relativa al progetto di adeguamento dei gruppi 1 e 2 della centrale ai requisiti della direttiva 2001/80/CE, successivamente valutata dal Ministero dell’Ambiente nella verifica di applicabilità di VIA del 19 agosto 2005. Nel dettaglio, gli edifici demoliti nel corso del 2006 sono stati i seguenti:

DEMOLIZIONI	Area [m²]	Volume [m³]
Edificio officina meccanica	500	3.500
Serbatoio acque acide alcaline	138	1.850
Edificio ITAR	135	1065

Edificio officina carpenteria	325	2.200
Edificio magazzino	884	4.286
Serbatoi stoccaggio ipoclorito	90	360
Edificio ricovero mezzi e locale lavaggi	217	1.300
Edificio deposito oli lubrificanti	211	1.055

Tabella 11: Elenco demolizioni effettuate nell'anno 2006.

Parte di questi edifici (l'officina meccanica, l'officina carpenteria, il magazzino e l'edificio ITAR) sono stati ricostruiti in diverse ubicazioni e secondo volumetrie ridotte ed adeguate alle nuove esigenze del sito.

4.7 Gestione dei malfunzionamenti ed incidenti ambientali

Gli eventi aventi rilevanza ambientale, ivi comprese le proteste che possono giungere dalla popolazione residente, sono riportati tra le registrazioni gestite dal sistema di gestione ambientale. Tra gli eventi registrati, l'unico avente una rilevanza di incidente ambientale è accaduto il 7 novembre 2006, ed è consistito nello spandimento a mare di una modesta quantità di olio combustibile fuoriuscito da uno degli scarichi dell'acqua reflua industriale.

L'evento è stato gestito aprendo una specifica "non conformità" il cui trattamento è stato il seguente:

- Intercettazione dello scarico a mare n° 3 e predisposizione dei dispositivi di sorveglianza e contenimento precauzionale;
- Rimozione dell'olio combustibile presente nel cunicolo di contenimento e successiva pulizia del cunicolo stesso;
- Pagamento della sanzione.

Le azioni correttive attuate sono consistite in:

- Riparazione e successiva sostituzione, a scopo preventivo, della linea di ricircolo OCD interessata dal guasto;
- Rivestimento interno della tubazione interrata afferente allo scarico n° 3;
- Verniciatura interna del cunicolo di contenimento delle tubazioni OCD nel tratto soprastante la tubazione interrata mediante prodotti atti a garantirne la tenuta.

La cronologia dell'effettuazione degli interventi è la seguente:

- 15/11/2006: completata la pulizia delle canalette di contenimento ed il rivestimento interno della tubazione scarico 3 e dei pozzetti;
- 20/11/2006: completata la sabbiatura della canaletta soprastante lo scarico n° 3, sono stati completati i rivestimenti e richiuse plotte di copertura. E' stato ripristinato lo scarico n° 3 (rimossi sbarramenti). Restano in opera gli sbarramenti galleggianti in uscita allo scarico 3. Eseguiti controlli non distruttivi per verificare l'integrità della restante parte di linea;
- 25/6/2007: Effettuata riparazione del tratto della linea che ha dato luogo alla perdita mediante sostituzione di un tratto di linea. Effettuata la verniciatura interna del cunicolo.

Allegato 1
PRINCIPALI MODIFICHE TECNICHE APPORTATE ALL'IMPIANTO

ANNO	DESCRIZIONE MODIFICA	MOTIVO/BENEFICI ATTESI
1964	Installazione gru Demag 1 scarico carbone.	Approvvigionare il carbone.
1965	Costruzione serbatoi OCD S1 e S2.	Stoccaggio a servizio delle future unità termoelettriche.
1965	Entrata in servizio unità 1.	
1967	Entrata in servizio gru Demag 2 scarico carbone.	Approvvigionare il carbone.
1969	Costruzione serbatoio OCD S3 da 35000 mc.	Aumento dello stoccaggio reso necessario dal entrata in servizio dell'unità 2.
1970	Entrata in servizio unità 2.	
1971	Installazione serbatoio gasolio da 100 mc.	Aumento dello stoccaggio reso necessario dal entrata in servizio dell'unità 2.
1972	Installazione impianto trattamento acque inquinabili da oli	Riduzione scarichi inquinanti.
1972	Installazione nuovo impianto trattamento acque reflue.	Riduzione scarichi inquinanti.
1981	Entrata in servizio nuovo canale per lo scarico al Lisert dell'acqua raffreddamento condensatori. Chiusura scarico al canale Valentinis dello scarico condensatori gruppi 1-2.	La presenza di opere di presa e scarico a poche centinaia di metri di distanza, sullo stesso canale, causava il ricircolo di acqua calda (da scarico a presa delle unità 1-2) e conseguente forte perdita di rendimento. Il fenomeno si sarebbe acuito in maniera intollerabile con l'entrata in servizio delle unità 3 e 4.
1981	Costruzione serbatoi OCD S4 e S5 da 50000 mc.	Aumento dello stoccaggio per garantire autonomia alle unità 3-4.
1982	Entrata in servizio oleodotto.	approvvigionamento OCD dal porto di Trieste.
1982	Nuovo serbatoio gasolio 500 mc.	Aumento dello stoccaggio per garantire autonomia alle unità 3-4.
1983	Entrata in servizio nuovo impianto demineralizzazione.	Fornire acqua demineralizzata in quantità sufficiente e qualità adeguata per le unità 3 e 4 oltre che per le 1 e 2.

1983	Entrata in servizio nuova ciminiera quadricanna.	Evacuazione fumi delle nuove unità e delle vecchie ad una quota maggiore, con migliore dispersione dei fumi. L'entrata in servizio della nuova ciminiera ha permesso la demolizione delle due a servizio delle unità 1 e 2, completata nel 1985.
1983	Entrata in servizio unità 3.	
1984	Entrata in servizio unità 4.	
1985	Dismissione caldaie a gasolio per riscaldamento edifici e acqua sanitaria calda.	Riduzione emissioni, miglioramento rendimento complessivo del sito e semplificazione della gestione.
1985	Riscaldamento tratto terminale delle canne metalliche delle ciminiere delle unità 3 e 4.	Riduzione della possibilità di ricadute di scorie nelle zone limitrofe della centrale. La formazione di incrostazioni era dovuta a fenomeni di condensazione causa bassa temperatura del metallo del tratto terminale delle ciminiere stesse.
1987	Ampliamento banchina.	Miglioramento ricezione combustibili.
1987	Sostituzione trasformatore principale unità 1.	Potenziamento secondario da 130kV, elevandone la potenza apparente a 180MVA.
1987	Installazione di un nuovo silo ceneri leggere (FAB2) da 2000 m ³ , munito di due linee di scarico con ognuna due sistemi di scarico ceneri a secco e un impastatore per lo scarico ad umido. Sistema di pesatura in fase di carico e lavaggio con acqua dei mezzi di trasporto in uscita piazzola. Ampliamento impianto estrazione ceneri leggere da carbone, unità 1 e 2. Seconda fase ammodernamento vecchio impianto FAB1.	Aumento potenzialità per permettere l'accumulo nei fine settimana anche con l'uso di carboni con maggior contenuto di ceneri. Creazione di un apposita stazione di scarico su automezzi delle ceneri leggere. Riduzione della quantità di invio di ceneri umide leggere in discarica, riduzione della polverosità in zona di scarico, riduzione della polverosità trasportata dagli pneumatici degli automezzi e dello sporcamento delle aree e delle strade limitrofe.
1987	Insonorizzazione del macchinario seguente: - valvole di sicurezza caldaia e sfiati; - motori pompe circolazione unità 1 e 2; - motori pompe alimento unità 1 e 2; - trasformatore principale unità 1.	Riduzione del rumore all'interno e all'esterno del perimetro della centrale.
1988	Installazione stazione di rifornimento e nuovo serbatoio gasolio autotrazione.	

1988	Impianto di irrorazione parco carbone, con quattro lance orientabili (tipo irrigazione terreni) alimentate con acqua dolce in pressione.	Minimizzazione della dispersione di polvere di carbone nell'ambiente circostante.
1989	Installazione impianto antincendio di banchina, composto da monitori telecomandabili.	Miglioramento del livello di sicurezza delle operazioni di scarico combustibili in banchina.
1989	Sostituzione vecchia caldaia ausiliaria con una di maggiore potenzialità, in altra area della centrale.	Possibilità di avviamento delle unità 3 e 4 anche con unità 1 e 2 fuori servizio.
1990	Potenziamento gru Demag scarico carbone.	Rinnovare, aumentare l'affidabilità e la potenzialità.
1990	Sostituzione dei bruciatori Barrel dell'unità 3 con nuovi bruciatori low-NO _x tipo TEA.	DM 12/07/90 riduzione delle emissioni di NO _x , circa 50 % (con bruc. BARREL, emissioni di NO _x di circa 1.000 mg/Nm ³ riferiti al 3 % di O ₂ nei gas, al massimo carico,.
1990	Installazione di 3 bracci brandeggiabili di scarico OCD in banchina, con attacco motorizzato senza ausilio di manichette.	Precedentemente lo scarico dell'OCD, da nave cisterna o bettolina, avveniva tramite collegamento manuale di manichette tra Manifold natante e attacco banchina. La modifica aveva lo scopo di prevenire perdite di olio combustibile denso (OCD) durante le operazioni di scarico da navi cisterne o bettoline.
1991	Passaggio da trattamento di passivazione cicli unità 3 e 4 da riducente ad ossidante, con conseguente sostituzione della IDRAZINA IDRATA con ossigeno.	Riduzione della quantità di reflui provenienti dalle rigenerazioni degli impianti di trattamento del condensato; Riduzione della quantità di acqua utilizzata per i flussaggi e conservazioni caldaia, con conseguente riduzione dei reflui; Riduzione della frequenza dei lavaggi acidi di caldaia (attualmente si è passati da circa 15.000 ore di funzionamento a circa 50.000) con conseguente riduzione dei reflui prodotti; Sostituzione di un prodotto cancerogeno con uno molto meno pericoloso.

1992	Installazione di un sistema di estrazione a secco delle ceneri di fondo caldaia (bottom ash) unità 1 e 2.	Il precedente sistema ad umido creava una notevole quantità di ceneri umide non riutilizzabili, destinate a discarica. Il sistema di estrazione a secco tratta le ceneri di fondo caldaia assimilandole a quelle leggere (fly ash), permettendone il riutilizzo in maniera simile (produzione cemento, calcestruzzo, sottofondi stradali, prodotti per l'edilizia). Aumento del rendimento di caldaia con utilizzo dell'aria di raffreddamento delle ceneri di fondo come comburente. Mancata generazione di acque reflue inquinate dalle ceneri.
1992	Installazione nuovi nastri carbone in tunnel.	I nuovi nastri carbone sono installati all'interno di una doppia struttura di contenimento depressurizzata, che evita la diffusione di polveri nelle aree circostanti. Il percorso è stato modificato per allontanarlo dalla zona residenziale limitrofa. I nuovi nastri hanno una potenzialità maggiore dei precedenti, possono quindi effettuare la carica in 4-6 ore al giorno.
1992	Ampliamento elettrofiltri unità 1 e 2. Prima fase: allargamento dei campi degli elettrofiltri originari (attualmente denominati "11" per l'unità 1 e "21" per l'unità 2). Seconda fase: installazione di ulteriori elettrofiltri (attualmente denominati "12" per l'unità 1 e "22" per l'unità 2) a valle degli originari. L'ultima sezione è asservita con alimentatore di nuovo tipo SEMIPULSE;	Riduzione delle emissioni di particolato entro il limite di 50 mg/Nm ³ (limite previsto dal DM 12/07/90); riduzione delle emissioni di SO ₃ per effetto dell'eliminazione dell'additivazione della stessa sostanza, precedentemente utilizzata per aumentare l'efficienza dei PE (agendo sulla conducibilità delle particelle di cenere); maggiore affidabilità del complesso.
1992	Unità 1-2 Estensione impianto estrazione ceneri da carbone alle tramogge dei nuovi elettrofiltri. Rinnovo ed integrazione dell'impianto estrazione ceneri verso FAB1.	

1992	<p>Adozione di un sistema di combustione a basso NO_x nelle caldaie tangenziali delle unità 1 e 2 funzionanti a carbone (DM 12/07/'90). Nell'ambito del programma di contenimento delle emissioni inquinanti, al fine di ridurre la formazione di NO_x in caldaia, sono stati installati nuovi bruciatori per carbone che realizzano una combustione a stadi; è stata realizzata una nuova distribuzione dell'aria di combustione. Con tali modifiche si ottiene una riduzione della temperatura di combustione e conseguentemente una limitazione nella formazione di NO_x termici.</p>	<p>Con tali modifiche si ottiene una riduzione della temperatura di combustione e conseguentemente una limitazione nella formazione di NO_x termici, quindi una riduzione delle emissioni di NO_x al camino, richiesta da DM 12/07/'90. Valori di riduzione delle emissioni di NO_x, circa 50 % rispetto al precedente assetto impiantistico.</p>
1992	<p>Sostituzione regolazione automatica unità 1 e 2.</p>	<p>Il sistema di regolazione esistente non poteva essere adeguato per le modifiche apportate al sistema di combustione a bassa emissione NO_x e quelle per l'adeguamento di tutti i circuiti elettrici del Sistema Automatici Bruciatori (SAB). Ottenuto minor consumo di combustibile dovuto al maggior rendimento caldaia. Riduzione delle operazioni di manutenzione e conseguente minor produzione di rifiuti.</p>
1993	<p>Aumento di tensione alimentazione del trasformatore di arrocco, da 10 kV a 20kV.</p>	<p>Modifica della rete locale di distribuzione da cui si attinge l'alimentazione.</p>
1994	<p>Installazione di pompe nelle 3 vasche di raccolta per rilancio dell'acqua alla vasca di decantazione del nuovo impianto ceneri leggere e da qui all'impianto di trattamento delle acque reflue (ITAR).Chiusura degli scarichi a mare delle acque piovane parco carbone.</p>	<p>Eliminazione degli scarichi a mare dei sedimentatori del parco carbone e loro confluenza all'impianto ITAR.</p>
1995	<p>Installazione nuovo impastatore per scarico a umido.</p>	<p>Il nuovo impastatore (ceneri + acqua) consente di limitare la polverosità allo scarico, pur con ridotte quantità di acqua di umidificazione (15%).</p>

1995-2001	<p>Eliminazione dei trasformatori contenenti PCB al 100% e sostituzione con altri aventi isolanti a secco.</p> <p>Sugli altri trasformatori e interruttori riduzione della concentrazione di PCB nell'olio mediante eliminazione dello stesso in occasione delle operazioni di controllo e manutenzione dei trasformatori.</p>	<p>Diminuzione del quantitativo di sostanze pericolose presenti in impianto</p> <p>Prevenzione di danni ambientali in caso di scoppi e/o incidenti ai trasformatori.</p>
1996	<p>Installazione sistema di monitoraggio in continuo emissioni.</p>	<p>Adeguamento DM 21/12/95.</p>
1996	<p>Realizzazione di un sistema di trasmissione dati di emissioni e immissioni al Comune di Monfalcone, con installazione di un punto informativo costituito da un terminale installato nell'atrio del municipio.</p>	<p>Disponibilità al pubblico dei dati riguardanti le emissioni della centrale di Monfalcone e le immissioni nel territorio del Monfalconese.</p>
1996	<p>Installazione di pannelli fonoassorbenti sulle pareti caldaia lati Nord ed Est (lato zone residenziali).</p> <p>Costruzione di uno schermo fonoassorbente lati Nord ed Est del trasformatore principale unità 2.</p> <p>Installazione di pannelli fonoassorbenti sulle pareti caldaia lati Nord ed Est (lato zone residenziali).</p>	<p>Limitazione del rumore all'interno e all'esterno del perimetro della centrale verso la zona abitativa limitrofa la centrale.</p>
1996	<p>Potenziamento trasformatore TAG da 20 MVA a 25 MVA, passando da raffreddamento ONAN a ONAF.</p>	<p>Rendere possibile l'avviamento contemporaneo delle due unità 3 e 4.</p>
1997	<p>Insonorizzazione trasformatore G e principale unità 3. Completamento insonorizzazione trasformatore principale unità 1.</p>	<p>Ulteriore riduzione emissioni acustiche verso l'abitato.</p>
1997	<p>Modifica sistema di combustione TEA unità 3 con installazione iniettori di reburning e installazione registri NO_x - ports; rimozione di 6 bruciatori TEA.</p>	<p>Riduzione delle emissioni di NO_x al di sotto di 200 mg/Nm³. (DM 12/7/90).</p>
1999	<p>Dismissione del collegamento alla Linea 130 kV n°713.</p>	<p>Riorganizzazione rete trasmissione energia elettrica.</p>
1999	<p>Modifica al sistema fognario con convogliamento delle acque nere al collettore consortile e realizzazione di una nuova rete di raccolta in PVC.</p>	<p>Sono stati eliminati i contributi delle acque nere agli scarichi nel canale Valentinis, conferendo gli inquinanti ad un impianto di depurazione di potenzialità molto più estesa e con maggiori garanzie di continuità di esercizio e di controllo.</p>

2000	Inizio utilizzo catalizzatore di combustione additivato all'OCD utilizzato sulle unità 3 e 4.	Miglioramento della combustione delle caldaie in assetto OFA Reburning, alimentate con OCD STZ (bassissimo contenuto di S e conseguente difficoltà di captazione nei PE) con riduzione del carbonio incombusto residuo nelle ceneri e riduzione del particolato emesso in atmosfera.
2000	Demolizione del serbatoio gasolio di avviamento da 100 mc.	Riduzione dello stoccaggio totale di centrale delle sostanze pericolose.
2000	Interventi migliorativi impianto di trattamento acque reflue: rifacimento e modifica parte elettrica e controllo, installazione n. 3 filtri a sabbia, installazione strumenti in continuo, all'uscita dell'impianto, di temperatura, pH, conducibilità, torbidità.	Miglioramento delle prestazioni del sistema di regolazione del dosaggio reagenti con conseguente maggior controllo del pH dei reflui in uscita e minor consumo dei reagenti stessi; miglioramento delle caratteristiche di torbidità dei reflui in uscita; monitoraggio in continuo dei parametri più importanti dei reflui in uscita; aumento del livello di sicurezza per il personale operativo.
2000	Modifica al sistema di combustione del gruppo 4 per realizzazione dell'assetto di reburning, rimozione bruciatori esistenti ed installazione bruciatori TEA, ed interventi collaterali.	Riduzione delle quantità di NO _x emessi in atmosfera e Rispetto del limite di 200 mg/Nm ³ delle emissioni di NO _x .
2000	Passaggio da trattamento di passivazione cicli unità 1 e 2 da riducente ad ossidante, con conseguente sostituzione della idrazina idrata con ossigeno.	Riduzione della quantità di reflui provenienti dalle rigenerazioni degli impianti di trattamento del condensato; Riduzione della quantità di acqua utilizzata per i flussaggi e conservazioni caldaia, con conseguente riduzione dei reflui; Riduzione della frequenza dei lavaggi acidi di caldaia. Sostituzione di un prodotto cancerogeno con uno molto meno pericoloso.
2003	Avvio co-combustione farine animali.	Produzione energia elettrica da fonti rinnovabili.
2003	Implementazione SME unità 1-2 con analizzatori di TOC, HCl.	Adeguamento alla prescrizioni dell'autotizzazione alla co-combustione biomasse di origine animale e vegetale.

2004	Sostituzione interruttori 130 kV parallelo unità 1 e linea 2 130 kV.	Sostituzione componenti obsoleti e non più affidabili. Passaggio da sistema di estinzione in olio ridotto a SF6.
2006	PUMEI - Progetto Unificato Monitoraggio Emissioni – Immissioni. Installazione di un moderno sistema di acquisizione ed elaborazione dati che consenta la validazione degli stessi e la loro accessibilità a diversi livelli di sicurezza in maniera distribuita ed unificata per tutti gli impianti di Endesa Italia. Modifica del sistema di trasmissione dati con eliminazione dei ponti radio dedicati e utilizzando sistemi di telefonia mobile GPRS.	Unificazione, a livello di azienda, del sistema di gestione delle misure sugli inquinanti osservati e delle grandezze correlate. Adeguamento delle elaborazioni sui dati rilevati alle normative in vigore. Validazione dei dati e messa a disposizione degli stessi agli enti pubblici.
2006	Avvio co-combustione biomasse vegetali.	Aumento della produzione energia elettrica da fonti rinnovabili
2006	Entrata in servizio ricezione OCD da autobotti e ferrocisterne.	La difficoltà di approvvigionamento di OCD STZ ha spinto Endesa a contrattualizzare produzione e fornitura con la raffineria Tamoil di Cremona. La fornitura avviene tramite ATB e principalmente con FCS che arrivano allo scalo ferroviario di Monfalcone Porto e da qui, su carrelli speciali, trasportate in centrale.
2006	Demolizione serbatoio OCD S1.	Il serbatoio era fuori servizio, perché gravemente danneggiato, da circa una decina d'anni. La demolizione è la prima di quelle necessarie a creare l'area per installare le turbine a gas del futuro ciclo combinato (riconversione unità 4).
2006	Nuovo circuito chiuso di raffreddamento compressori aria.	Riutilizzo di acqua dolce, in passato scaricata in continuo.
2006	Apertura cantiere costruzione Desox unità 1-2.	Contenimento emissioni SO ₂ entro i limiti della Direttiva Europea 2001/80/CE.
2006	Demolizione serbatoio accumulo acque reflue acide alcaline S10.	La demolizione ha reso libera l'area su cui è stato costruito l'assorbitore Desox del gr.2.
2007	Installazione analizzatori SME unità 1 e 2 con FTIR, installazione analizzatore comune di riserva "calda".	Rinnovo dei sistemi non più affidabili ed adeguamento alle nuove norme in tema di affidabilità delle misure in continuo.
2007	Chiusura scarico 2.	Razionalizzazione degli scarichi.

2007	Entrata in servizio nuovo sistema trattamento acque acide alcaline STAA, in sostituzione del vecchio impianto trattamento acque reflue ITAR, che successivamente è stato demolito.	La demolizione del vecchio ITAR ha reso libera l'area su cui è stato costruito l'assorbitore Desox del gr.2.
2007	Cambio destinazione dell'uso del serbatoio accumulo acque reflue acide alcaline S11.	Utilizzo come serbatoio di accumulo dello slurry del DeSOx.
2007	Entrata in servizio 5°mulino carbone dell'unità 2. Con questa modifica i bruciatori carbone passano da 16 a 20 e quelli a OCD da 16 a 12.	Riduzione dell'uso di OCD per la sostituzione della quota parte di energia termica che viene mancare in occasione delle manutenzioni mulini.
2007	Entrata in servizio 5°mulino carbone dell'unità 1. Con questa modifica i bruciatori carbone passano da 16 a 20 e quelli a OCD da 16 a 12.	Riduzione dell'uso di OCD per la sostituzione della quota parte di energia termica che viene mancare in occasione delle manutenzioni mulini.

Allegato 2
CLASSIFICAZIONE PERIODI DI FERMO IMPIANTO

CODICE	MOTIVO DEL FERMO
KIA	INDISPONIBILITA' ACCIDENTALE
KIP	LAVORI DI MANUTENZIONE PROGRAMMATA
KIPB	INDISPONIBILITA' ACCIDENTALE DIFFERIBILE
KIM	LAVORI DI MANUTENZIONE ORDINARIA
KCEE	CAUSE ESTERNE AL MANAGEMENT DI IMPIANTO
KIR	INDISPONIBILITA' DI RETE
KIE	CODA DI LAVORI DI MANUTENZIONE PROGRAMMATA

ELENCO PERIODI DI FERMO IMPIANTO

GRUPPO 1	Data inizio	Data fine	CAUSA	durata h,min	% indisp.	Commento
	21/01/2007	21/01/2007	KIA	9,41	0,111	AVARIA VALVOLE TURBINA
	21/01/2007	21/01/2007	KIP	0,10	0,002	PROVA LOAD REJECTION
	21/01/2007	21/01/2007	KIA	3,43	0,042	DISS. PER BASSA T. SH INGR. TURBINA
	21/01/2007	26/01/2007	KIA	126,37	0,745	RIDUZIONE DI CARICO PER AVARIA VENT. GAS 12
	30/01/2007	31/01/2007	KIPB	42,00	0,479	PERDITA IN CALDAIA
	01/02/2007	01/02/2007	KIA	1,37	0,018	DISS. PER ANOMALIE SAB
	11/03/2007	12/03/2007	KIA	15,30	0,048	RIDUZ. DI CARICO PER INTASAMENTO CALDAIA DA CENERE
	12/03/2007	14/03/2007	KIA	43,30	0,497	F.S. PER INTASAMENTO CALDAIA DA CENERE
	16/05/2007	17/05/2007	KIPB	7,10	0,042	RIDUZIONE DI CARICO PER PULIZIA CONDENSATORE
	19/05/2007	19/05/2007	KIA	4,45	0,025	RIDUZ. DI CARICO PER AVARIA LUBR.CUSC.VENT. AG12
	26/05/2007	27/05/2007	KIM	31,45	0,362	F.S. PER PULIZIA CONDENSATORE
	27/05/2007	27/05/2007	KIR	9,00	0,103	INDISPONIBILITA' PROGRAMMATA DI RETE
	27/05/2007	27/05/2007	KCEE	3,20	0,038	CONTENIMENTO EMISSIONI AL CAMINO
	27/05/2007	27/05/2007	KIA	1,24	0,016	DISS. PER ANOMALO INTERV. PROTEZ. SAB
	07/08/2007	09/08/2007	KIPB	47,41	0,544	PERDITA IN CALDAIA
	19/08/2007	21/08/2007	KIA	45,38	0,521	PERDITA IN CALDAIA
	22/08/2007	22/08/2007	KIA	6,53	0,079	AVARIA ECCITATRICE STATICA
	01/09/2007	03/09/2007	KIA	49,49	0,017	CARICO RIDOTTO PER SPORCAMENTO CONDENSATORE
	03/09/2007	03/09/2007	KIA	23,41	0,270	PERDITA IN CALDAIA
	04/09/2007	04/09/2007	KIPB	22,30	0,257	PULIZIA BANCHI CALDAIA
	27/09/2007	27/09/2007	KIPB	3,30	0,019	RIDUZIONE DI CARICO PER INTERV. DI MANUT. PE 11 LINEA 2
	01/10/2007	11/10/2007	KIP	237,56	2,716	M.P. – REVISIONE ORDINARIA
	11/10/2007	11/10/2007	KIE	18,40	0,213	CODA DI M.P. PER ANOMALIE

						ELETTROFILTRI
	11/10/2007	11/10/2007	KIP	1,27	0,017	DISS.PER PROVA PROTEZ.E REG.TURBINA/ALTERNATORE
	27/10/2007	29/10/2007	KIM	46,44	0,533	F.S. PER RIPARAZIONE PERDITA RH
	24/11/2007	25/11/2007	KIM	45,05	0,515	F.S. PER RIPARAZIONE PERDITA IN CALDAIA
	17/12/2007	17/12/2007	KIA	1,22	0,016	DISS. PER ANOMALIE ECCITATRICE STATICA
GRUPPO 2	data inizio	data fine	CAUSA	durata h,min	% indisp.	Commento
	04/02/2007	07/02/2007	KIA	58,19	0,666	PERDITA IN CALDAIA
	07/02/2007	07/02/2007	KIP	0,12	0,002	PROVA LOAD REJECTION
	20/02/2007	20/02/2007	KIA	3,00	0,018	RIDUZIONE DI CARICO PER AVARIA VENT. GAS 21
	22/02/2007	23/02/2007	KIPB	7,15	0,044	RIDUZIONE DI CARICO PER INTERV. DI MANUT. VENT. GAS 21
	03/04/2007	03/04/2007	KIA	2,45	0,017	RIDUZ. DI CARICO PER INTASAMENTO CALDAIA DA CENERE
	05/04/2007	07/04/2007	KIM	38,10	0,436	F.S. PER INTASAMENTO CALDAIA DA CENERE
	22/05/2007	22/05/2007	KIA	0,41	0,008	DISS. PER ANOM. APERTURA INT. 6KV VENTILATORE VA21
	01/06/2007	17/09/2007	KIA	2595,50	0,347	RIDUZIONE DI CARICO PER ANOMALIE PORTATA ARIA
	07/06/2007	07/06/2007	KIPB	2,30	0,014	RIDUZIONE DI CARICO PER INTERV. DI MANUT. VENT. GAS 22
	30/06/2007	02/07/2007	KIM	49,15	0,556	F.S. PER PULIZIA CONDENSATORE
	22/07/2007	31/07/2007	KCEE	192,00	0,064	RIDUZIONE DI CARICO ALTA TEMP. ARIA AMBIENTE
	28/08/2007	28/08/2007	KIPB	3,00	0,017	RIDUZIONE DI CARICO PER INTERV. DI MANUT. PE 21 LINEA 2
	08/09/2007	09/09/2007	KIM	39,57	0,451	F.S. PER PULIZIA BANCHI CALDAIA
	17/09/2007	08/10/2007	KIP	500,10	5,710	M.P. - REVISIONE ORDINARIA
	08/10/2007	09/10/2007	KIE	35,59	0,411	CODA DI M.P. PER INDISPONIBILITA' OPERE DI PRESA
	09/10/2007	10/10/2007	KIA	18,02	0,206	AVARIA CIRCUITO ARIA DI ATOMIZZAZIONE BRUCIATORI
	10/10/2007	10/10/2007	KIA	1,16	0,014	DISS. PER ANOM. RIVELATORI DI FIAMMA
	20/10/2007	20/10/2007	KIP	1,02	0,012	DISS.PER PROVA PROTEZ.E REG.TURBINA/ALTERNATORE
	28/10/2007	01/11/2007	KCEE	87,40	0,147	SPORCAM.CALDAIA DA CENERE PER CA DI SCARSA QUALITA'
	01/11/2007	04/11/2007	KIR	88,46	1,013	INDISPONIBILITA' PROGRAMMATA DI RETE
	22/12/2007	24/12/2007	KIM	46,28	0,530	F.S. PER PERDITA IN CALDAIA
	24/12/2007	24/12/2007	KIA	9,25	0,107	AVARIA PIASTRE DI SICUREZZA TURBINA B.P.

GRUPPO 3	data inizio	data fine	CAUSA	durata h,min	% indisp.	Commento
	10/01/2007	10/01/2007	KCEE	19,30	0,223	CONTENIMENTO EMISSIONI AL CAMINO
	30/05/2007	03/06/2007	KIM	64,00	0,731	F.S. PER MAN. ORDINARIA VALVOLE CALDAIA
	02/06/2007	03/06/2007	KIR	33,00	0,377	INDISPONIBILITA' PROGRAMMATA DI RETE
	09/07/2007	09/07/2007	KCEE	1,20	0,015	CONTENIMENTO EMISSIONI AL CAMINO
	12/07/2007	13/07/2007	KIA	44,00	0,502	PERDITA IN CALDAIA
	06/08/2007	15/08/2007	KIP	240,00	2,740	M.P. - REVISIONE ORDINARIA
	30/08/2007	04/09/2007	KIA	118,45	1,356	PERDITA CONDENSATORE
	12/09/2007	12/09/2007	KIA	3,46	0,043	DISSERV. PER ANOM.INTERV. ALTO VUOTO CONDENSATORE
	18/09/2007	19/09/2007	KIA	4,31	0,052	DISSERV. PER ANOM.INTERV. PROTEZ. BASSA TEMP. SH
	12/10/2007	12/10/2007	KIA	4,00	0,042	ANOMALIA SISTEMI DI REGOLAZIONE PORTATA OCD
	18/10/2007	18/10/2007	KIA	0,34	0,007	BLOCCO ELETTRICO PER ANOM.INTERV.PROTEZIONI
	01/12/2007	01/12/2007	KIA	12,48	0,146	AVARIA VALVOLA 205 CALDAIA
	03/12/2007	04/12/2007	KIPB	38,50	0,443	PERDITA IN CALDAIA
	17/12/2007	17/12/2007	KIA	0,34	0,007	DISS. PER ANOMALO INTERV. PROTEZ. SAB
GRUPPO 4	data inizio	data fine	CAUSA	durata h,min	% indisp.	Commento
	15/01/2007	15/01/2007	KIA	9,30	0,108	DISSERVIZIO PER ALTO LIVELLO FLASH TANK
	26/02/2007	26/02/2007	KCEE	4,52	0,056	CONTENIMENTO EMISSIONI AL CAMINO
	23/04/2007	28/05/2007	KIP	846,07	9,659	M.P. - REVISIONE GENERALE
	28/05/2007	30/05/2007	KIP	27,10	0,310	PROVE DOPO M.P.
	01/06/2007	01/06/2007	KIA	2,57	0,034	DISS. PER ANOM. FUNZION. SUPERVISIONE TURBINA
	02/06/2007	03/06/2007	KIR	33,00	0,377	INDISPONIBILITA' PROGRAMMATA DI RETE
	05/06/2007	06/06/2007	KIA	33,30	0,382	AVARIA CIRCUITI PROTEZ., SEGNALAZ. E COMANDO TURB.
	28/06/2007	28/06/2007	KCEE	19,15	0,220	CONTENIMENTO EMISSIONI AL CAMINO
	09/07/2007	09/07/2007	KCEE	1,32	0,018	CONTENIMENTO EMISSIONI AL CAMINO
	23/07/2007	23/07/2007	KCEE	15,00	0,171	CONTENIMENTO EMISSIONI AL CAMINO
	06/08/2007	06/08/2007	KIA	1,02	0,012	DISS. PER ANOM. ARRESTO PAA3
	17/08/2007	21/08/2007	KCEE	100,40	0,036	CARICO RIDOTTO PER ELEVATA PROLIFERAZIONE DI MITILI
	29/08/2007	29/08/2007	KIA	9,51	0,053	CARICO RIDOTTO PER AVARIA PAA1 E PAA3
	29/08/2007	07/09/2007	KIA	202,39	2,313	F.S. PER ALTA CONduc.CICLO COND./ALIM.INDOTTO DAL GR.3
	17/11/2007	17/11/2007	KIP	0,16	0,003	DISS.PER PROVA RIFIUTO DI CARICO

ELENCO FUORI SERVIZIO NON PROGRAMMATI

GRUPPO1	Data inizio	Data fine	CAUSA	durata h,min	% indisip.	Commento
	21/01/2007	21/01/2007	KIA	9,41	0,111	AVARIA VALVOLE TURBINA
	21/01/2007	21/01/2007	KIA	3,43	0,042	DISS. PER BASSA T. SH INGR. TURBINA
	21/01/2007	26/01/2007	KIA	126,37	0,745	RIDUZIONE DI CARICO PER AVARIA VENT. GAS 12
	01/02/2007	01/02/2007	KIA	1,37	0,018	DISS. PER ANOMALIE SAB
	11/03/2007	12/03/2007	KIA	15,30	0,048	RIDUZ. DI CARICO PER INTASAMENTO CALDAIA DA CENERE
	12/03/2007	14/03/2007	KIA	43,30	0,497	F.S. PER INTASAMENTO CALDAIA DA CENERE
	19/05/2007	19/05/2007	KIA	4,45	0,025	RIDUZ. DI CARICO PER AVARIA LUBR.CUSC.VENT. AG12
	27/05/2007	27/05/2007	KIA	1,24	0,016	DISS. PER ANOMALO INTERV. PROTEZ. SAB
	19/08/2007	21/08/2007	KIA	45,38	0,521	PERDITA IN CALDAIA
	22/08/2007	22/08/2007	KIA	6,53	0,079	AVARIA ECCITATRICE STATICA
	01/09/2007	03/09/2007	KIA	49,49	0,017	CARICO RIDOTTO PER SPORCAMENTO CONDENSATORE
	03/09/2007	03/09/2007	KIA	23,41	0,270	PERDITA IN CALDAIA
	17/12/2007	17/12/2007	KIA	1,22	0,016	DISS. PER ANOMALIE ECCITATRICE STATICA
GRUPPO2	Data inizio	Data fine	CAUSA	durata h,min	% indisip.	Commento
	04/02/2007	07/02/2007	KIA	58,19	0,666	PERDITA IN CALDAIA
	20/02/2007	20/02/2007	KIA	3,00	0,018	RIDUZIONE DI CARICO PER AVARIA VENT. GAS 21
	03/04/2007	03/04/2007	KIA	2,45	0,017	RIDUZ. DI CARICO PER INTASAMENTO CALDAIA DA CENERE
	22/05/2007	22/05/2007	KIA	0,41	0,008	DISS. PER ANOM. APERTURA INT. 6KV VENTILATORE VA21
	01/06/2007	17/09/2007	KIA	2595,50	0,347	RIDUZIONE DI CARICO PER ANOMALIE PORTATA ARIA
	09/10/2007	10/10/2007	KIA	18,02	0,206	AVARIA CIRCUITO ARIA DI ATOMIZZAZIONE BRUCIATORI
	10/10/2007	10/10/2007	KIA	1,16	0,014	DISS. PER ANOM. RIVELATORI DI FIAMMA
	24/12/2007	24/12/2007	KIA	9,25	0,107	AVARIA PIASTRE DI SICUREZZA TURBINA B.P.
GRUPPO3	Data inizio	Data fine	CAUSA	durata h,min	% indisip.	Commento
	12/07/2007	13/07/2007	KIA	44,00	0,502	PERDITA IN CALDAIA
	30/08/2007	04/09/2007	KIA	118,45	1,356	PERDITA CONDENSATORE
	12/09/2007	12/09/2007	KIA	3,46	0,043	DISSERV. PER ANOM.INTERV. ALTO VUOTO CONDENSATORE
	18/09/2007	19/09/2007	KIA	4,31	0,052	DISSERV. PER ANOM.INTERV. PROTEZ. BASSA TEMP. SH
	12/10/2007	12/10/2007	KIA	4,00	0,042	ANOMALIA SISTEMI DI REGOLAZIONE PORTATA OCD
	18/10/2007	18/10/2007	KIA	0,34	0,007	BLOCCO ELETTRICO PER ANOM.INTERV.PROTEZIONI
	01/12/2007	01/12/2007	KIA	12,48	0,146	AVARIA VALVOLA 205 CALDAIA
	17/12/2007	17/12/2007	KIA	0,34	0,007	DISS. PER ANOMALO INTERV. PROTEZ. SAB

GRUPPO3	Data inizio	Data fine	CAUSA	durata h,min	% indisp.	Commento
	15/01/2007	15/01/2007	KIA	9,30	0,108	DISSERVIZIO PER ALTO LIVELLO FLASH TANK
	01/06/2007	01/06/2007	KIA	2,57	0,034	DISS. PER ANOM. FUNZION. SUPERVISIONE TURBINA
	05/06/2007	06/06/2007	KIA	33,30	0,382	AVARIA CIRCUITI PROTEZ., SEGNALAZ. E COMANDO TURB.
	06/08/2007	06/08/2007	KIA	1,02	0,012	DISS. PER ANOM. ARRESTO PAA3
	29/08/2007	29/08/2007	KIA	9,51	0,053	CARICO RIDOTTO PER AVARIA PAA1 E PAA3
	29/08/2007	07/09/2007	KIA	202,39	2,313	F.S. PER ALTA CONduc.CICLO COND./ALIM.INDOTTO DAL GR.3

Allegato 3

ELENCO DEGLI INTERVENTI DI DEMOLIZIONE E BONIFICA DI COIBENTAZIONI E PARTI IN AMIANTO

INTERVENTI DI DEMOLIZIONE E BONIFICA DI COIBENTAZIONI E PARTI IN AMIANTO				
Gruppo termoelettrico	Zona	Superf. demolita mq	Data	Note
0	Tubi NP gruppi 1/2	580,0	set-91	
0	Tubi NP gruppi1/2	150,0	ott-91	
1	Tubi VP	2,0	nov-91	
1	Condotti fumo eco	340,0	nov-91	
0	Tubi NP gruppi1/2	30,0	dic-91	
0	Vap saturo gruppi1/2	24,0	dic-91	
1,2	Tubi AA	50,0	dic-91	
1,2	Pareti caldaia+condotti fumo	550,0	dic-91	
1,2	Tubi NP OFA	6,0	feb-92	
1,2	Pareti caldaia OFA	16,0	mar-92	
1,2	Ciclo aria gas	268,0	gen-92	
2	Tubi AA	172,0	gen-92	
2	Pareti caldaia	59,0	mar-92	
1,2	Varie	69,0	mar-92	
1,2	Condotti fumo		mag-92	
1.2	Cofani turbine	276,0	apr-93	
1	Condotta gas		ott-93	
2	Pareti caldaia	8,0	ott-93	
2	Turbina		nov-93	
2	Drenaggi caldaia		dic-93	
2	Ljungstrom		dic-93	
2	Rav		gen-94	
0	condizionamento uffici		feb-94	
1	Zon a degasatore		mag-94	
0	Tubi NP		giu-94	
0	Tubi NP	78,0	lug-94	
2	Risc.AP+varie		ago-94	
1	Condotti mulini+varie		set-94	
3,4	Turbine		ott-94	
0	Tubi NP	300,0	dic-94	
3	Turbina	147,0	mar-95	
4	Turbina		giu-95	
4	Turbina		giu-95	
0	Vap.aux.loc.pompeNP1/2		giu-95	
2	Cavi trasf.eccitatrice statica		giu-95	
1	Mulini,portine piriti		lug-95	
1	Vap.aux.piano balance		lug-95	

1	Prerisc.aria 11 12		lug-95	
2	Mulini,portine piriti		ago-95	
1	Caldaia		ago-95	
2	Caldaia		ago-95	
0	Tubi cond cunicolo S3NP		ott-95	
0	Pareta off.meccanica		nov-95	
2	Tub.ricircolo PAA 22		giu-96	
1	Parete sala macchine zona mulini		ago-96	
2	Serbatoio acqua grezza	141,0	ago-96	Capannina da 500 mc
2	Parete sala macchine zona mulini		ago-96	
1,2	Tubi NP zona S3NP		ago-96	
1	Collettore NP		set-96	
1	Vapore saturo		set-96	
1	Serbatoio riserva condensato		set-96	
2	Vap.RAV attiguo tub.Magaldi		set-96	
1,2	FAB1 tubo vap.aux.		set-96	
1,2	Tubi NP zona S3		set-96	
3,4	Q.E. SDS Aux.3/4	2,0	set-96	
1	Economizzatore	57,0	set-96	Capannina da 280 mc
4	Turbina AP	137,0	set-96	
2	RAP 21		ott-96	Bonificati stacchi tubazioni
2	Turbina gr.2 cnd 2°spillamento		ott-96	
2	Economizzatore	56,0	ott-96	Capannina da 235 mc
2	Desurriscald. SH 8° piano caldaia		nov-96	Lato Mf
2	PAA 22, desurrisc., RH		nov-96	
2	Tubazione desurrisc..SH 6° piano caldaia		nov-96	
2	Collettore condotto ricircolo gas	160,0	nov-96	Capannina 540 mc
2	Tubazioni varie in capannina sopra	12,0	nov-96	
2	Giunto aria ai mulini 2° p.no cald.	21,0	nov-96	Lato Mf
2	Giunto aria ai mulini 2° p.no cald.	14,0	nov-96	Lato Ts
2	Tub.vapore soff. Ljungstrom		nov-96	
2	Pozzetti misura RAP21		nov-96	
2	Pozzetti misura tub.condensato		nov-96	
2	RAP 21	46,0	dic-96	Capannina 180 mc
1	Serb.riserva condensato		gen-97	
1	Tubi NP sala pompe ,per piastrellatura		feb-97	
1,2	Pannellatura ed.ausiliari gr.1/2		feb-97	
2	scarico RHC/F		mar-97	
1,2	Gabbia 220 kV		mar-97	
0	Tubi np da banchina zona S3np		apr-97	
0	Ricircolo np a S2np		apr-97	
3,4	Armadi regolazione	2,2	giu-97	
2	Vassoi cavi elettrici	1,0	giu-97	Passerelle cavi elettrici
0	Locale condizionamento mensa		giu-97	
2	Tubazione ccondensato sala macchine q.6		ago-97	
2	Tubazioni NP p.no bilance		ago-97	
4	Cassetta C q.ta 6.00 zona turbina		dic-97	Passerelle cavi elettrici
3,4	Integrazione impianto condiz. q.ta 0.00		gen-98	
2	Tubi valvole spill.1,2,3,4,5 ciclo cond/alim.		mag-98	
2	Pozzetti e quadri elettrici da sostituire OP		mag-98	
2	Risc.BP 24,25 solo sez.postraffreddamento	16,0	giu-98	

2	Tubi vari per imp.ossidante ciclo AA		giu-98	
2	Tubo zona boccaglio calib.portata cond.q.ta12		giu-98	
2	Camera morta naso caldaia		giu-98	
2	Alternatore guarnizioni portine passante	4,0	giu-98	
1	Caldaia parete Sn/Fr 6°-7° p.no	52,5	ago-98	Capannina 271 mc
0	Trattamento aria condizionamento uffici vecchi		set-98	Ulteriore confinamento su rich.ASS
2	RAP 25 tubo equilibrio		nov-98	
3,4	Q.E. report 3/4BS 3/4CCD pann. T4	5,0	apr-99	Demolizione ed esecuzione passa cavi
3	Q.E. sala manovra 34QPE;3QPB,3QT,3QSA,R1	14,0	mag-99	Demolizione parziale ed esecuzione passa cavi
4	Q.E. sala manovra 4CALLV20,4QT,MR2,4QA,4QPE,4QRC,Reg.T3-R2;S1,S2,4SAB,ARM,RV,4QSM	43,0	mag-99	Demolizione parziale ed esecuzione passa cavi
1,2	Q.E. sala controllo sistema MAIG		ago-99	
1	Alternatore: refrigeranti e testate	5*	dic-99	Kg 35 di guarnizioni varie
4	Pannello P17 sala manovra 3/4	1,0	mar-00	
0	Caldaie riscaldamento	3,0	apr-00	
1,2	Asp.NP pompe q.ta 0	1,0	ago-00	
2	Sfiato ECO lato Mf	0,6	dic-00	Dem.tubazioni
0	Armadio Q3-34BDC1 Demi	1,0	gen-01	Dem.barrirea tagliafiamma
1	Serb.tetto caldaia	2,0	gen-01	Dem.tubazioni
0	Impianto condizionamento mensa	4,5	gen-01	Dem.tubazioni
2	Pompa alimento 2AA2		feb-01	Dem.guarnizioni
0	Campionatura NP banchina		feb-01	Dem.tubazioni
2	RBP 24	50,0	mar-01	Dem.risc.
1	QE QS3-4-5-6	1,0	giu-01	
1	Condotti aria ai bruc. Lato TS	127,0	giu-01	
1	Condotti aria ai bruc. Lato Mf	133,0	lug-01	
1	Doghouse	500,0	lug-01	
2	Scarico RH freddo	1,0	mag-02	
1,2	Valv.NP collegamento 1/2 sala pompe	1,0	mag-02	
2	Vent Gas 22	77,0	lug-02	3820 kg
2	Vent Gas 21	77,0	ago-02	3820 kg
2	Risc.NP 21-22-23-24	213,6	ago-02	5080 kg
2	Lijungstrom, condotti A/G tubi q.ta 6 caldaia	465,3	nov-02	10020 kg
2	Condotti ricircolo gas	366,7	dic-02	16740 kg
2	Barilotto riempimento caldaia tetto doghouse	10,4	mag-03	440 kg
1	Caldaia camera morta inferiore+tubi caduta	338,6	lug-04	
1	Caldaia parete SH bt quota 28,8-33,5 canale	33,0	lug-04	6540+11400+14140+ + 11900 = 43980 Kg
1	VAG 11-12	160,0	lug-04	43980 kg
1	Condotti aria bruciatori linea 11-12	403,0	lug-04	250 kg
1	Caldaia parete shbt sup lato Mf q.ta36	15,0	set-04	175,92 kg
2	Tubazioni caduta 6°-7° piano	190,2	nov-05	
2	Camera morta Qt.o°°	350,0	ott-05	
2	Tubazioni caduta 4°-5° piano	133,0	dic-05	
2	Tubazioni H2O alimento sala pompe	328,0	nov-05	

2	Tubazione alimento lato mulini	8,0	nov-05	
1	Mulino 13		nov-05	Guarnizioni
2	Tub. Vap. Aux. Piano bilance	131,0	nov-05	
2	Lijungstrom, condotti aria, tramogge Lijung. linea 1	365,0	dic-05	
2	Lijungstrom, condotti aria, tramogge Lijung. linea 2	365,0	ott-05	
2	Barilotti ex RAV e tubazioni		dic-05	Lavori facenti parte demolizione Lijungstrom e condotti
0	Serbatoi acqua industriale e tubazioni	84,0	mar-06	
1	Serbatoio h20 raffreddamento idrogeno		apr-06	
2	Serbatoio h20 raffreddamento idrogeno		apr-06	
1	Tubazioni e valvole NP Qt.12°°	74,0	mag-06	
1	5° Mulino, pompa VA2, portelloni Ly		mag-06	
1	Tubazioni ex pawdex qt.00	77,3	giu-06	
2	Tubazioni ex pawdex qt.00	77,3	giu-06	
1	lamiere tamponamento vano scale e ascens	693,0	giu-06	
2	tub. Vap.3° spill ai rav+tub. acqua indust.	71,0	lug-06	
2	tub. Vapore 3 °spill ai rav qt.12	29,0	ago-06	
0	tub.n.p. da banchina a serb. 1/2/3	428,0	ago-06	
2	Tub.sfiato spurgo continuo a deg.qt.12°°	17,0	set-06	170 kg
2	tub.n.p. qt.12 +tub.vap. Imp.condiz.gr1/2	85,9	set-06	360 kg
0	tub.n.p. da banchina a serb. 1/2/3	140,0	ott-06	
1	tubazioni vapore aux qt.12°	53,9	ott-06	340 kg
1	Cond. Aria calda x 5°mulino	164,0	ott-06	430 kg
1	Parete sh-bt inferiore retro caldaia 6°piano	36,0	ott-06	520kg
1	Parete sh-bt inferiore front. caldaia 6°piano	23,0	ott-06	840 kg
3,4	Imp. Cond.sala manovra qt.18°°	47,0	ott-06	280 kg
3,4	Imp. Cond.sala manovra qt.0°°	51,0	ott-06	330 kg
1	Cond. Aria calda x 5°mulino	61,0	nov-06	1150 kg
2	tub.condense da rav a condensatore	44,0	nov-06	470 kg
1	Tubazioni+serbatoi ex rav qt.6	80,0	nov-06	810 kg
1	tub.ex rav +tub.acqua indust. Qt.10°° qt.6°°	88,0	gen-07	1980 kg
1	Tramogge elettrofiltri n°114 -115	98,0	gen-07	1930 kg
1	tub. Vapore valv. Reg. ex rav qt. 12°°	34,0	feb-07	340 kg
1	Tramogge elettrofiltri n°-120-121	98,0	feb-07	1940 kg
1	Tramogge elettrofiltri n° 112-113	98,0	mar-07	1950 kg
1	gr.1 mulino 12	9,0	mar-07	340 kg
2	tramogge elettrofiltri n° 212-213	98,0	mar-07	810 kg
1	tramogge lj lato mf	49,0	mar-07	570 kg
1	tramogge lj lato ts	49,0	mag-07	570 kg
2	tramoggia elettrofiltri n° 218-219	98,0	apr-07	1210 kg
4	gr.4 silenziatore tubo camino	0,01	mag-07	guarnizioni
1,2	pannello di facciata locale quadri mulini qt6	1,0	giu-07	
S	pannelli di facciata uffici nuovi x sost. Pluv	6,0	giu-07	160 kg
1	pannelli di facc x cond. Condiz. Arma.sab.	17,0	lug-07	240 kg
2	pannelli Condiz. Armadi SAB	7,0	lug-07	120 kg
1	mulino 11	9,0	lug-07	340 kg
2	valvole sicurezza tub. Ex rav. Qt.6° l.ts	17,8	ago-07	170 kg

2	pareti interne elettrofiltri .	305,0	set-07	3490 kg
2	condotta aria calda 5° mulino + tub.alim.	171,6	nov-07	1680 kg
2	tramogge elettrofiltri n°215-221	98,0	nov-07	1760 kg
2	tubazioni V.R.F. 8°piano	14,0	ott-07	260 kg
2	interuttore B2b Sbarra B2	1,0	ott-07	
2	tubazione vapore nafta bruciat. Qt.°6-8	8,0	ott-07	
1	tramogge elettrofiltri n°118-124	98,0	dic-07	1820 kg
2	tramogge elettrofiltri n°224-225	98,0	dic-07	1880 kg
2	Riscaldatore b.p. n°7	7,7	gen-08	60 kg
2	tramoggia elettrofiltri n°214-220	98,0	feb-08	1320 kg
1	tramoggia elettrofiltri n°126-127	98,0	feb-08	1630 kg