

VELONOX™ IL NUOVO SISTEMA DI COMBUSTIONE PER LA TURBINA A GAS V94.3A

VELONOX™ A NEW COMBUSTION SYSTEM FOR V94.3A GAS TURBINE

Al fine di migliorare il campo operativo, la flessibilità ed i costi di manutenzione dell'intera flotta di turbine a gas, Ansaldo Energia ha migliorato la TG V94.3A, dotandola di un nuovo sistema di combustione caratterizzato da una configurazione di pilota parzialmente premiscelato denominato VeLoNOx™ (Very Low NOx). Il nuovo sistema di combustione consentirà di rispettare i nuovi limiti di emissioni inquinanti imposti alle utility, in conformità con l'attuale legislazione UE. Il sistema VeLoNOx™ è in grado di raggiungere un livello di emissioni NOx inferiore a 15 ppm, in un ampio *range* di condizioni di carico. Il sistema è stato progettato da Ansaldo Energia ed ampiamente testato su una turbina V94.3A realizzata dalla nostra società.

Il concetto del pilota parzialmente premiscelato è stato brevettato e fa ora parte dell'attuale configurazione del bruciatore per ogni nuovo progetto.

Il programma di sviluppo, quasi giunto al termine e con target finale il raggiungimento di emissioni NOx di 15 ppm, è consistito in una fase di progettazione e nello svolgimento di prove sperimentali. L'ultima fase prevede l'applicazione del nuovo sistema di combustione su tre differenti TG operanti in sito.

A seguito delle nuove normative, il limite di 15 ppm per le emissioni specifiche di NOx è attualmente richiesto in alcune aree del mercato nazionale. Si prevede che entro il 2008 tali normative saranno in vigore in tutta Europa. Il nuovo bruciatore è stato studiato in modo da utilizzare il maggior numero possibile di parti dell'attuale bruciatore standard, apportando solo le minime modifiche necessarie.

Il nuovo sistema di combustione è costituito da un vortizzatore diagonale di ultima progettazione e da un bruciatore pilota di nuovo concetto.

Nella riprogettazione del bruciatore pilota, si è seguito il concetto del bruciatore pilota parzialmente premiscelato, così da ottenere sia l'effetto benefico del premiscelamento del combustibile pilota (riducendo così l'emissione di NOx) sia l'aumento della stabilità dinamica.

In order to improve the operability, the flexibility and the maintainability of the whole gas turbine set, Ansaldo Energia has upgraded its V94.3A gas turbine with a new combustion system featured by partially premixed pilot configuration and called VeLoNOx™ (Very Low Nox). This new combustion system will allow to meet the new specific pollutant limitations required by the utilities according to the present scenario on EU. Thus, VeLoNOx™ system will be capable of achieving less than 15 ppm NOx emissions on a wide load range. The system has been designed by Ansaldo Energia and it has been tested intensively on a V94.3A delivered by Ansaldo Energia.

The partially premixed pilot concept has been patented and it is now included in to the current burner assembly configuration for the every new project.

The near to completion development program, targeted to reach the NOx emission level of 15 ppm, has gone through the design and rig testing activities and has now reached the forecast last step of testing on an actual gas turbine at three different sites.

The road map to 15 ppm is presently required due to the

new regulations in some areas of the domestic market. These regulations are thought to spread all over Europe within 2008.

The design of the new burner has been conceived in order to adopt as many parts as possible of the actual reference design burner, modifying only what required.

The new combustion system is therefore featured by the diagonal swirler of upgraded design and by a new concept pilot burner.

In redesigning the pilot burner, the partially premixed pilot burner approach has been followed in order to obtain both pilot fuel pre-mixing effect optimization (thus NOx emission reduction) and dynamic stability enhancement.

The optimization has been performed by modifying the axial swirler and the injection nozzles pattern. The designs result completely retrofitable if compared with the present combustion system.



L'ottimizzazione si è ottenuta modificando la configurazione del vortificatore assiale e degli ugelli di iniezione. Il progetto è completamente predisposto per il retrofit dell'attuale sistema di combustione.

Lo sviluppo del nuovo sistema ha già completato le seguenti fasi:

- 1) Conduzione dell'analisi CFD del sistema
- 2) Test aerodinamici (senza combustione).
- 3) Campagna sperimentale in laboratori di prova (sia a pressione atmosferica che in pressione).
- 4) Test preliminari su una turbina a gas attualmente installata.
- 5) Seconda campagna di prove sperimentali in pressione per verificare la corrispondenza del comportamento acustico tra le prove in laboratorio ed il reale comportamento della camera di combustione della turbina a gas.
- 6) Collaudo finale sul campo.

Il collaudo finale è stato eseguito sull'unità 2 di Mantova. E' stata effettuata una campagna di prove a lungo termine per convalidare il concetto pilota parzialmente premiscelato e per confermare tutte le informazioni ottenute dai test in pressione effettuati in laboratorio. Sono state misurate le emissioni di NOx e CO nelle condizioni dal 50% al 100% del carico base.

I test effettuati in sito si possono considerare una solida validazione del concetto di pilota parzialmente premiscelato, dal momento che le condizioni ambientali erano molto conservative. Anche quando l'umidità relativa è scesa al di sotto del 25%, le emissioni di NOx non hanno mai superato il limite di 30 mg/Nm³ (15 ppm). Non è stata necessaria alcuna riduzione di carico della macchina per ottenere tali risultati.

I vantaggi della soluzione VeLoNOx™ sono i seguenti:

- a) Minore impatto ambientale (emissioni NOx ridotte a 15 ppm)
- b) Maggiore efficienza di ciclo combinato a carico parziale
- c) Predisposizione per il retrofit del parco TG esistente
- d) Nessun bisogno di modifiche al sistema di controllo.

L'unità ha totalizzato ad oggi oltre 12.000 ore equivalenti di funzionamento. Sono già pervenuti più di 12 ordini di retrofit del sistema di combustione. Questo sistema sarà impiegato nel nuovo progetto che impone la riduzione del livello NOx a 15 ppm.

Il sistema VeLoNOx™ è stato brevettato nel 2005 e il marchio è stato depositato nel 2007.

The development of the new system has already gone through the following phases:

- 1) Computational fluid dynamic (CFD) analysis.
- 2) Aerodynamic tests (without combustion).
- 3) Experimental test campaign on test rigs (both at atmospheric pressure and at full pressure).
- 4) Preliminary tests on an actual gas turbine.
- 5) Second loop of the experimental test campaign on the full pressure test rig to search the correspondence of the acoustical behavior of the test rig and of the actual gas turbine combustion chamber.
- 6) Final Test on Field.

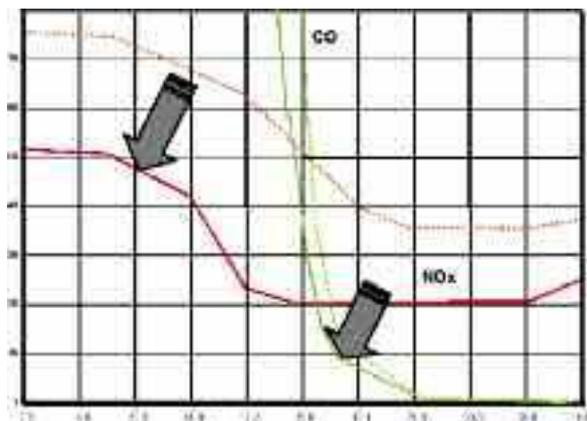
The final test was performed on the unit 2 of Mantova. A long term test campaign has been performed in order to validate the partially premixed pilot concept and to validate all the indications that came out from the high pressure test performed on the lab. NOx, CO emissions were measured at 50%-100% base load conditions.

The tests performed on site can be considered a strong validation of the partially premixed pilot concept since the ambient conditions were very conservative. Relative humidity was down to 25% and NOx emissions never exceeded the limit of 30 mg/Nm³ (15 ppm). No derating of the engine was required in order to meet this results. The benefits of the VeLoNOx™ solution are the following:

- a) Lower environmental impact (NOx emissions reduced down to 15 ppm)
- b) Higher combined cycle efficiency at part load
- c) Retrofitability on the current fleet
- d) No needs for control system modifications

Up to now it has been accumulated 12.000+ equivalent operating hours. Orders for 12+ retrofit system have already been awarded. This system will be employed on the newer project asking for NOx reduction within 15 ppm.

The VeLoNOx™ system has been patented since 2005 and the brand has been registered in 2007.





RELAZIONE TECNICA
DOMANDA AUTORIZZAZIONE AMBIENTALE INTEGRATA

ROSELECTRA S.p.A.

RELAZIONE TECNICA PROCESSO PRODUTTIVO
(RIF. ALLEGATO B18)

REV.	DATA	CAUSALE	APPROVAZIONE
1	31.05.10	Revisione a seguito richiesta di integrazioni AIA (nota Min. Ambiente prot. DVA-2010-0006090 del 02/03/2010). Le modifiche sono evidenziate con sfondo azzurro.	 (DC)

INDICE

1.	Descrizione generale dello stabilimento e dell'attività produttiva.....	5
1.1	ZONA CENTRALE DI COGENERAZIONE (CHP)	6
1.2	SOTTOSTAZIONE DI RIDUZIONE METANO	8
1.3	SOTTOSTAZIONE ELETTRICA.....	8
1.4	SISTEMA DI TELERISCALDAMENTO.....	8
2.	Modalità di funzionamento dell'impianto	9
2.1	PERIODICITÀ DI FUNZIONAMENTO	9
2.2	TEMPI DI AVVIO ED ARRESTO	10
2.3	MONITORAGGIO DELLE ORE DI ESERCIZIO E DELLE FASI TRANSITORIE DI AVVIO ED ARRESTO	11
2.4	PREVENZIONE DEI GUASTI ALL'IMPIANTO DI PRODUZIONE	12
2.4.1	Caldaia a recupero	12
2.4.2	Turbina a gas.....	12
2.4.3	Turbina a vapore	13
2.4.4	Sistemi di sicurezza e di controllo.....	13
2.4.5	Sistemi di sicurezza e controllo per l'intero impianto	13
2.4.6	Analisi della gestione dei malfunzionamenti e degli eventuali incidenti ambientali accaduti	14
3.	Tipologie di rifiuti generate dal ciclo produttivo	16
3.1	AREE DEPOSITO RIFIUTI	16
4.	Tipologie di acque reflue prodotte dall'attività	17
4.1	AREA CENTRALE CHP.....	17
4.2	SOTTOSTAZIONE METANO.....	18
4.3	SOTTOSTAZIONE ELETTRICA	18
5.	Analisi di dettaglio del ciclo produttivo	19
5.1	SISTEMA GAS NATURALE.....	19
5.1.1	Descrizione generale del processo.....	19
5.1.2	Esd valve (presso GRS).....	21
5.1.3	Separatore principale e filtrazione gas (presso GRS).....	21
5.1.3.1	Aspetti ambientali significativi correlati	22
5.1.4	Stazione di misura fiscale (presso GRS)	22
5.1.5	Preriscaldamento gas per TG (presso GRS).....	22
5.1.6	Preriscaldamento gas per caldaia aux (presso GRS).....	23
5.1.7	Riduzione pressione gas (presso GRS)	23
5.1.7.1	Aspetti ambientali significativi correlati	24
5.1.8	Sistema di misura fiscale linea caldaia aux e preriscaldamento (presso GRS)	25
5.1.9	Caldaie preriscaldamento (presso GRS).....	26
5.1.9.1	Aspetti ambientali significativi correlati	26
5.1.10	Addolcimento acqua di caldaia (presso GRS).....	26
5.1.10.1	Aspetti ambientali significativi correlati	27
5.1.11	Sistema di misura finale (presso CHP).....	27
5.1.12	Separazione finale e filtrazione (presso CHP)	27
5.1.13	Sistema blocco e sfiato automatico (presso CHP)	28
5.1.14	Caldaia ausiliaria (presso CHP).....	28
5.1.14.1	Aspetti ambientali significativi correlati	29
5.1.15	Azioni attuate per prevenire o far fronte agli incidenti conseguenti a rilascio di metano	29
5.2	SALA MACCHINE (TG-TV-GENERATORE)	30
5.2.1	Turbogas	30
5.2.1.1	Aspetti ambientali significativi correlati	33
5.2.2	Filtrazione aria (air intake)	34
5.2.2.1	Aspetti ambientali significativi correlati	34
5.2.3	Sistema pulizia compressore	34
5.2.3.1	Aspetti ambientali significativi correlati	35
5.2.4	Turbina a vapore	36
5.2.4.1	Aspetti ambientali significativi correlati	36
5.2.5	Generatore elettrico	37
5.2.5.1	Stoccaggio bombole idrogeno	38
5.2.5.2	Aspetti ambientali significativi correlati	38
5.2.6	CONDENSATORE	39

5.2.6.1	Aspetti ambientali significativi correlati	40
5.2.7	Pompe vuoto	40
5.3	SALA MACCHINE – SISTEMI OLI TG – TV- GENERATORE	41
5.3.1	Sistema olio lubrificazione e sollevamento tg-tv-generatore	41
5.3.1.1	Aspetti ambientali significativi correlati	41
5.3.2	Sistema olio tenute generatore.....	42
5.3.2.1	Aspetti ambientali significativi correlati	42
5.3.3	Sistema olio idraulico di comando TG.....	42
5.3.3.1	Aspetti ambientali significativi correlati	42
5.4	CALDAIA A RECUPERO (GVR): SISTEMA ALIMENTO – VAPORE	43
5.4.1.1	Generalità costruttive del GVR	44
5.4.1.2	Aspetti ambientali significativi correlati	44
5.5	SISTEMA ACQUA MARE DI RAFFREDDAMENTO.....	46
5.5.1	FILTRAZIONE 1 (FILTRO DEBRIS)	46
5.5.1.1	Aspetti ambientali significativi correlati	47
5.5.2	FILTRAZIONE 2	47
5.5.3	POMPE DI MAKE-UP	47
5.5.3.1	Aspetti ambientali significativi correlati	47
5.5.4	Scambiatori acqua mare.....	48
5.5.4.1	Aspetti ambientali significativi correlati	49
5.5.5	Torri di raffreddamento e bacino di raccolta.....	50
5.5.5.1	Aspetti ambientali significativi correlati	51
5.6	SISTEMI DI TRATTAMENTO ACQUE REFLUE INDUSTRIALI.....	52
5.6.1	Trattamento acque oleose e vasca raccolta acque meteoriche	52
5.6.1.1	Aspetti ambientali significativi correlati	52
5.6.2	Trattamento di neutralizzazione acque acide/ alcaline.....	53
5.6.2.1	Aspetti ambientali significativi correlati	53
5.7	SISTEMI ELETTRICI.....	54
5.7.1	Interruttore di macchina.....	54
5.7.1.1	Aspetti ambientali significativi correlati	55
5.7.2	TRASFORMATORI ZONA CENTRALE CHP	55
5.7.2.1	Aspetti ambientali significativi correlati	56
5.7.3	INTERRUTTORE 380 kV	56
5.7.3.1	Aspetti ambientali significativi correlati	57
5.7.4	Trasformatori amperometrici “ta”	57
5.7.4.1	Aspetti ambientali significativi correlati	57
5.7.5	Sala Batterie - CHP.....	58
5.7.5.1	Aspetti ambientali significativi correlati	58
5.7.6	Sala Batterie – sottostazione elettrica.....	58
5.7.6.1	Aspetti ambientali significativi correlati	58
5.7.7	Generatore diesel di emergenza.....	58
5.7.7.1	Aspetti ambientali significativi correlati	59
5.8	SISTEMI DI IMPIANTO AUSILIARI.....	60
5.8.1	Sistema campionamento flussi di processo	60
5.8.2	Sistema iniezione chimica	61
5.8.2.1	Caratteristiche aree di stoccaggio di additivi chimici	61
5.8.2.2	Aspetti ambientali significativi correlati	61
5.8.3	SISTEMA ACQUA SERVIZI	62
5.8.4	SISTEMA DISTRIBUZIONE ACQUA DEMINERALIZZATA.....	63
5.8.5	SISTEMA ACQUA DI RAFFREDDAMENTO IN CICLO CHIUSO.....	63
5.8.6	SISTEMA TELERISCALDAMENTO	64
5.8.7	SISTEMA RACCOLTA DRENAGGI E SFIATI	66
5.8.8	SISTEMA ARIA COMPRESSA	66
5.8.9	SISTEMA ANTINCENDIO.....	67
5.8.10	SISTEMA DI VENTILAZIONE E CONDIZIONAMENTO	69
5.8.10.1	Aspetti ambientali significativi correlati	70
5.8.11	SISTEMA DI CONTROLLO DCS.....	71

RIFERIMENTI

- [R1] Documenti contenuti in allegato A26 – parte 8 “Problematica Roselectra - Rosen” alla domanda AIA ROSELECTRA SpA – set. 08
- [R2] Allegato A25 “S” alla domanda AIA ROSELECTRA SpA – set. 08
- [R3] “Relazione tecnica – Identificazione e quantificazione dell’ - rev.0” (Allegato B24 domanda AIA ROSELECTRA SpA – set.08)
- [R4] Terna -Rapporto di prova n°06/2395-6-7 del 12/01/2007 indirizzata a Roselectra SpA ad oggetto “Analisi dei parametri chimico fisici negli isolanti per trasformatori e per apparecchiature elettriche (IEC 60296)” (allegato A26-1 domanda AIA ROSELECTRA SpA – set.08)
- [R5] Relazione tecnica “Autorizzazioni di tipo edilizio correlate al sistema di” (allegato A17.2 domanda AIA ROSELECTRA SpA – set.08)

ALLEGATI

- [A1] Nota prot n°6979 del 2008 del 08.02.08 della Provincia di Livorno indirizzata a ROSELECTRA SpA ad oggetto “centrale a ciclo combinato ROSELECTRA SpA da 400 MW alimentata a gas naturale. Decreto MAP n. 55/03/2004. Superamento valori limite alle emissioni.
- [A2] Nota prot. RE/U/0097-08 del 13.03.08 trasmessa da ROSELECTRA SpA a Min. Sviluppo Economico, Min. Ambiente e Tutela Territorio, Provincia di Livorno ed Arpat – Dip.to Livorno ad oggetto “Trasmissione relazione tecnica superamenti emissioni”
- [A3] Estratto da “Long Term Maintenance Agreement” stipulato tra Electrabel S.A. e Ansaldo Energia SpA, definito in data 11.04.2002
- [A4] Articolo pubblicato su Ansaldo Energia - Power Generation News n°2/2008 “Velonox™ il nuovo sistema di combustione per la turbina a gas V94.3A”
- [A5] “Planimetria generale rete – teleriscaldamento in Rosignano Solvay” (dis. N° IN1024/2-M-24 rev.2 del 31.05.10)

00 D000r00000 0000r000 d0000 00000000 0000 0 d0000000000 0r0d000000

La Società ROSELECTRA SpA ha realizzato a Rosignano Solvay (LI), all'interno del Polo Industriale SOLVAY, un impianto a ciclo combinato per la produzione di energia elettrica e calore in teleriscaldamento, funzionante a regime dal Marzo 2007 ed entrato in esercizio commerciale nel successivo mese di Maggio.

A partire dal Febbraio 2007 l'intera gestione e manutenzione dello stabilimento è stata affidata da ROSELECTRA SpA alla società ROSEN Rosignano Energia SpA¹, che gestisce l'omonima centrale termoelettrica a ciclo combinato confinante ed interconnessa con lo stabilimento in esame.

Per approfondimenti circa le interferenze esistenti tra i due stabilimenti si rimanda ai documenti contenuti in allegato A26 – parte 8 alla domanda AIA ROSELECTRA SpA.

Lo stabilimento ROSELECTRA SpA è alimentato, analogamente a quello Rosen, con gas naturale attraverso il terminale SNAM. Allo stesso modo esso utilizza le preesistenti reti di infrastrutture primarie, già a servizio degli stabilimenti Solvay e Rosen, minimizzando così la realizzazione di nuove opere connesse al suo funzionamento.

L'impianto è nato per produrre energia elettrica da inserire sulla rete nazionale, tramite una nuova connessione all'elettrodotto 380 KV verso Acciaiole, mentre circa 85 KV vengono utilizzati dallo stabilimento Solvay.

Per quanto riguarda la fornitura di energia termica, la produzione di vapore è destinata principalmente ad alimentare il sistema di teleriscaldamento degli edifici pubblici della cittadina di Rosignano Solvay, nonché a fornire un quantitativo massimo di 50 t/h² a potenziali clienti (es. aziende manifatturiere) che si installino entro un raggio di 2.000 metri dalla centrale.

L'unità produttiva principale dell'impianto a ciclo combinato Roselectra è il turbogruppo ad asse singolo composto da:

- una turbina a gas Siemens V94.3A, da 258 MWe (condizioni ISO), alimentata a gas naturale
- un alternatore trifase da 480 MVA nominali con fattore di potenza di 0.85,
- una turbina a vapore Ansaldo a condensazione da 133 MW nominali,
- un generatore di vapore a recupero di calore (HRVG) costituita da tre sezioni e quindi da tre livelli di pressione (AP, MP e BP),
- sistema di raffreddamento
- sistemi ausiliari

Il gas metano approvvigionato dalla rete di distribuzione SNAM a circa 70 bar, ridotto in pressione e riscaldato con caldaie dedicate, viene miscelato opportunamente con aria comburente e inviato al sistema di combustione della turbina a gas permettendo la generazione di 258 MW di potenza elettrica che costituiscono la quota maggiore della produzione elettrica totale. La rimanente quota è generata dalla turbina a vapore Ansaldo che, sfrutta l'energia recuperata dai fumi ad alta temperatura in uscita dalla turbina a gas producendo circa 133 MW elettrici.

La potenza termica nominale dell'impianto è di 000 M00 e la potenza elettrica netta generata è di 000 M00 (potenza rilevata nell'ambito del performance test al taking over, ovvero alla data di consegna dell'impianto dal costruttore a ROSELECTRA SpA, avvenuto nel Gennaio 2007).

I gas di scarico della turbina a gas sono inviati ad una caldaia a recupero (HRVG) a sviluppo orizzontale rispetto al flusso dei gas di scarico, che produce vapore a tre livelli di pressione con banchi evaporanti a circolazione naturale (135, 35 e 4 bar) che viene immesso nella turbina a vapore per la generazione di energia elettrica; successivamente, lo scarico della turbina a vapore è raccolto nel condensatore per il passo finale del ciclo di lavoro.

Il condensatore è uno scambiatore di calore a fascio tubiero, il cui scopo è raffreddare il vapore in transito al suo interno fino alla totale condensazione consentendo alle 2 pompe d'estrazione (da 350 t/h) il rilancio della condensa verso la caldaia a recupero per l'inizio di un nuovo ciclo di lavoro.

Sia la turbina a gas che la turbina a vapore sono collegate sullo stesso asse al generatore sincrono trifase raffreddato ad idrogeno. La turbina a gas è rigidamente collegata al generatore sincrono da un lato, mentre la turbina a vapore è collegata dal lato opposto allo stesso generatore sincrono tramite un meccanismo definito "clutch" che permette la

¹ A partire dal 27.02.2007 esplica i suoi effetti il contratto stipulato tra ROSEN Rosignano Energia SpA e Roselectra SpA con cui quest'ultima affida a ROSEN Rosignano Energia SpA l'intera gestione e manutenzione dello stabilimento oggetto della presente domanda. Tale contratto ha validità 5 anni e si rinnova automaticamente per un ulteriore periodo di anni 15, salvo disdetta di una delle due parti.

In data 27.02.2007 viene infatti conferita da ROSELECTRA SpA apposita procura notarile all'Ing. Domenico Pilonusso (Direttore dello stabilimento ROSEN Rosignano Energia SpA), in particolare per "rappresentare con i più ampi poteri la Società nei confronti della Pubblica Amministrazione in genere, con facoltà di richiedere il rilascio di licenze, autorizzazioni e concessioni amministrative in genere ...".

² La fornitura di vapore - prevista dall'accordo volontario per la realizzazione dell'intervento di Rosignano Solvay (LI) relativo alla centrale di cogenerazione "Roselectra" da 400 MWe sottoscritto tra Regione Toscana, Roselectra S.p.A. e Solvay Chimica Italia S.p.A (vedi allegato A26-7) - verrà implementata qualora si verifichino le condizioni previste nell'accordo stesso.

Durante il normale funzionamento il vapore a bassa pressione esauritosi nella turbina viene poi condensato in un condensatore a due passaggi e doppio flusso e raffreddato da acqua di mare additivata in ciclo chiuso proveniente da un sistema di torri di raffreddamento a umido a tiraggio forzato. L'acqua di reintegro per tale sistema è acqua di mare proveniente dalla rete di distribuzione dello stabilimento SOLVAY nella quantità nominale di 1.600 mc/h.

Il condensato estratto dal condensatore, una volta preriscaldato nella zona finale della caldaia a recupero, viene inviato al degasatore (torre di degasazione) installato nella parte superiore del corpo cilindrico del corpo di bassa pressione affinché venga deaerato. L'ossigeno disciolto e altri gas incondensabili vengono scaricati in atmosfera attraverso gli sfiati della torretta degasante.

Dalla sezione di bassa pressione della caldaia a recupero è inoltre prelevata una quantità di vapore da inviare agli scambiatori di calore per il riscaldamento dell'acqua del sistema di teleriscaldamento.

In caso di fuori servizio della turbina a vapore, il vapore per il teleriscaldamento viene ottenuto dalla caldaia ausiliaria e, se quest'ultima non può essere messa in funzione, viene fornito del vapore ausiliario da Solvay.

Nella Figura 1 si riporta una rappresentazione grafica del ciclo produttivo, per la cui trattazione dettagliata si rimanda ai paragrafi che seguono.

La zona principale dell'impianto è composta quindi da: edificio ciclo combinato (Sala macchine TG – TV - alternatore, air intake, etc), caldaia a recupero, caldaia ausiliaria, zone iniezione chimica e trattamento acque reflue, zona filtri degasolatori metano, zona generatore diesel di emergenza, area trasformatori e pipe-rack, zona torri di raffreddamento e stoccaggio bombole idrogeno, scambiatori del sistema di teleriscaldamento.

Le torri di raffreddamento ad acqua di mare sono del tipo a tiraggio indotto controflusso e si compongono di sei celle di raffreddamento corredate ciascuna di ventilatore con riduttore di pressione, giunto cardanico e motore a doppia velocità. L'acqua è portata all'altezza di ciascuna cella da tubi distributori e diffusa mediante ugelli su tutta la superficie della cella, dove è investita in controflusso dall'aria aspirata dal ventilatore presente nella cella. Prima di arrivare al ventilatore l'aria carica di particelle di umidità viene deidratata convogliandola attraverso un eliminatore di gocce o separatore di umidità.

Lo spurgo continuo delle torri (blow-down) si unisce alle altre tipologie di acque reflue di centrale nel collettore unico di scarico a mare.

L'area trasformatori è ubicata all'esterno della sala macchine, nel lato Sud dell'area CHP, e comprende tre apparecchiature: il trasformatore elevatore principale MT/AT (da 20KV a 380KV), il trasformatore di unità a media tensione MT/MT (da 20KV a 6KV) per l'alimentazione dei servizi ausiliari e il trasformatore d'emergenza MT/MT (da 30 KV a 6 KV).

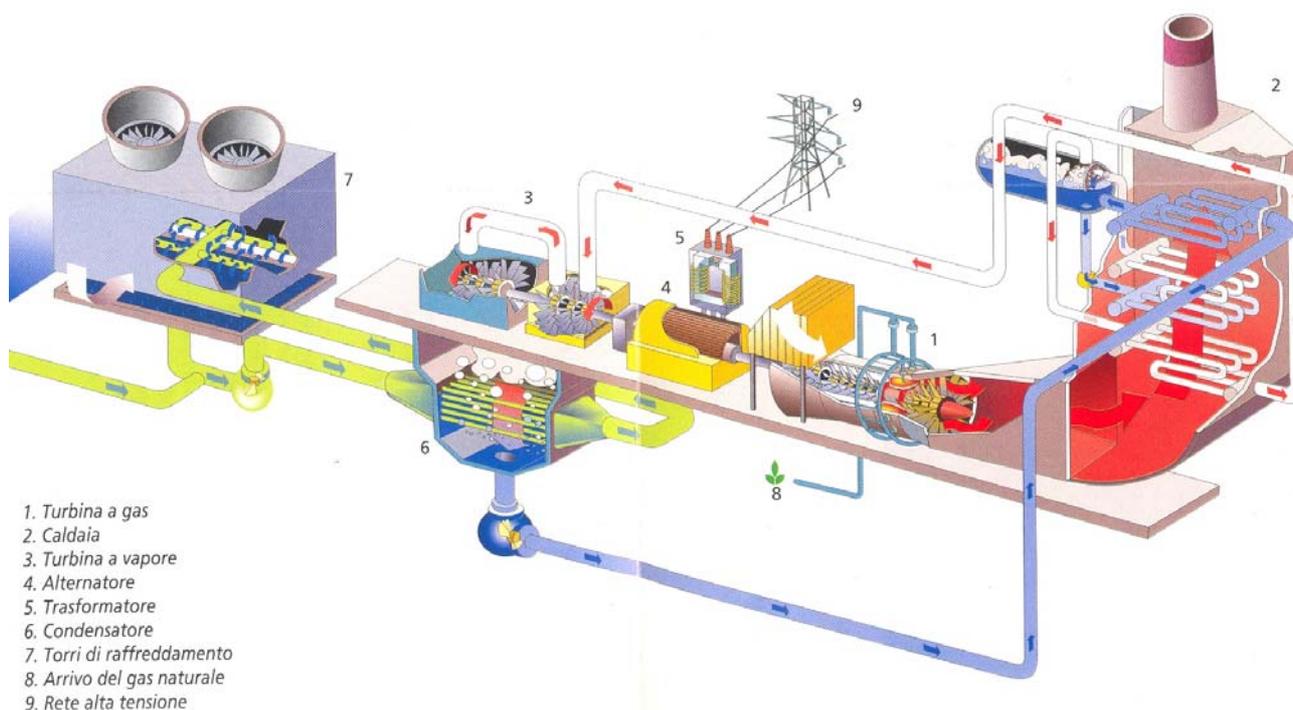


Figura 1

□□□ **S** □□□□□□□□□□ □ **d** □□□□□□ □ □□□□□

Il gas naturale in arrivo dal metanodotto Snam alla pressione di 70 barg viene ridotto a circa 30 barg nella sottostazione metano in modo tale da fornire un gas conforme alle specifiche del costruttore della turbina a gas.

La stazione è stata dimensionata secondo i seguenti parametri:

- Pressione gas in ingresso: min 35 bar_a, max 64 bar_a
- Pressione gas in uscita dalla sottostazione: 28 bar_a
- Temperatura gas in ingresso: 10°C
- Temperatura gas in uscita: 130°C
- Massima portata gas: 68.915 Nm³/h

La sottostazione è costituita, nelle sue parti essenziali, da una sezione di separazione e filtrazione per rimuovere dal gas eventuali particelle liquide e particolato solido, un sistema di misura fiscale, una centrale termica a metano (due caldaie da 850 kW) per il preriscaldamento del gas, un sistema di riduzione basato su due linee distinte, un giunto isolante all'esterno della stazione di riduzione ed un giunto dielettrico prima che la linea sia interrata.

La tubazione per la distribuzione del gas transita interrata dalla stazione di riduzione fino alla zona centrale CHP, quindi fuori terra in prossimità della sala macchine turbogas, per attraversare i filtri desagolatori e passare infine all'interno dell'edificio ciclo combinato raggiungendo il fronte bruciatori della turbogas.

□□□ **S** □□□□□□□□□□ □□□□□□□□

L'energia elettrica prodotta dall'alternatore viene elevata da 20 KV a 380 KV per mezzo del trasformatore MT/AT collocato nella zona centrale CHP, e quindi trasferita verso la sottostazione elettrica ROSELECTRA SpA a 380kV in zona Mondiglio da cui è distante 1300 metri, mediante cavi che sono interrati in parte in condotto chiuso e in parte in trincea.

La sottostazione elettrica sorge su un'area di circa 18.000 m² e si configura come nodo di scambio tra la rete di trasmissione nazionale (l'elettrodotto 380 kV "Rosignano-Acciaiole"), la nuova centrale ROSELECTRA SpA e l'esistente stazione elettrica denominata Rosen.

La realizzazione della sottostazione ROSELECTRA SpA ha comportato diverse modifiche alla adiacente sottostazione elettrica di ROSEN Rosignano Energia SpA, ed in particolare la modifica del collegamento tra la linea 380 kV Rosen e la rete di trasmissione nazionale.

Il cavo 380 kV Rosen, dapprima collegato in modo diretto alla rete nazionale, a seguito delle modifiche è stato collegato al terminale 380 kV della sottostazione Roselectra, comportando lo spostamento dell'interruttore a 380 kV Rosen dalla sottostazione Rosen alla sottostazione ROSELECTRA SpA.

□□□ **S** □□□□□ □ **d** □□□□□□□□□□□□□□ □□□□□

La rete di distribuzione del teleriscaldamento si estende all'esterno dell'impianto Roselectra con due collettori, uno per il vettoriamento dell'acqua calda (avente una temperatura di circa 125°C) verso le utenze e uno per il recupero dell'acqua fredda dalle utenze; globalmente il sistema è un ciclo chiuso per cui i fabbisogni idrici associati sono nulli escludendo il consumo per il primo riempimento.

L'acqua è riscaldata mediante n°3 scambiatori di calore da 3,3 MW cadauno – posti nella zona centrale CHP - alimentati dal vapore prelevato:

- dalla sezione di bassa pressione della caldaia a recupero,
- dalla caldaia ausiliaria dell'impianto
- da un prelievo di vapore da SOLVAY, in caso di indisponibilità delle prime due fonti.

M

P

L'impianto ROSELECTRA SpA è stato progettato da ANSALDO Industria SpA per operare in continuo, per una durata di vita di 21 anni dopo l'entrata in esercizio commerciale.

L'impianto è entrato in esercizio il 22.05.2006, la messa a regime è stata completata il 22.03.2007 e l'entrata in esercizio commerciale risale al 04.05.2007.

L'unità a ciclo combinato viene esercitata secondo il seguente assetto di marcia: marcia dal lunedì al venerdì (15 ore giornaliere diurne a base load, 9 ore notturne al minimo tecnico), sabato a minimo tecnico, domenica fermo e una lunga fermata (760 ore) per manutenzione impianto.

Complessivamente le ore standard di funzionamento impianto ammontano quindi a:

Ore complessive di esercizio nominali = 365 gg x 24 h/g - 760 h - 52 domeniche x 24 h/g = 6.752

Gli interventi di manutenzione programmata sono gestiti nell'ambito di un contratto di assistenza stipulato da ROSELECTRA SpA con Ansaldo in data 11.04.2002 ("long term maintenance agreement" LTMA), che fissa l'inizio del servizio di assistenza alla data di consegna dell'impianto dal costruttore a ROSELECTRA SpA o "taking over" avvenuto il 18.01.07 (ed il termine dello stesso a 9 anni da tale data o al raggiungimento di 75.000 ore di funzionamento equivalenti, in base a quale delle due condizioni venga prima raggiunta).

Gli interventi di manutenzione programmata sono suddivisi in diverse tipologie in base alla durata della fermata (espressa in numero di giornate), come segue:

T	M	PI		I
Turbina a gas	34 ± 3 46 ± 3 ³	26 ± 2	3	na
Generatore elettrico	46	na ⁴	21	3
Turbina a vapore	46	na	21	na

dove

- M: ispezione maggiore
- m: ispezione minore
- HGPI: ispezione del percorso dei gas caldi
- I: ispezione annuale

La frequenza dei suddetti interventi è rappresentata nella seguente Figura 2

Anno	1		2		3		4		5		6		7		8		9																			
Bimestre	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6
Ore di esercizio turbogruppo (*10 ⁺³)	8		16		25		33		41		50		58		66		75																			
Turbogas	m		m		M		m		m		H		m		m		M																			
Generatore elettrico	l		l		m		l		l		m		l		l		M																			
Turbina a vapore	-		-		m		-		-		m		-		-		M																			

Figura 2

Il suddetto contratto stabilisce inoltre la tempistica per l'assistenza in occasione di eventuali situazioni di emergenza, come segue:

- disponibilità di ingegneri e supervisori per l'inizio degli interventi in situ entro 24 ore dalla chiamata nei giorni settimanali
- disponibilità per l'esecuzione degli interventi di riparazione in situ entro 48 ore dalla chiamata (72 ore nel caso in cui la chiamata giunga dopo le ore 15 del venerdì, o nei giorni di sabato e domenica).

³ La durata di una ispezione di tipo major per la turbogas richiede 46 giorni quando viene effettuata in concomitanza con una ispezione di tipo major per il generatore elettrico o la turbina a vapore

⁴ Non applicabile

T

Di seguito si riportano le caratteristiche delle fasi di avviamento e di fermata (o arresto) dell'impianto, come definite in accordo al D. Lgs. n° 152 del 3 aprile 2006 "Norme in materia ambientale" – parte Quinta "Norme in materia di tutela dell'aria e di riduzione delle emissioni in atmosfera".

Si identificano tre principali modalità di avviamento dell'impianto a seconda delle condizioni preliminari in cui esso si trova:

- partenza da freddo (impianto fermo da almeno 50 ore)
- partenza da fermata temporanea, cd "tiepida" (impianto fermo da un periodo variabile tra 8 e 50 ore)
- partenza da caldo (impianto fermo da meno di 8 ore).

L'impianto viene considerato in fase di avviamento quando viene gradualmente messo in servizio fino al superamento del minimo tecnico.

Il Minimo Tecnico è il carico minimo di processo compatibile con l'esercizio dell'impianto in condizione di regime e viene raggiunto in condizioni di marcia del TG con combustione del tipo "premix" e potenza elettrica generata (TG e TV) di 235 MWe a condizioni ISO⁵.

Per la Turbina a gas installata presso ROSELECTRA SpA (Modello Siemens V94.3A) esistono infatti due distinte modalità di combustione che si caratterizzano come segue:

- *a diffusione*: ha luogo nelle prime fasi di avviamento della TG e prima del raggiungimento dei giri nominali pari a 3000 giri/minuto; questa condizione, pur comportando tenori di emissioni di NOx maggiori rispetto a quella a premix, garantisce in questa fase condizioni di maggior stabilità della fiamma.
- *a premiscelazione (Premix)*: da frequenza di 50 Hz; dopo una breve fase di sovrapposizione delle due modalità di combustione nella fase di avviamento, raggiunto il numero di giri nominale, si passa a questa modalità che consente di garantire ottimi profili di temperatura di fiamma e di abbassare il tenore di NOx; questa condizione si verifica quando il carico elettrico supera il 60% circa della potenza nominale (ovvero intorno ai 235 MWe).

Le condizioni di MAP garantiscono una marcia stabile dell'impianto, mantenendo i valori di emissioni della TG entro i seguenti limiti autorizzati:

L MAP	
NO _x (espressi come NO ₂)	□□ mg/Nm ³ sino alla 1° revisione straordinaria del macchinario ⁶ , quindi □□ mg/Nm ³ Nota: per i primi 6 mesi susseguenti la messa in esercizio ed i primi 6 mesi susseguenti la 1° revisione straordinaria, il limite è riferito alla media giornaliera
CO	□□ mg/Nm ³

Il valore in potenza elettrica generata per discriminare le due condizioni è funzione della temperatura ambiente; un valore medio da poter utilizzare con buona approssimazione è 235 MWe di potenza lorda, a fronte di una potenza lorda massima pari a 392,5 MWe.

Il valore di 235 MWe rilevato nel Gennaio 2007 in occasione del performances test è risultato inferiore al valore originariamente previsto di 276 MWe, sulla base del quale erano state stimate le emissioni e la durata delle fasi transitorie indicate nel documento "Roselectra SpA - Studio diffusionale del NOx in condizioni transitorie del funzionamento della Centrale a Ciclo combinato di Rosignano Solvay" (trasmesso come allegato A5 al documento D6 rev.0 del 03.10.08). Tale abbassamento del Minimo Tecnico ha comportato di conseguenza, oltre che una riduzione delle durate dei transitori (vedi tabella seguente), una riduzione dei livelli emissivi:

Nella seguente tabella sono riportate le durate delle fasi transitorie di funzionamento rispetto al Minimo Tecnico:

Evento	Durata (min) (MT=235 MW)	Durata originaria (min) (MT= 276 MW)	Riduzione durata
Avv.to Caldo	78	100	22 %
Avv.to Tiepido	129	230	44 %
Avv.to Freddo	156	280	44 %
Fermata	35	42	17 %

⁵ Temperatura di 10°C, pressione di 1,013 bar e umidità relativa pari al 60%.

⁶ La 1° revisione straordinaria coincide con il primo intervento di manutenzione di tipo Major sulla TG effettuato nel periodo Aprile – Mag 2010. In tale occasione è stata effettuata la sostituzione dei bruciatori TG originali (DRY-LOW-NOx-DLN) con una nuova tipologia di bruciatori basata sulla tecnologia più avanzata denominata VeLoNOx™ (Very Low NOx).

Un episodio di trip TV legato a cause tecniche (es. alte vibrazioni, parametri di processo oltre i limiti consentiti dalle macchine, etc.) che non abbia associato un contemporaneo trip TG, non comporta specifici impatti ambientali - eccetto un decadimento del rendimento complessivo di impianto - in quanto il gruppo TG resta al carico impostato.

Durante l'anno 2007 si sono verificati gli episodi di blocchi temporanei non programmati indicati nella seguente tabella, i più significativi dei quali vengono discussi nel paragrafo che segue:

A	T	N	T	
	Avviamenti ciclo combinato	55	55	
	Trip TG	18	18	
	CL	9	49	TOT. AVVIAMENTI
	TP	31		
	FR	9		
	F	42	48	TOT. FERMATE + TRIP
TRIP	6			
	CL	21	57	TOT. AVVIAMENTI
	TP	21		
	FR	15		
	F	45	56	TOT. FERMATE + TRIP
	TRIP	11		

Legenda

CL: avviamento a caldo, TP: avviamento a tiepido, FR: avviamento a freddo, F: fermata

PREVENZIONE DEI GUASTI ALL'IMPIANTO DI PRODUZIONE

I malfunzionamenti che possono verificarsi durante la normale operazione della centrale sono indicati sinteticamente nei paragrafi che seguono.

2.4.1 Caldaia a recupero

I guasti prevedibili e coperti dai sistemi di sicurezza e controllo nella caldaia a recupero sono:

- Bassissimo livello in uno dei corpi cilindrici
- Altissimo livello in uno dei corpi cilindrici
- Altissima pressione in uno dei corpi cilindrici
- Altissima temperatura del vapore surriscaldato di alta pressione
- Altissima temperatura del vapore surriscaldato di media pressione.

2.4.2 Turbina a gas

I guasti prevedibili e coperti dai sistemi di sicurezza e controllo nella Turbina a gas sono:

- Alta temperatura delle palette
- Altissima vibrazione dei cuscinetti
- Altissima temperatura dei cuscinetti
- Bassissima pressione dell'olio lubrificante
- Sovravelocità della turbina
- Bassissima pressione di alimentazione del gas
- Guasti sul generatore.

2.4.3 Turbina a vapore

I guasti prevedibili e coperti dai sistemi di sicurezza e controllo nella Turbina a vapore sono:

- Bassa pressione dell'olio lubrificante
- Sovravelocità della turbina
- Altissima temperatura del vapore allo scarico
- Altissima pressione del vapore allo scarico
- Alta temperatura dei cuscinetti reggispinta
- Altissima vibrazione dei cuscinetti
- Altissima temperatura nel primo stadio della turbina
- Guasti sul generatore.

2.4.4 Sistemi di sicurezza e di controllo

La Centrale elettrica a ciclo combinato è provvista di idonei sistemi di sicurezza per la prevenzione degli incidenti possibili in caso di guasto di una o più apparecchiature dell'impianto.

I principali sistemi di protezione sono i seguenti:

- sistemi di blocco caldaia
- sistemi di blocco turbina a gas
- sistemi di blocco turbina a vapore
- valvole di sicurezza sui recipienti a pressione.

La sicurezza della centrale e dei suoi addetti viene garantita mediante asservimenti, allarmi e dispositivo di scatto, operabili sia manualmente che automaticamente.

In particolare gli asservimenti sono in grado di prevenire l'azionamento oppure la manutenzione di qualunque apparecchiatura che possano:

- mettere a repentaglio la sicurezza del personale operativo o di manutenzione;
- causare danni a se stessi o alla centrale.

Gli allarmi o informazioni sono in grado di allertare l'operatore nei seguenti casi:

- deviazione di un qualunque parametro dell'impianto in grado di mettere in pericolo il personale o danneggiare impianto o centrale;
- deviazione di un qualunque parametro di sufficiente entità da causare uno scatto;
- qualsiasi cambiamento nello stato operativo della centrale, ad esempio l'accensione di una pompa di stand-by;
- il generale segnale di presenza incendio, generato dal sistema antincendio dell'impianto.

2.4.5 Sistemi di sicurezza e controllo per l'intero impianto

L'impianto è dotato di un Sistema di Controllo Distribuito (DCS) provvisto di adeguata ridondanza a garanzia (ovunque possibile) che il guasto di un componente o modulo singolo all'interno dei DCS non vada a ripercuotersi sulla continuità delle operazioni o sulla sicurezza della centrale.

I processori, i percorsi dati e gli alimentatori per il DCS sono duplicati con dispositivo di commutazione automatica. La commutazione di processori e percorsi dati avviene in modo continuo, senza la necessità di intervento da parte dell'operatore. Il guasto di un processore o percorso danni genera un allarme prioritario nel DCS. Risulta installato un Sistema di Spegnimento d'Emergenza (ESD) per la centrale. Tale sistema spegne automaticamente un componente, sistema o la centrale in modo sicuro e controllato, nell'eventualità di condizioni operative anormali in grado di causare danni permanenti o infortuni a carico del personale.

Il progetto del sistema ESD è a prova di guasto e include pulsanti cablati per lo scatto manuale. È disponibile una interfaccia al DCS della Centrale, per indicare lo stato del Sistema ESD all'operatore.

2.4.6 Analisi della gestione dei malfunzionamenti⁸ e degli eventuali incidenti ambientali accaduti

Nel presente paragrafo vengono presentati i principali episodi di guasti, malfunzionamenti e trip accaduti nell'anno 2007, ed esaminati i relativi impatti ambientali.

Trattandosi del primo anno di funzionamento a regime dell'impianto, si sono presentati alcuni trip riconducibili alla necessità di affinare le modalità di conduzione dell'impianto stesso e ottimizzare le condizioni ed i settaggi del processo, piuttosto che a problematiche tecniche di processo.

Nello specifico tra gennaio e maggio 2007 si sono registrati una serie di blocchi dovuti a settaggi del processo (es. blocchi per alto Delta P su filtri gas, per alto Delta P su filtri air intake, etc.) nonché alcuni blocchi dovuti al guasto di apparecchiature e strumentazione (es. sensore humming, sensore vibrazioni TV, trafilamento eccessivo da valvole di regolazione, etc.). Nel seguito verranno pertanto analizzati soltanto i principali eventi "reali" di blocco.

Data episodio	Descrizione
12.02.07 <i>Trip impianto.</i>	Il blocco è stato generato da una perturbazione elettrica sulla rete di trasmissione nazionale, indipendente dall'impianto. I sistemi di protezione TG hanno risposto intempestivamente causando il blocco. Da analisi successiva è stata individuata la logica di controllo automatico errata.
13.04.07 <i>Load rejection.</i>	Causa malfunzionamento del sistema di controllo distribuito (DCS), è stato generato un segnale spurio che ha causato il blocco TV e il funzionamento in isola sugli ausiliari del TG. La durata dell'evento, legata alle difficoltà di individuazione della causa, è stata dalle 03:31 alle 12:50 (parallelo TG).
01.06.07 <i>Fermata programmata impianto</i>	La fermata è stata programmata per il ripristino di una perdita di idrogeno (H ₂) dall'alternatore. Per il ripristino di tale perdita si è dovuto fare ricorso alle operazioni di messa in sicurezza della macchina che prevedono l'impiego di anidride carbonica (CO ₂). ⁹
27.10.07 <i>Fermata programmata impianto.</i>	La fermata è stata programmata per la rettifica dell'albero alternatore che causava un eccessivo consumo delle spazzole. Per l'esecuzione dell'intervento si è dovuto fare ricorso alle operazioni di messa in sicurezza della macchina che prevedono l'impiego di anidride carbonica (CO ₂). ⁹
02.02.08 <i>Load rejection.</i>	Episodio (h.23.13) dovuto all'apertura di un interruttore in sottostazione elettrica. Alle h.23.23 è avvenuta la risincronizzazione dell'unità. L'episodio di load rejection è stato programmato come prova di esercizio nell'ambito di una procedura Terna atta a testare la capacità della Centrale di rimanere in marcia anche a seguito di eventi particolari (quale il black-out di settembre 03). La prova si è conclusa con esito positivo.
26.03.08 <i>Trip TV.</i>	Il blocco è avvenuto a seguito di un segnale di "alto vuoto" al condensatore, causato da un non perfetto allineamento delle pompe del vuoto.
13.04.08 <i>Fermata impianto.</i>	Durante la fermata programmata sono state eseguite attività di controllo che hanno richiesto la bonifica dell'alternatore. Pertanto si è dovuto fare ricorso alle operazioni di messa in sicurezza della macchina che prevedono l'impiego di anidride carbonica (CO ₂). ⁹ Per la verifica del corretto funzionamento dell'impianto a seguito della manutenzione sono state effettuate 7 prove di avviamento. Durante le prove di ripartenza impianto si è registrato il danneggiamento della clutch.
12.05.08 <i>Trip TG.</i>	Blocco TG dovuto al malfunzionamento del bypass vapore media pressione.

Tabella 2

Oltre agli episodi di blocco/fermata impianto indicati in Tabella 2, a partire dalla data di messa a regime dell'impianto durante l'anno 2007 si sono verificati alcuni episodi di superamento dei limiti autorizzati per le emissioni in atmosfera.

Tali episodi, regolarmente comunicati da ROSELECTRA SpA alla Provincia di Livorno ed al Dipartimento provinciale Arpat in accordo al "Protocollo per il superamento delle emissioni" sottoscritto tra le parti in data 20.03.07, vengono presentati nella Tabella 3.

A seguito di specifica richiesta inoltrata a ROSELECTRA SpA dalla Provincia di Livorno [A1], per tali episodi è stata svolta una valutazione approfondita delle cause i cui esiti vengono riportati nella relazione allegata [A2]¹⁰.

⁸ La "Guida alla compilazione della domanda di AIA" (Feb.2006) riconduce a tale voce gli aspetti di "prevenzione dei guasti all'impianto, sistemi di sicurezza e controllo per l'intero impianto, misure di prevenzione e lotta antincendio"

⁹ In particolare i consumi stimati per tale attività sono stati : CO₂= 305 Nm³, H₂ = 560 Nm³

¹⁰ La stessa documentazione è stata inviata anche al Ministero dello Sviluppo Economico, a seguito di specifica richiesta da parte di quest'ultimo, e per conoscenza anche al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio.

Data episodio	Descrizione	Causa
11/07/07	Media giornaliera relativa agli ossidi di azoto pari a 42,7 mg/Nm ³ (rif. O ₂ al 15%).	Calibrazione automatica attivata a DCS da operatore sala controllo. <u>Dettagli</u> Al calcolo della media oraria e giornaliera hanno concorso anche i valori degli NOx rilevati dal CEMS in fase di calibrazione, non essendo attualmente impostati valori per le soglie di accettazione dei seguenti parametri: <ul style="list-style-type: none"> ▪ scarto massimo tra campioni elementari acquisiti nell'ora ▪ valor medio orario
05/10/07	Tra le ore 00:00 e le ore 01:00, la media oraria relativa agli ossidi di azoto è risultata 40.8 mg/Nm ³ (rif. al 15%O ₂). Durata episodio: 1h	Variazione di carico combinata ad una riduzione dell'umidità dell'aria.
19/10/2007	Media oraria concentrazione NOx pari a 40,4 mg/Nm ³ (rif. O ₂ al 15%) (con un picco di 40,7) per una durata di tre ore.	Bassa umidità combinata a condizione di minimo tecnico
06/12/2007	Media oraria concentrazione CO pari a 165 mg/Nm ³ (rif. O ₂ al 15%) per la durata di 1 ora	Transitori di carico <u>Dettagli</u> Nell'ora in esame l'impianto è passato da un assetto con potenza pari al minimo tecnico ad assetto con potenza inferiore al minimo tecnico. Tale cambio è avvenuto negli ultimi 15 minuti. La variazione di potenza si è resa necessaria per la gestione in sicurezza dell'impianto a seguito di una anomalia del circuito di raffreddamento acqua mare.
26/01/08	Media oraria concentrazione NOx pari a 41,1 mg/Nm ³ (rif. O ₂ al 15%) (con un picco di 43,6) per la durata di 1 ora	Transitorio di carico (dovuto ad una riduzione di carico da base load a minimo tecnico richiesta dal gestore della rete GSE, in concomitanza di condizioni meteo climatiche sfavorevoli (bassa umidità dell'aria) <u>Dettagli</u> Azioni intraprese: apertura graduale delle valvole IGV (immissione aria al compressore TG)

Tabella 3

Come indicato in dettaglio nella relazione allegata [A2], al fine di ridurre ulteriormente le emissioni di NOx prodotte dal turbogas sono stati effettuati diversi interventi, di seguito elencati:

1. n° 2 interventi di tuning del sistema gas pilota condotti da personale Ansaldo (costruttore dell'impianto) agendo sulla funzione gas pilota/temperatura ambiente
2. Implementazione della logica a DCS per nuove curve di correzione del gas combustibile in funzione dei parametri ambientali effettuata da personale ABB (fornitore del DCS)
3. Intervento congiunto tra personale di impianto e personale Ansaldo con correzione della temperatura di scarico del turbogas in funzione dell'umidità e della temperatura ambiente e modifica del contributo della fiamma pilota in funzione sempre della temperatura di scarico del turbogas (15 febbraio 2008). Con tale intervento è stata attivata la logica che corregge in automatico il set-point della temperatura allo scarico del turbogas in funzione delle condizioni ambientali (umidità relativa e temperatura ambiente) che, insieme con la fiamma pilota, influiscono sulla concentrazione degli NOx nelle emissioni prodotte
4. Aumento del gradiente di riduzione di carico (portandolo dall'attuale uguale a 6 MW/min, a 8MW/min), concordato con Ansaldo (studi effettuati dal costruttore hanno infatti evidenziato che una diminuzione del gradiente di carico durante la fase di discesa non produce un miglioramento nei livelli emissivi degli inquinanti) (a partire dal 21 febbraio'08)
5. Variazione del set di correzione dell'apertura IGV fino al 98%, concordata con Ansaldo, a minimo tecnico o a carichi intermedi in particolari condizioni (ricordiamo che durante il transitorio non è possibile invece effettuare alcuna manovra).

Tabelle descrittive dei rifiuti prodotti

Di seguito si riporta il quadro complessivo delle tipologie di rifiuti producibili dall'attività dello stabilimento, caratterizzati qualitativamente e quantitativamente, con riferimento alla capacità produttiva.

La Tabella 4 comprende anche tipologie di rifiuti che possono essere prodotte sporadicamente o a seguito di situazioni occasionali/straordinarie di impianto.

Codice CER	Descrizione	Stato	Quantità (Kg/anno)	Destinazione
130208*	Altri oli per motori, ingranaggi e lubrificazione	L	1.000-2.000	Oli lubrificanti provenienti da pompe, riduttori, ventilatori torri
130507*	Acque oleose prodotte dalla separazione olio/acqua	L	5.000-10.000	Vasche di raccolta acque di lavaggio compressore TG
150101	Imballaggi in carta e cartone	SNP	2.000-3.000	Uffici e locale consumabili
150106	Imballaggi in materiali misti	SNP	15.000-20.000	Pulizia uffici
150202*	Assorbenti, materiali filtranti (inclusi filtri dell'olio non specificati altrimenti), stracci e indumenti protettivi, contaminati da sostanze pericolose	SNP	500	Stracci da pulizia impianti di lubrificazione macchine (TG, TV, etc)
150203	Assorbenti, materiali filtranti, stracci e indumenti protettivi, diversi da quelli di cui alla voce 15 02 02	SNP	5.000-10.000	Pulizia filtri aria turbogas
160708*	Rifiuti contenenti olio	L	250.000-300.000	Impianto trattamento acque oleose, spurghi tombini fognatura acque oleose
170203	Plastica		nd	Lavori di manutenzione vari (es. celle delle torri di raffreddamento)
170504	Terra e rocce, diverse da quelle di cui alla voce 17 05 03	SNP	25.000-50.000	Pulizia torri di raffreddamento (rimozione sabbia)
170603*	Altri materiali isolanti contenenti o costituiti da sostanze pericolose (lana di roccia)	SNP	5.000	Manutenzione coibentazioni di isolamento termico
170904	Rifiuti misti dell'attività di costruzione e demolizione, diversi da quelli di cui alle voci 17 09 01, 17 09 02 e 17 09 03	SNP	nd	Manutenzioni su strutture in cemento e lavori edili in generale
200121*	Tubi fluorescenti ed altri rifiuti contenenti Hg	SNP	20-100 Kg/anno	Neon esausti rimossi da Impianti e uffici
170405	Ferro e acciaio	SNP	10.000 Kg/anno	Officina meccanica, manutenzione

Tabella 4

Area di deposito temporaneo rifiuti

N° FASE (rif. A25)	RIF. ELEMENTO/FASE
87	Aree deposito temporaneo rifiuti

Le caratteristiche delle aree dedicate al deposito temporaneo dei rifiuti indicati nella precedente tabella sono descritte nella scheda B – sezione 12.

T

Ar C P

N° FASE (rif. A25)	RIF. ELEMENTO/FASE
70	Rete di raccolta – acque acide/alcaline
71	Rete di raccolta – acque meteoriche CHP
72	Rete di raccolta – acque oleose

Dall'Area Centrale CHP si originano le seguenti tipologie di acque reflue:

- acqua di raffreddamento (blow-down torri di raffreddamento alimentate ad acqua mare)
- acque reflue industriali o oleose (da impianto di trattamento acque oleose (rif. fasi da 75 a 81), cui si uniscono anche le acque di prima pioggia)
- acque acide/alcaline (derivanti dall'unità di neutralizzazione, rif. fase 73)
- acque reflue meteoriche di seconda pioggia.

L'acqua di raffreddamento, derivante dallo spurgo della torre evaporativa alimentata ad acqua mare, costituisce uno scarico continuo con una portata di circa 1340 m³/h. Tale flusso non subisce alcun trattamento depurativo, in quanto di norma non contaminato.

Le acque reflue industriali (con portata di circa 5 m³/h), potenzialmente inquinate da oli minerali, in quanto provenienti dal sistema di drenaggio dei pavimenti della Sala Macchine o delle aree esterne limitrofe ai macchinari, sono raccolte in una "vasca di accumulo acque oleose" che alimenta un impianto di trattamento mediante processi di sedimentazione, rimozione olio e neutralizzazione. L'olio risultante viene raccolto in un serbatoio e da qui caricato periodicamente su autobotti e inviato all'esterno come rifiuto speciale. L'acqua trattata viene convogliata, con scarico discontinuo, al collettore unico di scarico a mare.

Le acque acide/alcaline sono acque contenenti specie chimiche che possono alterarne il valore di pH, quali ad esempio deossigenante, fosfato ed ammine utilizzate per il trattamento della caldaia a recupero e della caldaia ausiliaria. Tali reflui si producono

- sporadicamente (in occasione delle fasi transitorie di avvio ed arresto dell'impianto CHP o di interventi di manutenzione) dai drenaggi delle apparecchiature e tubazioni relative al circuito acqua della caldaia a recupero e della caldaia ausiliaria
- in caso di episodi accidentali di sversamento dalle aree di stoccaggio di prodotti chimici.

Le acque acide/alcaline si raccolgono in una vasca di neutralizzazione, dove, se necessario, viene normalizzato il pH mediante trattamento con soluzione acquosa acida o basica, per poi unirsi successivamente alle acque reflue oleose.

Le acque reflue di prima pioggia sono convogliate ad una specifica vasca di raccolta, dalla quale, in caso di contaminazione chimica, vengono inviate alla vasca di accumulo acque oleose.

Le suddette tipologie di acque reflue si uniscono per formare lo scarico unico a mare (SF1), cui sono convogliate anche le acque reflue meteoriche di seconda pioggia.

L'immissione dello scarico finale SF1 (scarico a mare indipendente da Solvay) avviene presso la foce del Fosso Bianco, a valle della stazione di misura dello scarico finale Solvay. Per lo scarico a mare Roselectra SpA è in possesso della concessione demaniale n° 135/06 del 16.08.2006 rilasciata dal Comune di Rosignano Marittimo.

□□□ S□□□□□□□□□□ □ □□□□□

N° FASE (rif. A25)	RIF. ELEMENTO/FASE
69	Rete di raccolta - acque meteoriche sottostazione metano e zona torri

Dalla Sottostazione metano si originano le seguenti tipologie di acque reflue:

- acque reflue meteoriche
- acque reflue prodotte dalla rigenerazione periodica delle resine dell'addolcitore¹¹ di tipo domestico utilizzato per l'acqua di alimento delle caldaie di preriscaldamento del metano.

Le suddette tipologie di acque reflue vengono convogliate nella rete acque meteoriche che serve la sottostazione metano e la zona torri di raffreddamento. Successivamente si uniscono allo scarico unico a mare.

□□□ S□□□□□□□□□□ □□□□□□

Dalla Sottostazione Elettrica si originano acque reflue meteoriche non inquinate (non risultando presenti macchinari/apparecchiature/stoccaggi di prodotti potenzialmente in grado di contaminare le acque) che vengono convogliate al Fosso della Fonte Acquaiola (una semplice fossa campestre) e da qui al Fiume Fine (in prossimità della foce) e infine al mare.

¹¹ Addolcitore installato nell'Agosto 2008 per prevenire fenomeni di sporcamento/incrostazione e di corrosione nelle caldaie.

5.1.1 Descrizione generale del processo

La presente sezione ha lo scopo di descrivere in dettaglio le fasi in cui è stato scomposto il ciclo produttivo nel documento A25 "Schema a blocchi" allegato alla domanda di Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) [R2].

S

5.1.1 Descrizione generale del processo

Il gas naturale fornito dalla rete SNAM all'impianto ROSELECTRA SpA presenta la seguente composizione media:

Sostanza	Mole % (fonte: Manuale Ansaldo)
Azoto (N ₂)	3,6750
Anidride Carbonica (CO ₂)	1,5480
Metano (CH ₄)	87,8920
Etano (C ₂ H ₆)	4,7960
Propano (C ₃ H ₈)	1,4890
Iso-Butano (C ₄ H ₁₀)	0,4800
Normal-Butano (C ₄ H ₁₀)	0,0000
Iso-pentano (C ₅ H ₁₂)	0,1200
Normal-Pentano (C ₅ H ₁₂)	0,0000
Normal-Esano (C ₆ H ₁₄)	0,0000
Normal-Eptano (C ₇ H ₁₆)	0,0000
Normal-Ottano (C ₈ H ₁₈)	0,0000
Normal-Nonano (C ₉ H ₂₀)	0,0000
Normal-Decano (C ₁₀ H ₂₂)	0,0000
Benzene (C ₆ H ₆)	0,0000
Monossido di carbonio (CO)	0,0000
Idrogeno solforato (H ₂ S)	0,0000
Aria (N ₂ +O ₂)	0,0000
Esani e idrocarburi superiori	0,0000
CH ₄ -C ₄ H ₁₀	0,0000
Ossigeno(O ₂)	0,0000
Idrogeno (H ₂)	0,0000
Acqua	0,0000

Il funzionamento dell'impianto è garantito con una composizione del gas naturale contenente:

Metano: 75% in vol. min.

Anidride carbonica: 5% vol. max.

Il gas naturale, in questa prima fase di processo, si caratterizza inoltre come segue:

Tabella 5

Pressione Ingresso alla sottostazione	Max 64 barg – min 35 barg
Pressione ingresso alla sottostazione (nominale)	50 barg
Pressione ingresso alla sottostazione (progetto)	75 barg
Pressione ingresso TG	30 barg (e temperatura massima di 50°C)
Temperatura gas in ingresso alla sottostazione	+5/+15 °C

Poiché la pressione richiesta alla flangia di interfaccia con la turbogas è di 10 bar , il gas deve essere depressurizzato. Inoltre, poiché espandendosi il gas si raffredda, esso deve essere preriscaldato affinché all'uscita della stazione di riduzione la sua temperatura non sia inferiore a 5°C .

Le linee di riduzione e riscaldamento del gas sono una in ridondanza all'altra e sono calcolate per funzionare con una velocità del gas di circa 10 m/s .

Il gas naturale proviene dal metanodotto e la portata *necessaria* corrisponde a $69.237 \text{ Sm}^3/\text{h}$ (o $65.603 \text{ Nm}^3/\text{h}$); la portata *massima* dell'impianto ha un margine del 110% rispetto al necessario.

Tabella 6

Portata nominale gas	69.237 Sm ³ /h
Portata del gas a 15°C (nominale)	14,9 Kg/s
Massima portata a - 5°C	16 Kg/s

L'impianto di gas naturale fornisce gas alla Turbina a Gas V94.3A2 ed è costituito nelle sue parti essenziali dai seguenti sottosistemi:

- a) Stazione di Riduzione Gas (G.R.S.). La stazione, del tipo all'aperto, si trova vicino all'esistente stazione di riduzione gas (Rosen) ed è, come quest'ultima, del tipo approvato da SNAM. Essa è stata progettata per le seguenti funzioni:
- ricevere il gas dal metanodotto
 - separare il liquido (acqua/olio) eventualmente contenuto nel gas, tramite il separatore verticale
 - filtrare il gas tramite i filtri a cartucce
 - misurare la portata fiscale del gas
 - riscaldare il flusso di gas prima della stazione di riduzione
 - ridurre la pressione del gas
 - permettere la fornitura del gas naturale con i valori richiesti di pressione, temperatura e portata
 - permettere di convogliare le linee di drenaggio nel collettore della linea di sfiato, verso la candela a freddo del serbatoio raccolta condense della GRS.
- b) Stazione di misura e filtrazione finale situata in zona CHP (vicino alla turbina a gas), progettata per le seguenti funzioni:
- ricevere il gas dalla stazione di riduzione
 - misurare la portata finale del gas
 - separare il liquido (acqua/olio) eventualmente contenuto nel gas, tramite il separatore verticale
 - filtrare il gas tramite i filtri a cartucce
 - permettere di convogliare le linee di drenaggio nel collettore della linea di sfiato, verso la candela a freddo del serbatoio raccolta condense presso la zona CHP.

Nei seguenti paragrafi vengono descritte le principali caratteristiche delle unità impiantistiche costituenti l'impianto gas naturale.

5.1.2 ESD valve (presso GRS)

N° FASE (rif. A25)	RIF. ELEMENTO/FASE
-	ESD valve (SKID 001)

Lo skid "ESD valve" riceve il gas dal metanodotto e permette attraverso le tubazioni che la portata di gas attraversi la valvola di emergenza o il suo by-pass, il filtro separatore, i filtri a cartucce e l'unità di misura fiscale.

Lo skid ESD valve è montato su uno skid autoportante composto dai seguenti componenti:

- n°1 giunto dielettrico in ingresso per ricevere il gas dal metanodotto
- n° 1 valvola di chiusura d'emergenza normalmente aperta (eccitando le valvole a solenoide la valvola rimane aperta); essa è in grado di isolare l'impianto dalla portata di gas ed è comandata dal Comando Locale, dal DCS (chiusura automatica in caso di emergenza) e dal Sistema Antincendio (chiusura automatica solo in caso di incendio).

Il monitoraggio dei parametri dello skid avviene attraverso n°1 trasmettitore di pressione e n°1 trasmettitore di temperatura.

5.1.3 Separatore principale e filtrazione gas (presso GRS)

N° FASE (rif. A25)	RIF. ELEMENTO/FASE
1	Separatore principale (SKID 002), con serbatoio raccolta condense dedicato
2	Filtrazione gas (SKID 003)

L'unità di separazione e filtrazione è costituita da:

- n°1 filtro separatore verticale (scrubber), a pacco lamellare, del tipo SL-24-V, per la rimozione delle impurità liquide (es. acqua, gasolina) eventualmente presenti nel gas.
- n°2 filtri separatori a cartucce modello FG-16-H-2 (ognuno sufficiente per la massima portata dell'impianto) che funzionano in parallelo (uno in funzione ed uno in stand-by), per la rimozione delle impurità solide (particolato) eventualmente presenti nel gas.

Per quanto riguarda il filtro separatore il monitoraggio di pressione e temperatura sono garantiti rispettivamente da un manometro e un termometro situati sul separatore stesso; ciascun filtro a cartuccia è inoltre equipaggiato con manometri differenziali e pressostati differenziali di massima localizzati sui filtri.

Attraverso i manometri differenziali si possono controllare le condizioni di pulizia dei filtri che verranno messi in manutenzione non appena interviene l'allarme di alto ΔP .

Il separatore è dotato di indicatore di livello magnetico complete di finecorsa; quando il livello del liquido arriva alla taratura del livello stabilito il finecorsa di livello invia un segnale al PLC il quale invia così un ulteriore segnale alla valvola di scarico automatica. I drenaggi sono possibili anche mediante valvole manuali e sono raccolti con un'unica tubazione che scarica nel serbatoio di raccolta condense da 3 m³.

Il separatore è fornito di n°1 valvola di sicurezza e la tubazione di sfiato è convogliata verso la candela a freddo della stazione di riduzione del gas.

I filtri e il separatore sono intercettabili a monte e a valle con valvole a sfera DN 8.

Per i filtri a cartuccia, ogni volta che si verificherà un intasamento della cartuccia, essa verrà sottoposta a manutenzione mettendo in linea il filtro di riserva. Il drenaggio avviene manualmente e tutti i drenaggi sono collettati in un'unica linea la quale viene portata al serbatoio raccolta condense mentre la valvola di sicurezza e la tubazione di sfiato dei filtri sono convogliate alla candela a freddo della stazione di riduzione del gas.

Prima di procedere ad operazioni di manutenzione dei filtri a cartucce vengono effettuare le seguenti operazioni:

- messa in linea (servizio) del filtro di riserva
- chiusura delle valvole di intercetto a monte e a valle
- sfiato del filtro (in ordine si aprono le valvole di sfiato e di drenaggio, si bonifica flussando con azoto e si richiudono le valvole di sfiato e di drenaggio)
- spurgo di eventuali condense presenti sul fondo, tramite l'apertura della doppia valvola collegata al fondo del filtro.
- controllo che non vi sia presenza di gas con un rivelatore portatile.

Tutti i drenaggi delle linee ed apparecchiature della sottostazione metano sono collettati in un serbatoio raccolta condense (TAG 41EKR22BB001), di volume pari a 3 m³. LA candela a freddo è situata sul serbatoio raccolta condense senza nessuna intercettazione di valvole, completa all'estremità di rompifiamma.

5.1.3.1 Aspetti ambientali significativi correlati

Emissioni in atmosfera

Tutte le volte che un filtro viene sottoposto a manutenzione, esso viene intercettato a monte ed a valle; in tale occasione viene rilasciata in atmosfera la quantità di gas naturale presente entro la sede del filtro sino alle valvole di intercetto.

Tutte le volte che viene eseguito un intervento di manutenzione su una parte di impianto della rete metano, essa viene preliminarmente "messa in sicurezza", ovvero viene eseguita la prova di esplosività, e viene effettuato il flussaggio con azoto tramite la connessione dell'azoto disponibile presso ogni skid costituente l'impianto gas naturale.

Rifiuti

Dal processo di separazione/filtrazione possono prodursi residui liquidi (quali gasolina) o particolato solido (polveri carboniose). La produzione di tali residui non è stata ad oggi mai rilevata.

Rumore

Emissioni sonore, per la valutazione delle quali si rimanda alla sezione B14 rumore della scheda B allegata alla domanda AIA.

5.1.4 Stazione di misura fiscale (presso GRS)

N° FASE (rif. A25)	RIF. ELEMENTO/FASE
3	Stazione di misura fiscale (SKID 004)

La stazione di misura fiscale è stata progettata in accordo ai codici Snam Rete Gas, ed è in grado di misurare il 100% della portata di gas all'impianto.

Essa è composta da n°2 contatori di turbine a gas (di cui una funzionante, l'altra di riserva) complete di raddrizzatori di flusso e da n°5 valvole a sfera manuali d'intercetto da DN8".

Il monitoraggio dei parametri dello skid è garantito dai seguenti strumenti:

- trasmettitore di pressione e sonda di temperatura
- volume locale contenuto in ogni contatore di turbina
- trasmettitore di alta e basa frequenza
- manotermografo
- manometri e termometri.

5.1.5 Preriscaldamento gas per TG (presso GRS)

N° FASE (rif. A25)	RIF. ELEMENTO/FASE
4	Preriscaldamento del gas per TG (SKID 005)

Il sistema di preriscaldamento del gas naturale è costituito dai seguenti componenti:

- n°2 scambiatori di calore tipo BEU come da standard TEMA (entrambi progettati per trattare il 100% della portata di gas naturale dell'impianto), di cui uno in funzione e l'altro di riserva (TAG 1EKC30AH001-1EKC31AH001)
- n°4 valvole di intercetto manuali da DN 8".

La portata totale di acqua all'interno degli scambiatori è di 42800 Kg/h mentre la portata di gas naturale è di 53640 Kg/h.

Ogni scambiatore è fornito di:

- sfiati con doppia valvola di intercetto
- valvole di sicurezza lato gas
- eliminatori di aria lato acqua.

La valvola di sicurezza e la tubazione di sfiato degli scambiatori sono convogliate nel collettore della linea di sfiato dell'unità a bordo skid. Tutte le linee di sfiato sono convogliate alla candela a freddo della stazione di riduzione gas.

Il monitoraggio dei parametri dello skid avviene attraverso manometri e termometri montati su ogni scambiatore.

5.1.6 Preriscaldamento gas per caldaia aux (presso GRS)

N° FASE (rif. A25)	RIF. ELEMENTO/FASE
9	Preriscaldamento del gas per caldaia aux (SKID 012)

Il preriscaldamento del gas naturale è effettuato mediante n°2 scambiatori di calore (termoresistenze), di cui uno in funzione e l'altro di riserva (TAG 1EKC71AH001-1EKC72AH001).

Le caratteristiche del gas prima e dopo il preriscaldamento sono indicate nella seguente tabella:

	Ingresso allo skid 012	Uscita dallo skid 012
Pressione (Barg)	35-65	35-65
Temperatura (°C)	+15°C	+46°C
Portata (Sm ³ /h)	1040	1040
Velocità (m/s)	16,1	18,4

Tabella 7

5.1.7 Riduzione pressione gas (presso GRS)

N° FASE (rif. A25)	RIF. ELEMENTO/FASE
5	Riduzione pressione gas alla TG (SKID 006)
10	Riduzione pressione gas alla caldaia ausiliaria (SKID 007)
13	Riduzione pressione gas alle caldaie preriscaldamento (SKID 008)

Lo skid "riduzione pressione gas alla TG" è costituito da n°2 linee di riduzione gas, ciascuna identica all'altra e dimensionata per la massima portata di gas dell'impianto. Durante il normale funzionamento dell'impianto entrambe le linee sono funzionanti: la linea con il set di pressione più basso è funzionante mentre l'altra linea è in stand-by automatico.

Ciascuna linea è composta da:

- un riduttore di pressione completo di silenziatore
- un monitor del riduttore di pressione completo di blocco (esso riduce il gas in caso di fallimento del riduttore di pressione e chiude la fornitura di gas in caso di forte aumento di pressione)
- una valvola manuale a sfera di intercetto da DN8"
- una valvola manuale a sfera di intercetto da DN10".

Ogni linea di riduzione è fornita con:

- sfiati con doppia valvola di intercetto
- valvole di sicurezza

Le valvole di sicurezza sono installate a valle dei riduttori di pressione e servono per prevenire casi di aumenti di pressione o malfunzionamenti.

Le valvole di sicurezza e la tubazione di sfiato delle linee di riduzione sono convogliate nel collettore della linea di sfiato dell'unità a bordo skid. Tutte le linee di sfiato sono convogliate alla candela a freddo della stazione di riduzione gas.

Il monitoraggio dei parametri dello skid avviene attraverso:

- trasmettitori di temperatura a monte del riduttore di pressione
- manometri a valle dei riduttori di pressione
- termometro a valle dei riduttori di pressione

- trasmettitori di pressione a valle dei riduttori di pressione
- trasmettitori di pressione in uscita dalla linea.

Lo skid "riduzione pressione gas alla caldaia ausiliaria" è costituito da n°2 linee di riduzione gas, ciascuna identica all'altra e dimensionata per la massima portata di gas dell'impianto in grado di garantire la pressione richiesta dalla caldaia ausiliaria. Durante il normale funzionamento dell'impianto entrambe le linee sono funzionanti: la linea con il set di pressione più basso è funzionante mentre l'altra linea è in stand-by automatico.

Ciascuna linea è composta da:

- un riduttore di pressione completo di silenziatore
- un monitor del riduttore di pressione completo di blocco (Esso riduce il gas in caso di fallimento del riduttore di pressione e chiude la fornitura di gas in caso di forte aumento di pressione)
- una valvola manuale a sfera di intercetto da DN1"
- una valvola manuale a sfera di intercetto da DN3".

Ogni linea di riduzione è fornita con:

- sfiati con doppia valvola di intercetto
- valvole di sicurezza.

Le valvole di sicurezza sono installate a valle dei riduttori di pressione e servono per prevenire casi di aumenti di pressione o malfunzionamenti.

Le valvole di sicurezza e la tubazione di sfiato delle linee di riduzione sono convogliate nel collettore della linea di sfiato dell'unità a bordo skid. Tutte le linee di sfiato sono convogliate alla candela a freddo della stazione di riduzione gas.

Il monitoraggio dei parametri dello skid avviene attraverso:

- manometri all'ingresso della linea di riduzione
- manometri a valle della linea di riduzione
- termometro a valle della linea di riduzione
- trasmettitori di pressione a valle dei riduttori di pressione

Lo skid "riduzione pressione gas alle caldaie preriscaldamento" è costituito da n°2 linee di riduzione gas, ciascuna identica all'altra, ognuna dimensionata per la massima portata di gas dell'impianto in grado di garantire la pressione richiesta dalle caldaie di preriscaldamento del gas naturale.

Ciascuna linea è composta da:

- un riduttore di pressione completo di blocco
- una valvola manuale a sfera di intercetto da DN1"
- una valvola manuale a sfera di intercetto da DN2".

Ogni linea di riduzione è fornita con:

- sfiati con doppia valvola di intercetto
- valvole di sicurezza.

Le valvole di sicurezza sono installate a valle dei riduttori di pressione e servono per prevenire casi di aumenti di pressione o malfunzionamenti.

Le valvole di sicurezza e la tubazione di sfiato delle linee di riduzione sono convogliate nel collettore della linea di sfiato dell'unità a bordo skid. Tutte le linee di sfiato sono convogliate alla candela a freddo della stazione di riduzione gas.

Il monitoraggio dei parametri dello skid avviene attraverso:

- manometri all'ingresso della linea di riduzione
- manometri a valle della linea di riduzione
- termometro a valle della linea di riduzione.

5.1.7.1 Aspetti ambientali significativi correlati

Rumore

Emissioni sonore, per la valutazione delle quali si rimanda alla sezione B14 rumore della scheda B allegata alla domanda AIA.

5.1.8 Sistema di misura fiscale linea caldaia aux e preriscaldamento (presso GRS)

N° FASE (rif. A25)	RIF. ELEMENTO/FASE
11	Sistema di misura fiscale linea caldaia aux e preriscaldamento (SKID 013)

La stazione di misura fiscale è stata progettata in accordo ai codici Snam Rete Gas, ed è in grado di misurare il 100% della portata di gas alimentata alla caldaia ausiliaria ed alle caldaie di preriscaldamento.

Tale linea di misura è stata installata successivamente alla realizzazione dell'impianto ROSELECTRA SpA, ovvero nel mese di agosto 2007. Nella Figura 3 è rappresentato lo schema semplificato del flusso del gas naturale prima e dopo la suddetta modifica.

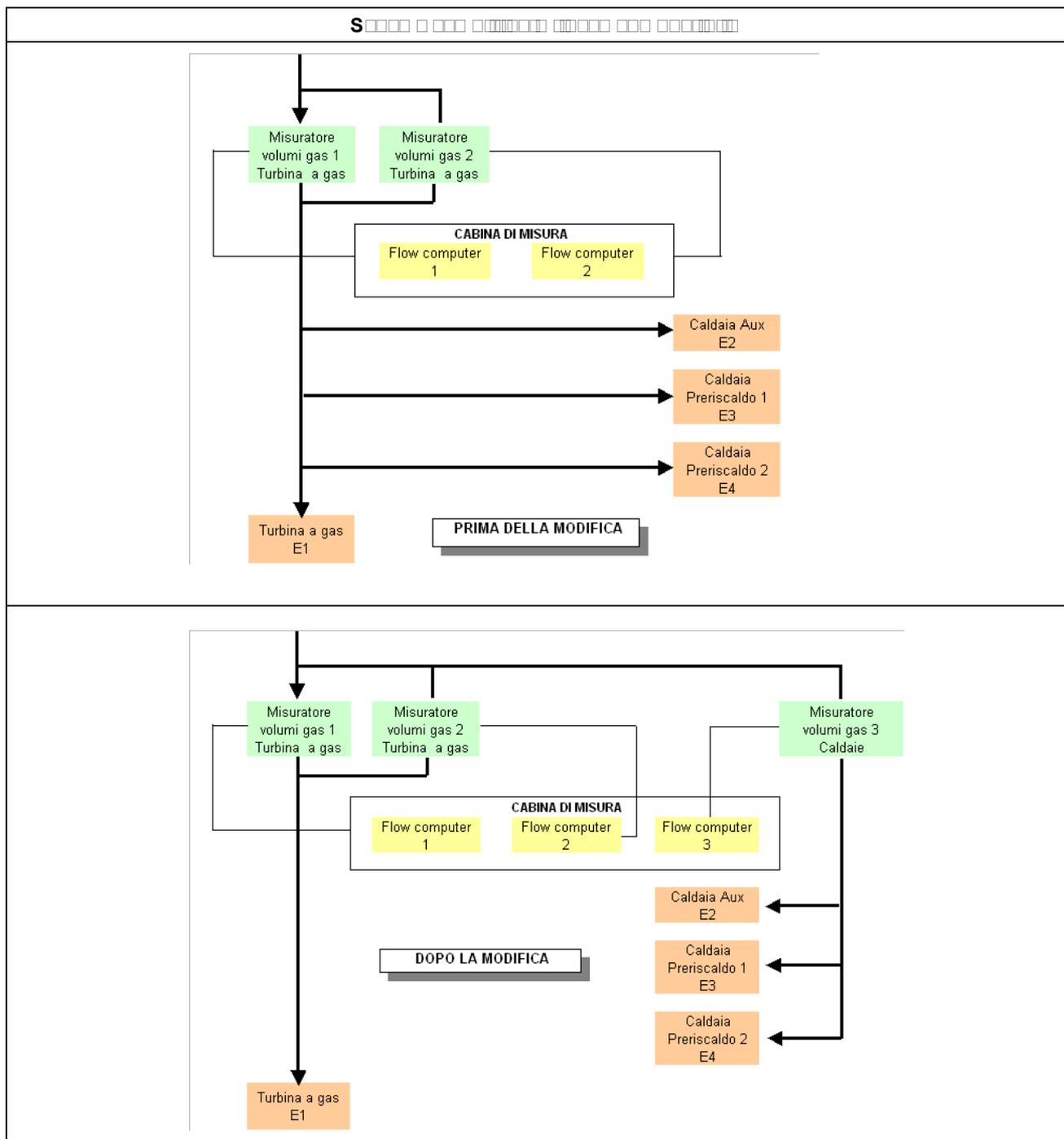


Figura 3

5.1.10.1 Aspetti ambientali significativi correlati

Consumo di risorse

Consumi di acqua e sale (cloruro di sodio) per la rigenerazione periodica delle resine scambiatrici.

Scarichi

Dal lavaggio periodico delle resine dell'addolcitore si producono scarichi inquinati essenzialmente da cloruri.

Tali reflui vengono convogliati alla rete fognaria meteorica della zona sottostazione metano.

5.1.11 Sistema di misura finale (presso CHP)

N° FASE (rif. A25)	RIF. ELEMENTO/FASE
6	Sistema di misura finale (unità 09)

Presso la stazione in esame sono effettuate le misure di portata e temperatura del combustibile in ingresso alla TG, che vengono riportate nei report elaborati dal sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni (CEMS).

Le caratteristiche del gas in ingresso alla unità 09 sono indicate nella seguente tabella:

	Ingresso alla unità 009
Pressione (Barg)	30,75
Temperatura (°C)	+15,5
Portata nominale (Sm ³ /h)	69.237
Velocità (m/s)	11,2

Tabella 8

5.1.12 Separazione finale e filtrazione (presso CHP)

N° FASE (rif. A25)	RIF. ELEMENTO/FASE
7	Separazione finale e filtrazione (skid 10), con serbatoio raccolta condense dedicato

L'unità di separazione finale e filtrazione è costituita dalle seguenti apparecchiature:

- n°1 filtro separatore finale, verticale a pacco lamellare, del tipo SL-24-V, in grado di trattare il 100% della portata di gas naturale dell'impianto, per la rimozione delle eventuali impurità liquide (es. acqua, gasolina)
- n°2 filtri separatori a cartucce modello FG-20-H-5 (ognuno sufficiente per la massima portata dell'impianto) che funzionano in parallelo (uno in funzione ed uno in stand-by), per la rimozione delle eventuali impurità solide (particolato).

Tutti i drenaggi delle linee ed apparecchiature della stazione di misura e filtrazione finale sono collettati in un serbatoio raccolta condense (TAG 41EKR28BB001), di volume pari a 1,5 m³. La candela a freddo è situata sul serbatoio raccolta condense senza nessuna intercettazione di valvole, completa all'estremità di rompifiamma.

5.1.13 Sistema blocco e sfiato automatico (presso CHP)

N° FASE (rif. A25)	RIF. ELEMENTO/FASE
8	Sistema blocco e sfiato automatico

Il sistema di blocco e sfiato automatico è costituito da:

- una valvola di blocco da DN10" (TAG 41EKA66AA001) attuata pneumaticamente, utilizzata per interrompere la portata di gas in turbina in caso di emergenza
- la valvola di sfiato da DN2" (TAG 41EKR31AA451) attuata pneumaticamente, utilizzata per spurgare la tubazione compresa tra lo skid di filtrazione e separazione finale e la turbina a gas.

Il rilascio di gas naturale in atmosfera viene stimato dell'ordine di 188 m³ per ogni spurgo).

L'emissione ricade nelle tipologie previste dall'art.269 D.Lgs. 152/2006 c.14 lett. I (impianti di emergenza e di sicurezza, non soggetti ad autorizzazione).

5.1.14 Caldaia ausiliaria (presso CHP)

N° FASE (rif. A25)	RIF. ELEMENTO/FASE
12	CALDAIA AUSILIARIA da 8,7 MWt

La caldaia ausiliaria poggia su basamento metallico, che garantisce la distribuzione uniforme dell'intero carico sulle fondazioni e libere dilatazioni all'intero complesso.

Il sistema caldaia ausiliaria è composta da:

- un generatore a vapore con surriscaldatore in grado di erogare una portata massima di vapore pari a 10 t/h alla pressione di 14 barg e temperatura di 250°C.
- un ventilatore di aria comburente con motore elettrico
- un sistema di aspirazione fumi di ricircolo e loro miscelazione nel tratto di condotto aria posto sull'aspirazione del ventilatore aria
- un camino auto portante
- i condotti del circuito aria-fumi
- due pompe acqua alimento azionate da motore elettrico
- un serbatoio atmosferico di raccolta spurghi
- un degasatore
- un sistema di dosaggio degli additivi chimici
- un sistema di campionamento acqua
- un bruciatore a gas naturale
- un quadro di regolazione
- un quadro elettrico di comando motori elettrici a cassette estraibili (MCC).

La caldaia è composta da una parte convettiva e una parte ad irraggiamento. I tubi di camera di combustione fanno parte della parte evaporante a circolazione naturale con tubi caldi di salita della miscela acqua-vapore dal corpo cilindrico inferiore al corpo cilindrico superiore e quelli esterni freddi di caduta della parte acqua dal corpo cilindrico superiore al corpo cilindrico inferiore. Il surriscaldatore è inserito in caldaia all'uscita della camera di combustione. L'aria di combustione viene fornita al bruciatore a gas naturale dal ventilatore aria comburente con serranda di regolazione portata sull'aspirazione. A valle di questa serranda viene immessa una certa quantità di fumi di ricircolazione per mezzo di apposita serranda di regolazione, allo scopo di limitare gli NOx al di sotto di 150 mg/Nm³.

Le pareti della camera di combustione sono costituite da tubi d'acqua membranati di diametro esterno 76,1 m/m e spessore 4m/m.

Il surriscaldatore è formato da un solo banco a doppio passaggio. I tubi sono collegati ai corpi cilindrici esterni. La temperatura del vapore surriscaldato è mantenuta al valore prefissato con iniezione acqua alimento all'attemperatore finale.

La linea di alimentazione gas naturale è formata da valvole manuali di intercettazione, due valvole di blocco e sfiato automatiche, una valvola di regolazione, pressostati, indicatori di pressione, misuratore di portata.

La linea alla torcia di accensione include valvole di intercettazione, valvola regolatrice pressione, valvole di blocco e sfiato.

Il degasatore è equipaggiato con valvole di sicurezza, valvola di troppo pieno e gruppo valvole di controllo automatico di livello, valvola vapore di tamponamento, valvola rompivuoto sulla torretta degasante, valvole di sfiato incondensabili, strumentazione di controllo della pressione interna.

Le pompe alimento in numero di due (in grado di trattare il 100% della portata alimentata alla caldaia) sono di tipo multistadio ad albero orizzontale accoppiate a motore elettrico asincrono a velocità costante di 37 kW di potenza 400 V, prevalenza nominale 280 metri e portata nominale 19,5 mc/h. Una delle due pompe può essere posizionata in stand-by. Sull'aspirazione delle suddette è sistemato un filtro che alla portata nominale prevede una caduta di pressione di 7 mbar, mentre a filtro sporco è prevista circa 50 mbar. Ogni pompa ha la sua linea di ricircolo minima portata di ritorno al degasatore.

Nella cassa raccolta spurghi caldaia è convogliato anche lo spurgo continuo del corpo cilindrico superiore.

Il sistema di additivazione dei reagenti chimici è composto da:

- circuiti di additivazione deossigenante con serbatoio completo di livelli, pompa di dosaggio corredata di valvole di sicurezza ed isolamento
- circuito di additivazione fosfati con serbatoio completo di livelli, un agitatore nel serbatoio e una pompa di dosaggio completa di valvole di isolamento e sicurezza.

5.1.14.1 Aspetti ambientali significativi correlati

Emissioni in atmosfera

Dal processo di combustione nella caldaia ausiliaria si generano emissioni in atmosfera di CO, CO₂, NOx.

Nella seguente tabella sono indicate le prestazioni della caldaia per quanto riguarda le emissioni in atmosfera garantite dal costruttore e rilevate nel performances test.

Parametri di riferimento ¹²		UM	Valore dichiarato	Valore misurato
Caldaia ausiliaria – emissioni di NOx	100% carico	mg/Nm ³	84,7	150
Caldaia ausiliaria – emissioni di CO	100% carico	ppm	0,83	-

5.1.15 Azioni attuate per prevenire o far fronte agli incidenti conseguenti a rilascio di metano

- Protezione passiva di gran parte della tubazione mediante interrimento, difesa dalla corrosione (protezione catodica) e dalle sollecitazioni meccaniche, distanziamento da altre potenziali fonti di rischio e saldatura di tutte le giunzioni
- Le strutture del cabinato turbogas e del cabinato sistema di alimentazione gas combustibile sono progettate per garantire una tenuta idonea ad impedire fughe di gas verso l'esterno attraverso giunture e guarnizioni; esso è dotato di aperture provviste di dispositivi di tenuta su tutto il perimetro e dispositivi di auto chiusura;
- Protezione passiva evitando in sala macchine la formazione di sacche di gas mediante la realizzazione di un flusso di aria verso l'esterno a ventilazione forzata, garantito in ogni condizione.
- per limitare l'eventuale formazione di concentrazioni pericolose si è inoltre provveduto ad installare un sistema di rivelazione gas costituito da sensori gas di tipo a combustione catalitica con doppia soglia di intervento tarate a 15% LEL e 30%LEL e programmati nel quadro rivelazione incendi (QRI) per fornire gli allarmi in logica 2/3.

¹² Valori riferiti a 3% O₂, fumi secchi

□□□ SALA MACCHINE □T□T□□ ENERATORE □

Nella Sala Macchine sono alloggiati il gruppo turbogas, la turbina a vapore, il generatore elettrico, il condensatore ed i relativi sistemi ausiliari (sistemi olio di lubrificazione e/o regolazione, sistema di raffreddamento ad idrogeno del generatore, sistema di aspirazione e filtrazione dell'aria alimentata alla turbogas, ecc).

5.2.1 Turbogas

N° FASE (rif. A25)	RIF. ELEMENTO/FASE
23	TURBOGAS

La turbina a gas V94.3A2 è basata su un progetto ad asse singolo e include un compressore assiale a 15 stadi, una camera di combustione ed un espansore a 4 stadi.

La turbina a gas V94.3A2 è fornita di una camera di combustione anulare dotata di 24 bruciatori di tecnologia VeLoNOx™ (Very Low NOx)¹³ [A4].

La camera di combustione, montata entro la sezione centrale della cassa esterna, è completamente lambita dall'aria di scarico del compressore in modo da evitare l'esposizione alle variazioni locali di temperatura dei gas caldi di combustione.

La superficie esposta ai gas caldi è costituita da schermi termici, connessi in modo flessibile alla cassa più fredda della camera di combustione. Nella camera di combustione sono presenti due tipi di bruciatori: a premiscelazione e a diffusione.

La maggior parte dell'aria primaria richiesta per la combustione viene fornita allo swirler diagonale e da qui alimentata alla zona di combustione. Durante l'operazione a premiscelazione, il combustibile viene miscelato con l'aria di combustione a monte dello swirler diagonale. Il gas entra, fluisce attraverso il distributore ed il bruciatore e si miscela con l'aria di combustione. Un bruciatore pilota è installato per ragioni di stabilizzazione dell'operazione a premiscelazione. Nella combustione a diffusione il gas viene alimentato ai bruciatori a diffusione.

La turbina a gas tipo V94.3A 2 comprensiva dei suoi ausiliari è composta dalle seguenti parti:

- Compressore
- Turbina a gas
- Camera di combustione anulare con sensori di fiamma
- N. 24 bruciatori gas di tipo VeLoNOx™
- Giunto di collegamento con albero intermedio al generatore
- Viradore
- Convogliatore dello scarico fumi caldi
- Valvole, motori, servomotori per ausiliari turbogas
- Isolamento termico
- Strumentazione primaria turbogas
- Sistema olio idraulico di comando organi di controllo
- Sistema pulizia compressore
- Sistema grenaggi turbogas
- Sistema conservazione turbogas
- Sistema blow-off con sistema pneumatico di comando
- Sistema di attuazione palettatura serranda ingresso (IGV)
- Sistema regolazione e alimentazione gas naturale
- Sistema di controllo, supervisione e protezione turbogas
- Sistema di supervisione turbogas e generatore elettrico

¹³ Tali bruciatori hanno sostituito i bruciatori originari di tipo ibrido DRY-LOW-NOX durante la fermata del periodo aprile -maggio 2010.

La turbina a gas è inoltre fornita dei seguenti sistemi accessori:

- Sistema trattamento aria ingresso al compressore (Air intake)
- Struttura di supporto condotte aria ingresso e camere filtri.
- Condotta gas di scarico
- Basamento relativo alla turbina e relativi ausiliari e accessori
- Messe a terra della turbina a gas e relativi ausiliari e accessori
- Cabinato per la turbina a gas
- Cabinato per lo skid gas naturale

Performance attese turbogruppo (dati di targa)

TYPE	UNIT	BASE LOAD
FUEL	-	Natural gas
LOW HEAT VALUE LHV	KJ/Kg	44933
POWER OUTPUT AT GAS TURBINE COUPLING	MW	265,8
HEAT RATE AT GAS TURBINE COUPLING	KJ/kWh	9280
EXHAUST GAS FLOW	Kg/s	660,0 ± 1,5%
EXHAUST GAS TEMPERATURE	°C	586,0 ± 8°C
EXHAUST GAS LOSSES (static)	mbar	34,7
REFERENCE CONDITIONS:		
- SPEED	Rpm	3000
- AMBIENT TEMPERATURE	°C	15
- AMBIENT PRESSURE	mbar	1013
- RELATIVE HUMIDITY	%	60

Tabella 9

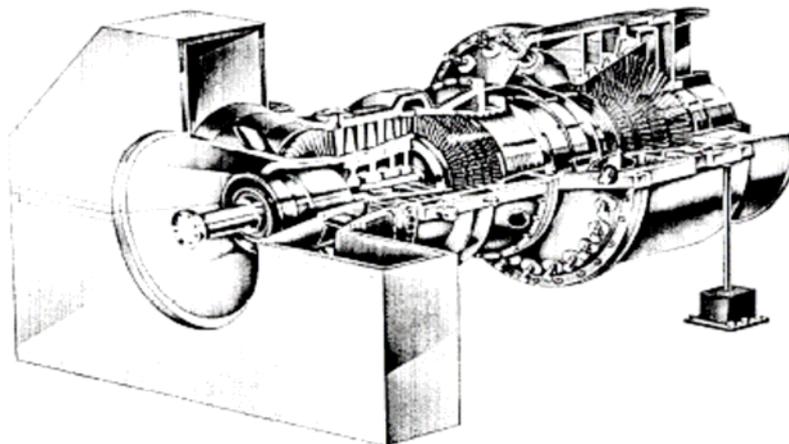


Figura 4: Struttura interna della turbogas

Nelle turbine a gas monoalbero e monocassa, il compressore e la turbina hanno un rotore comune. Esso poggia su due soli supporti situati all'esterno dell' area di pressione per garantire un buon allineamento ed un'eccellente qualità di funzionamento. La cassa esterna che assorbe la pressione, anch'essa comune a compressore e turbina, è costituita da tre sezioni fra il supporto del cuscinetto frontale e la cassa dei gas di scarico della turbina. Il primo componente è il porta palette fisse del compressore che è immediatamente collegato al supporto anteriore del cuscinetto, comprende i primi 10 stadi del compressore e il primo e secondo punto di prelievo del compressore.

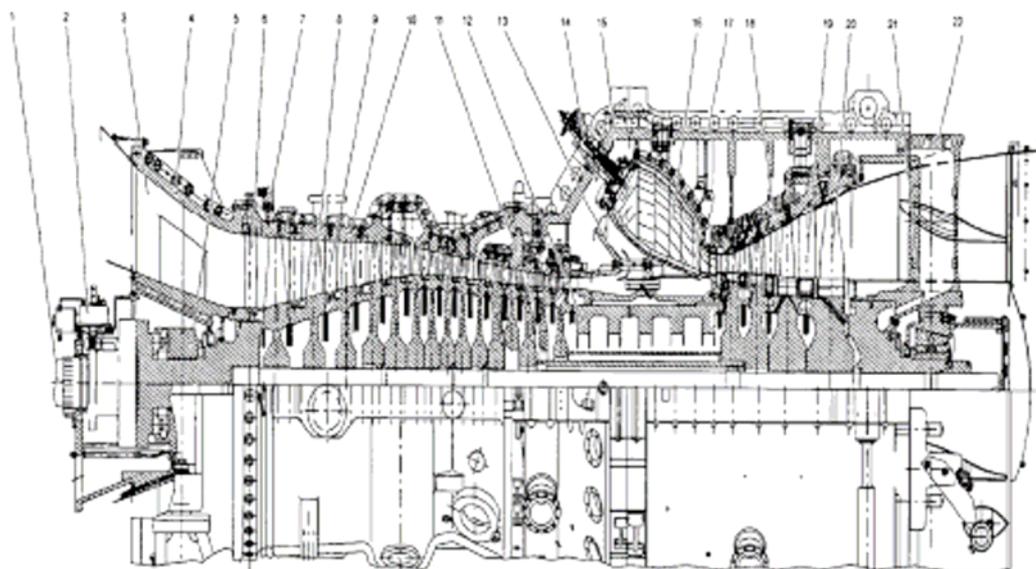
Il componente successivo, la cassa esterna 2, è realizzato con elementi saldati, parzialmente conico e parzialmente cilindrico, sorregge il secondo porta palette fisse, consentendo l'espansione termica; contiene il terzo punto d'estrazione del compressore e sorregge i bruciatori.

Il terzo componente, la cassa esterna 3, è cilindrico e contiene la camera di combustione ed il portapalette fisse della turbina.

La cassa esterna ed il supporto anteriore del cuscinetto, imbullonati insieme, costituiscono un blocco cilindrico rigido che trasmette ai supporti le sollecitazioni di flessione e di torsione che si generano durante il trasporto della macchina e il suo funzionamento. I giunti orizzontali nella cassa, facilitano gli interventi di manutenzione.

Il supporto anteriore comprende il cuscinetto combinato portante e reggispinta e il suo cono esterno incanala l'aria proveniente dall'Air intake. Il cuscinetto è sostenuto da sei nervature che si estendono in posizione radiale attraverso il condotto del flusso. L'aria è immessa dal canale di aspirazione situato a monte del compressore. Il rotore può essere rimosso senza dover smontare il canale di aspirazione.

La camera di combustione è costituita da un tubo di fiamma anulare e da 24 bruciatori. Il tubo di fiamma è costituito da due gusci. Il guscio interno, formato da un corpo unico, racchiude il rotore. Il guscio esterno è costituito da due parti separate da un giunto orizzontale e racchiude i bruciatori.



Turbina a gas tipo V94.3A2 - Sezione longitudinale

N.	Item	N.	Item
1	Albero intermedio	12	Rotore
2	Viratore idraulico	13	Diffusore aria compressore
3	Cassa di entrata	14	Assieme bruciatore
4	Alloggiamento cuscinetto	15	Cassa esterna 2
5	Cuscinetto assiale radiale	16	Camera di combustione
6	Palette fisse orientabili	17	Cassa esterna 3
7	Dispositivo di regolazione	18	Assieme porta palette fisse di turbina
8	Palette mobili compressore	19	Palette fisse di turbina
9	Palette fisse compressore	20	Palette mobili di turbina
10	Porta palette fisse I	21	Cuscinetto portante
11	Porta palette fisse II	22	Cassa dei gas di scarico

Figura 5: Sezione turbogas

5.2.1.1 Aspetti ambientali significativi correlati

Emissioni in atmosfera

Dal processo di combustione nel turbogruppo si generano emissioni in atmosfera di CO, CO₂, NOx.

Nella seguente tabella sono indicate le prestazioni del turbogruppo per quanto riguarda le emissioni in atmosfera (all'uscita dal camino della caldaia a recupero GVR) garantite dal costruttore e rilevate nel performances test svolto nel **gennaio 2007**.

Prestazioni		Emissioni (mg/Nm ³)	
Ciclo combinato – emissioni di NOx	100% carico	15,48 ppm	31,7 mg/Nm ³
	60% carico	18,01 ppm	36,9 mg/Nm ³
Ciclo combinato – emissioni di CO	100% carico	4,38 ppm	5,5 mg/Nm ³
	60% carico	5,42 ppm	6,8 mg/Nm ³

Tabella 10

In occasione dell'intervento di manutenzione programmata di tipo MAJOR della centrale Roselectra SpA effettuato durante la fermata dei mesi aprile – maggio 2010 a cura di Ansaldo Energia SpA, è stata effettuata la sostituzione degli originari bruciatori Dry-Low-NOx con una nuova tipologia di bruciatori, allo scopo di assicurare e garantire il rispetto del valore limite di emissione di 30 mg/Nm³ di NOx.

La nuova tipologia di bruciatori basata sulla tecnologia VeLoNOx™ (Very Low NOx) è stata sviluppata da ANSALDO ENERGIA SpA specificamente per il retrofit del sistema di combustione della turbina a gas TGV94.3A.

In particolare, durante la fermata, sono stati programmati i seguenti interventi:

- installazione dei nuovi bruciatori
- modifica del sistema di controllo della combustione
- campagna di prove finalizzata a ottimizzare i parametri della combustione, che si concluderà con l'esecuzione del performances test e la ridefinizione delle prestazioni nominali di impianto in particolare in termini di:
 - potenza elettrica netta prodotta del ciclo combinato
 - efficienza energetica
 - consumo specifico di combustibile
 - condizioni di minimo tecnico
 - emissioni specifiche di NOx e CO in funzione del carico.

Pertanto i benefici attesi a valle delle modifiche sopradescritte riguardano il contenimento effettivo delle emissioni di NOx nel limite di 30 mg/Nm³.

La documentazione definitiva attestante le nuove prestazioni nominali di impianto potrà essere acquisita presumibilmente entro il mese di Luglio 2010.

Nella seguente tabella si riportano invece le emissioni generate dal turbogruppo **nell'anno 2009**, nonché le emissioni di gas serra per le fonti aggregate TG (fonte 1), caldaia ausiliaria (fonte 2) e caldaie preriscaldamento metano (fonti 3 e 4):

Codice	Portata (Nm ³ /h)	*	Inquinanti	Concentrazione (mg/Nm ³)	*	Concentrazione (kg/10 ⁶ Nm ³)	*	Concentrazione (kg/10 ⁶ Nm ³)	*	CO ₂ (kg/10 ⁶ Nm ³)	*
1	1.391.239	C	NOx (NO2)	41,63	C	229.116	C	26,5	M	14,1	
1		C	CO	10,99	C	60.496	C	4,1	M	14,1	
1+2+3+4	-		CO2	-		581.115.140	C ¹⁵	-			

C: calcolo

Tabella 11

¹⁴ Portata riferita ai fumi anidri

¹⁵ Rif. Dichiarazione convalidata su quote CO2 ex Direttiva ETS

Energia (consumi)

Consumo di gas naturale nella camera di combustione TG.

Rumore

Emissioni sonore, per la valutazione delle quali si rimanda alla sezione B14 rumore della scheda B allegata alla domanda AIA.

5.2.2 Filtrazione aria (air intake)

N° FASE (RIF. A25)	RIF. ELEMENTO/FASE
30	FILTRAZIONE ARIA (AIR INTAKE)

Nella struttura dell'air intake della Tg sono alloggiati tre serie di filtri:

- 1° serie – filtro coalescente “tipo FGM/D”: telaio metallico con pannello in fibra di vetro
- 2° serie – “filtri del tipo “a tasche” serie FILTRA PACK mod. S718-6-GE in fibra sintetica ad alta efficienza
- 3° serie – filtro EXD 54 HD-I costituito da un pacco filtrante realizzato con carta Dual Layer composto utilizzando la tecnica “minipleated”.

Tabella 12

Criterio	Tipologia		
	Primo	Secondo	Terzo
Telaio	Acciaio zincato	<ul style="list-style-type: none"> • Acciaio zincato • Plastica inceneribile 	Portante in polipropilene antistatico stabilizzato
Medium filtrante	Pannello in fibra di vetro legato con resina	fibra sintetica	Carta Dual Layer (Doppio Strato) di microfibre di vetro, idrorepellente, ignifugo
Classe (rif. UNI EN 779)	--	F7	F9
Efficienza di separazione	>90 % (3 µm)	81,51 (efficienza media di separazione misurata su particelle da 0,4 µm con ΔP=450 Pa)	98 (efficienza media di separazione misurata su particelle da 0,4 µm con ΔP=450 Pa)
Perdita di carico iniziale (Pa)	50	62	100
Perdita di carico finale (massima raccomandata) (Pa)	250	450	1010

5.2.2.1 Aspetti ambientali significativi correlati

Rifiuti

Produzione di rifiuti derivanti dalla sostituzione periodica dei filtri. Quest'ultima viene svolta al raggiungimento della perdita di carico finale massima raccomandata.

5.2.3 Sistema pulizia compressore

N° FASE (RIF. A25)	RIF. ELEMENTO/FASE
26	PULIZIA COMPRESSORE

Il sistema ha la funzione di eliminare le impurità dalle palette del compressore per mezzo di un detergente e di lavare il compressore con acqua demineralizzata. I depositi sulle palette riducono infatti l'efficienza energetica del processo. Il lavaggio si rende necessario perché i filtri dell'air intake trattengono soltanto le impurità grossolane.

Per la distribuzione della soluzione di lavaggio sulle palette del compressore sono presenti due tipi di ugelli spruzzatori, come segue:

- ugelli a getto conico (jet nozzles): gli ugelli a getto conico MBA18BN001 presentano sull'uscita una scanalatura a fessura che genera un getto potente e profondo. Gli ugelli sono collocati l'uno sopra l'altro a monte della prima fila della palette fisse orientabili (IGV) del compressore. In tal modo i loro getti coprono l'intera altezza delle palette.
- ugelli a getto spray (spray nozzles): gli ugelli a getto spray MBA18BN002 generano un debole getto nebulizzato. 20 ugelli di questo tipo sono distribuiti uniformemente sulla circonferenza a monte delle IGV del compressore.

Le modalità di lavaggio prevedono che la soluzione detergente investa – tramite tali ugelli - prima le palette del compressore e poi quelle della turbina, secondo due distinte modalità:

- in continuo: in tal caso la soluzione viene inviata sulla TG in funzione (ovvero in rotazione a 3000 rpm); essa pertanto vaporizza a causa del riscaldamento dovuto alla compressione/combustione e viene completamente degradata in prodotti di combustione elementari in camera di combustione. (Le emissioni in atmosfera prodotte da tale lavaggio sono rilevate dagli analizzatori in continuo installati ai camini).
- in discontinuo: in tal caso la soluzione detergente viene inviata sulla TG in rotazione ad un numero di giri ridotto e funzionale soltanto alle esigenze del lavaggio. I reflui sono raccolti in una vasca interrata che viene svuotata tramite autobotte (con conferimento del rifiuto ad un soggetto autorizzato ex D.Lgs. 152/06).

Poiché le condizioni previste dal costruttore Ansaldo per effettuare il lavaggio on - line (es. IGV aperte al 90%) non corrispondono ai profili di marcia dell'impianto richiesti per la vendita dell'energia sul mercato elettrico, attualmente viene eseguito soltanto il lavaggio off-line, con una frequenza nominale di 1 volta/mese per 11 mesi.

Il lavaggio viene eseguito in 4 step:

1. preparazione
2. lavaggio
3. risciacquo
4. asciugatura.

La soluzione detergente per il lavaggio off-line viene preparata miscelando 20 litri di detergente e 700 litri di acqua demi.

Nell'anno 2007 sono stati effettuati n°4 lavaggi off-line da 750 litri ciascuno di soluzione detergente (700 litri di acqua demi e 50¹⁶ litri di detergente).

Il prodotto utilizzato "Protoklentz GT" (in fusti da 200 litri) è un prodotto detergente a base acquosa accreditato secondo lo schema CEFAS (Centre for Environment, Fisheries & Aquaculture Science) o HOCNF (Offshore Chemical Notification Scheme), e viene utilizzato in installazioni sia off-shore che on-shore, potendo essere scaricato direttamente in mare.

Il punto 12) "informazioni ecologiche" della scheda di sicurezza dichiara infatti che il prodotto:

- non risulta bioaccumulabile (in accordo alle norme OECD 117)
- risulta prontamente biodegradabile (in accordo alle norme OECD 301D – 28 giorni)
- presenta una bassa tossicità ecologica.

Il prodotto risulta infine classificato "irritante" per gli occhi (Xi, R41).

5.2.3.1 Aspetti ambientali significativi correlati

Consumo risorsa idrica

Consumo di risorsa idrica (acqua demineralizzata) per la preparazione della soluzione detergente.

Emissioni in atmosfera

Durante il lavaggio on-line del gruppo TG la soluzione acquosa detergente vaporizza ed esce al camino. Presumibilmente essa si degrada completamente a CO, CO₂ e NO_x a seguito di cracking termico.

Per le ragioni indicate al precedente paragrafo, presso ROSELECTRA SpA non sono attualmente effettuati lavaggi on-line.

Rifiuti

Da tale fase si producono i seguenti rifiuti:

- acque reflue da lavaggio off -line (di norma identificate come "acque oleose prodotte dalla separazione olio/acqua" con CER 130507*)
- fusti esauriti del prodotto detergente (ca. 1 fusto/anno).

¹⁶ La quantità di detergente necessaria per il lavaggio nell'anno 2008 è stata ottimizzata - giungendo a 20 litri ca. - in quanto inizialmente presentava problemi di eccessiva schiumosità.

Suolo

Allo stoccaggio del rifiuto liquido nella vasca interrata sopraccitata risulta associato il rischio di inquinamento del suolo. Tale rischio è minimizzato dall'impermeabilizzazione della vasca stessa.

5.2.4 Turbina a vapore

N° FASE (RIF. A25)	RIF. ELEMENTO/FASE
27	TURBINA A VAPORE

La turbina a vapore, di tipo con risurriscaldamento, è alimentata con vapore vivo generato dalla caldaia a recupero e viene utilizzata per la produzione di energia elettrica.

La turbina è accoppiata (nella configurazione detta "single shaft") tramite una frizione (clutch) ad un'estremità dell'alternatore mentre all'altra estremità di quest' ultimo è rigidamente accoppiata la turbina a gas.

La turbina a vapore, del tipo tandem compound, è composta dai seguenti componenti principali:

- Sezione di alta pressione
- Sezione combinata di media e bassa pressione con scarico assiale
- Valvole di blocco e controllo di alta pressione
- Valvole di blocco e controllo risurriscaldato
- Valvole di blocco e controllo seconda ammissione di BP
- Valvole di drenaggio corpi turbina e linee vapore
- Viradore
- Strumentazione primaria
- Sistema di controllo, supervisione e protezione turbina

I sistemi ausiliari della turbina a vapore consistono di:

- Sistema di lubrificazione e sollevamento cuscinetti in comune con turbogas e generatore elettrico
- Sistema olio idraulico per comando valvole turbina
- Giunto di sincronizzazione con relativo albero di trasmissione comune per turbina e generatore elettrico
- Basamento per turbina a vapore
- Cabinato antirumore.

La turbina a vapore, costruita per la potenza di 130 MW, presenta i seguenti dati tecnici:

D	
Velocità rotaz.	3.000 rpm
Pressione ammissione AP	117,0 bar
Temperatura ammissione AP	558 °C
Pressione ammissione RH	30,7 bar
Temperatura ammissione RH	558 °C
Pressione ammissione BP	4,8 bar
Temperatura ammissione BP	234 °C

Tabella 13

5.2.4.1 Aspetti ambientali significativi correlati

Rifiuti

Da attività di manutenzione delle coibentazioni presenti su tutte le linee ed apparecchiature dove fluisce vapore si produce il seguente rifiuto: lana di roccia ed altri materiali per l'isolamento termico identificati con CER 170603*

Rumore

Emissioni sonore, per la valutazione delle quali si rimanda alla sezione B14 rumore della scheda B allegata alla domanda AIA.

5.2.5 Generatore elettrico

N° FASE (RIF. A25)	RIF. ELEMENTO/FASE
24	GENERATORE ELETTRICO (ALTERNATORE)
25	RAFFREDDAMENTO AD IDROGENO

Il complesso generatore è composto dal generatore elettrico e suoi ausiliari qui di seguito elencati:

- Generatore sincro trifase
- Assieme cuscinetti di supporto rotore
- Strumentazione di sistema
- Refrigeranti idrogeno a bordo macchina
- Camera anelli completa di sistema di ventilazione
- N.6 isolatori terminali
- N.18 trasformatori amperometrici (TA)
- Detector vibrazioni cuscinetti
- Dispositivo di messa a terra albero rotore
- Basamento generatore
- Sistema eccitazione statica completa di trasformatore e regolatore di tensione
- Complesso avviatore statico completo di trasformatore
- Sistema olio tenute
- Sistema H2 e CO2

Generatore raffreddato in idrogeno in ciclo chiuso e con sistema di eccitazione statico	
D	
Tipo	50THR-L63
Accoppiato	GT V94.3A2 + ST
Potenza di targa	480 MWA
Tensione nominale	20 KV
Fattore di potenza nominale	0,850
Frequenza	50 Hz
Velocità di rotazione	3.000 rpm
Corrente nominale	13.856 A
Tipo di eccitazione	Statica
Corrente eccitazione a carico nominale	3.229 A
Tensione di eccitazione a carico nominale	487 V
Pressione H ₂	500 KPa

Tabella 14

I generatori a 2 poli raffreddati in idrogeno tipo THR-L hanno le seguenti caratteristiche principali:

- metodo di raffreddamento IC8H1W7 per lo statore e IC8(H1)W7 per il rotore
- avvolgimento statore raffreddato indirettamente
- avvolgimento rotore raffreddato direttamente con sistema radiale
- pacco statore raffreddato direttamente con canali radiali
- materiali isolanti degli avvolgimenti di statore e rotore di classe F e le seguenti caratteristiche costruttive principali:
 - o supporti a scudo
 - o quattro refrigeranti verticali alle estremità carcassa
 - o due ventilatori assiali calettati sull'albero, uno a ciascuna estremità rotore
 - o sei terminali nella parte inferiore o 3 in alto e 3 in basso
 - o basse perdite dei lamierini del pacco statore
 - o montaggio elastico del pacco sulla carcassa
 - o sistema di eccitazione di tipo statico.

Il sistema di eccitazione, completamente statico, fornisce la corrente continua al circuito di campo controllandone le prestazioni. Per l'avviamento della turbina a gas V94.3A2 il generatore stesso è fatto funzionare come motore da un avviatore statico.

L'avviatore è completamente indipendente dal sistema di eccitazione pur esistendo tra i due sistemi uno stretto coordinamento.

Durante la fase di avviamento l'avviatore riceve in sequenza dal sistema di automazione i comandi di start up e sarà lo stesso avviatore a fornire i comandi opportuni all'eccitatrice in questa fase.

In particolare uno stretto coordinamento tra i sistemi di controllo di avviatore ed eccitatrice è assicurato durante la fase di avviamento del gruppo.

Oltre al sistema di eccitazione l'avviatore è predisposto per interfacciarsi con gli interruttori/sezionatori a monte e a valle ed ovviamente con i sistemi di comando e supervisione di centrale.

5.2.5.1 Stoccaggio bombole idrogeno

Le bombole dell'idrogeno (in n°7 pacchi costituiti da 12 bombole cadauno) sono stoccate presso un'area denominata "fossa bombole", dotata di copertura e pareti in acciaio zincato e provvista di fosse (con telaio) per pesatura pacchi-bombole; l'area, collocata presso le torri di raffreddamento, è recintata e asfaltata.

Allo scopo di garantire la sicurezza in caso di eventuale esplosione e per facilitare le operazioni di spegnimento in caso di incendio, la fossa è stata realizzata in cemento armato con una profondità di circa 3 metri.

In ciascuna zona di sistemazione dei pacchi bombole è sistemato un sensore di rilevazione presenza idrogeno¹⁷ per un totale di 7 mentre l'ottavo rilevatore è sistemato nella zona riduzione.

5.2.5.2 Aspetti ambientali significativi correlati

Rumore

Emissioni sonore, per la valutazione delle quali si rimanda alla sezione B14 rumore della scheda B allegata alla domanda AIA.

¹⁷ munito di scheda di elaborazione con soglia di preallarme a 15% LIE e allarme al 30% LIE, nonché allarme di malfunzionamento

5.2.6 CONDENSATORE

N° FASE (RIF. A25)	RIF. ELEMENTO/FASE
28	CONDENSATORE

Il condensatore è uno scambiatore di calore del tipo a superficie, installato in posizione orizzontale con l'asse longitudinale del fascio tubiero perpendicolare a quello della turbina a vapore.

Il condensatore è a singolo involucro e con ingresso laterale del vapore scaricato dalla turbina (previsto un solo scarico), è a due passaggi d'acqua lato tubi e diviso lato acqua, con un unico pozzo caldo.

Il collegamento tra il condensatore e la turbina avviene mediante un giunto di espansione munito di bielle che consentono i movimenti differenziali in senso verticale.

Il condensatore è costituito dalle seguenti parti principali:

- n°1 condotto di collegamento con la turbina a vapore
- collo (troncone di avviamento vapore)
- camera di condensazione
- pozzo caldo
- tubi di scambio termico (per un totale di n° 12.796 tubi in titanio)
- piastre tubiere (in titanio)
- casse d'acqua a forma semicilindrica, in acciaio al carbonio (per un totale di n°4 casse d'acqua di circolazione, due per ciascun lato del condensatore) con superfici interne protette dalla corrosione mediante apposita vernice epossidica, ed anodi sacrificali
- Sistema di estrazione dell'aria.

Il sistema di pulizia KOLLER mediante palline di spugna (sistema del tipo taprogge) provvede al mantenimento di un corretto coefficiente di scambio del condensatore stesso.

Le caratteristiche principali del condensatore sono riportate nelle tabelle seguenti.

- Portata vapore scarico da turbina a progetto	98,4 kg/sec
- Entalpia vapore	2370 kJ/kg
- Massima portata con by-pass	124,25 kg/sec
- Entalpia vapore	2776,3 kJ/kg
- Carico termico	218,68 MW
- Carico termico con by-pass	323,19 MW
- Pressione assoluta	0,0572 bar
- Pressione assoluta con by-pass	0,0813 bar
- Temperatura di saturazione	35,3 °C
- Temperatura di saturazione con by-pass	41,85 °C
- Differenza di temperatura acqua	2,8 °C
- Portata acqua circolazione	17844 mc/h
- Temperatura acqua circolazione ingresso	21,6 °C
- Temperatura acqua circolazione uscita	32,5 °C
- Temperatura acqua circolazione uscita con by-pass	37,71 °C
- Calore specifico asportato dall'acqua di circolazione	3,895 kJ/kg
- Velocità acqua circolazione nei tubi	2,09 m/sec
- Contenuto ossigeno condensato	42 ppb
- Capacità pozzo caldo	18/12 mc

Tabella 15: Dati caratteristici condensatore

Materiale costruttivo		Funzionamento On line / st-by	Fluido lato mantello	Fluido lato tubi	Velocità acqua mare	Incremento termico
Mantello	Tubi					
Involucro completo, casse acqua: Acciaio laminato a caldo per uso generale (ASTM A 516 Gr.70), con protezione anticorrosione Rivestimento interno casse acqua a base di speciali resine epossidiche	Lega a base di titanio: TUBI: ASTM B338 Gr.2 saldati longitudinalmente PIASTRA TUBIERA: ASTM B265 Gr.2	Sono presenti n°4 camere d'acqua, due per ciascun lato (entrata e uscita) del condensatore, in modo da permettere il fuori servizio di una metà del fascio tubiero per le operazioni di pulizia e di ispezione, lasciando l'altra metà in servizio.	VAPORE, CONDENS ATO	ACQUA MARE	2,09 m/s	ΔT acqua mare \approx 10,9°C Acqua Tin \approx 21,6°C Tout \approx 32,5°C

Tabella 16 - Dati caratteristici condensatore

Il sistema condensato è progettato per estrarre l'acqua formatasi dalla condensazione del vapore immesso nel condensatore e trasferirlo, mediante opportuno trattamento chimico e recupero di calore dai fumi di scarico della caldaia a recupero, al corpo cilindrico della sezione di bassa pressione della caldaia stessa.

Il trasferimento viene eseguito a mezzo di due pompe di estrazione condensato (di cui una in servizio ed una di riserva) ciascuna in grado di trasferire il 100% della portata nominale dell'impianto. Sulla linea di mandata condensato alla sezione BP della caldaia a recupero sono previsti degli stacchi per l'alimentazione delle linee di atterramento delle valvole di by-pass MP e BP. Prima dell'ingresso al corpo cilindrico BP il condensato viene dirottato nel circuito di preriscaldamento e quindi attraverso il gruppo di valvole di regolazione del livello del corpo cilindrico stesso.

Le pompe di estrazione condensato sono del tipo centrifugo, verticale multistadio. Il motore elettrico abbinato è del tipo asincrono a velocità costante. Una linea di minima portata con ritorno al condensatore, a valle del condensatore vapore tenute turbina, è prevista per garantire il normale funzionamento della pompa estrazione in servizio anche ai bassi regimi di portata.

Tabella 17: Dati caratteristici pompe di estrazione condensato

- Modello	CEXD200.5
- Temperatura aspirazione	35,4 °C
- Densità fluido	994 kg/mc
- Portata	478 mc/h
- Minima portata	145 mc/h
- Pressione aspirazione	0,11 bar
- Pressione mandata	20,4 bar
- NPSH disponibile alla girante	0,5 metri
- NPSH richiesto alla girante	0 metri
- Rendimento	77 %
- Potenza assorbita	349 Kw
- velocità di rotazione	1485 g/min
- Potenza motore accoppiato	390 Kw

5.2.6.1 Aspetti ambientali significativi correlati

Rumore

Emissioni sonore, per la valutazione delle quali si rimanda alla sezione B14 rumore della scheda B allegata alla domanda AIA.

5.2.7 Pompe vuoto

N° FASE (RIF. A25)	RIF. ELEMENTO/FASE
65	SISTEMA ESTRAZIONE ARIA DAL CONDENSATORE PRINCIPALE (pompe vuoto)

Il sistema estrazione aria provvede alla estrazione degli incondensabili dal condensatore principale trasportati dal vapore di scarico durante il normale funzionamento del gruppo.

Il sistema consiste di due pompe del vuoto ognuna calcolata per il 100% della portata richiesta sia in fase di avviamento che al massimo carico.

Ciascuna pompa è installata con accessori autonomi e le necessarie connessioni per l'acqua di raffreddamento, l'acqua del circuito di tenuta e per scarico all'atmosfera del serbatoio di separazione. Durante la fase di avviamento dell'impianto onde favorire un più rapido raggiungimento delle condizione di vuoto necessarie è possibile operare con le due pompe in servizio.

□□□ SALA MACC□INE □ SISTEMI OLI T □ □ T□□□ENERATORE

5.3.1 Sistema olio lubrificazione e sollevamento tg-tv-generatore

N° FASE (RIF. A25)	RIF. ELEMENTO/FASE
49	SISTEMA OLIO LUBRIFICAZIONE E SOLLEVAMENTO TG-TV-GENERATORE (Sistema MAV)
50	CASSA OLIO (MAV02BB001)
51	SEPARATORE CENTRIFUGO (MAV91)

Il sistema olio di lubrificazione è comune per la turbina a vapore, la turbina a gas e per il generatore.

Il sistema olio in esame è alimentato da una cassa olio di capacità pari a 25.000 litri (27.500 litri per primo riempimento), alloggiata in un bacino di contenimento in cemento.

La cassa olio (MAV02BB001) è equipaggiata, in particolare, con:

- indicatore di temperatura con trasmissione del segnale a Sala Controllo, e correlati allarmi, come segue:

Allarmi di temperatura – cassa olio
TI – MBV10 CT101
TI - MBV10 CT501

- indicatore visivo di livello (LI MBV10CL501)
- trasmettitore di livello e livellostati con allarme di alto e basso livello a Sala Controllo, come segue:

Strumenti misura livello – cassa olio
Livellostato MBV10CL002
Livellostato MBV10CL001
Trasmettitore di livello MBV10CL101

La cassa olio alimenta i seguenti sistemi:

- olio per lubrificazione TG-TV-GEN, attraverso le n°3 pompe (MBV21AP001, AP002, AP003), delle quali una in servizio, una di riserva ed una di emergenza
- olio di controllo e regolazione TV, attraverso n°2 pompe (MAX11AP001, AP002), di cui una in servizio ed una di riserva
- olio di sollevamento per cuscinetti TG (attraverso la pompa MBV30AP001), cuscinetti TV (attraverso la pompa MAV50AP001) e cuscinetti GEN (attraverso la pompa MAV60AP001).

Due refrigeranti dell'olio di lubrificazione (a fascio tubiero alimentati ad acqua mare, per la cui descrizione si rimanda al paragrafo 5.5.4) sono installati per il raffreddamento dell'olio di lubrificazione. A valle dei refrigeranti i regolatori di temperatura MBV22AA151A/B mantengono la temperatura dell'olio ad un valore costante by-passando una certa quantità di olio. Poi l'olio fluisce attraverso uno dei due filtri a cartuccia metallica MBV25AT001/002.

I refrigeranti ed i filtri sono continuamente sfiati nella cassa olio, attraverso fori e spie visive.

Due estrattori dei vapori d'olio mantengono un leggero vuoto nella cassa olio, nelle tubazioni di drenaggio e nei supporti dei cuscinetti; inoltre essi rimuovono i vapori d'olio dalla cassa e prevengono perdite di olio a valle delle tenute dei supporti dei cuscinetti. Due valvole a farfalla, sistemate a monte degli estrattori, possono regolare il vuoto nella cassa olio.

La cassa olio risulta infine equipaggiata con una unità di separazione centrifuga (MAV91) per la depurazione dell'olio.

5.3.1.1 Aspetti ambientali significativi correlati

Rifiuti

I rifiuti connessi ad attività di manutenzione sono costituiti da:

- ⇒ materiali assorbenti/stracci utilizzati per maneggiare i pezzi meccanici e per la pulizia dei macchinari/zone interessati dalle operazioni di manutenzione
- ⇒ olio usato da eventuali drenaggi.

Scarichi

Eventuali perdite dalla cassa olio vengono raccolte nel bacino di contenimento in cemento, collegato alla rete acque oleose.

5.3.2 Sistema olio tenute generatore

N° FASE (RIF. A25)	RIF. ELEMENTO/FASE
52	SISTEMA OLIO TENUTE GENERATORE (SISTEMA MKW)

Per prevenire fughe di idrogeno dalla carcassa dell'alternatore intorno all'albero rotore, a ciascuna estremità dell'alternatore è posizionato un cuscinetto entro cui fluisce olio (in direzione assiale lungo l'intercapedine cuscinetti - albero) ad una pressione superiore - di 0,5 bar - a quella dell'idrogeno dentro la carcassa.

L'olio del sistema di tenuta è collegato al sistema di lubrificazione della turbina di cui al paragrafo 5.3.1.

Il flusso dell'olio nel sistema si caratterizza come segue:

- P =1,8 bar
- T =49°C
- Portata = 420 l/min.

Il raffreddamento dell'olio viene effettuato mediante uno scambiatore a fascio tubiero alimentato ad acqua mare, per la cui descrizione si rimanda al paragrafo 5.5.4.

5.3.2.1 Aspetti ambientali significativi correlati

Rifiuti

I rifiuti connessi ad attività di manutenzione sono costituiti da:

- ⇒ materiali assorbenti/stracci utilizzati per maneggiare i pezzi meccanici e per la pulizia dei macchinari/zone interessati dalle operazioni di manutenzione
- ⇒ olio usato da eventuali drenaggi.

Scarichi

Eventuali sversamenti di oli sono inviati all'impianto di trattamento delle acque oleose.

5.3.3 Sistema olio idraulico di comando TG

N° FASE (RIF. A25)	RIF. ELEMENTO/FASE
53	SISTEMA OLIO IDRAULICO DI COMANDO TG (SISTEMA MBX)

Il sistema olio di regolazione interviene sulla portata del combustibile in ingresso alla TG e costituisce il circuito di comando idraulico delle valvole di trip e di emergenza relative alle tubazioni di ingresso alla TG del gas naturale.

5.3.3.1 Aspetti ambientali significativi correlati

Rifiuti

I rifiuti connessi ad attività di manutenzione sono costituiti da:

- ⇒ materiali assorbenti/stracci utilizzati per maneggiare i pezzi meccanici e per la pulizia dei macchinari/zone interessati dalle operazioni di manutenzione
- ⇒ olio usato da eventuali drenaggi.

Scarichi

Eventuali sversamenti di oli sono inviati all'impianto di trattamento delle acque oleose.

☐☐☐ CALDAIA A RECUPERO ☐☐☐R☐☐SISTEMA ALIMENTO ☐☐APORE

N° FASE (RIF. A25)	RIF. ELEMENTO/FASE
22	GENERATORE DI VAPORE A RECUPERO (GVR)
29	SISTEMA BY-PASS TURBINA A VAPORE

Il generatore di vapore a recupero è composto di tre livelli di pressione, entrambi a circolazione naturale senza sistema di post combustione.

Le sezioni di alta e media pressione della caldaia a recupero sono composte da un economizzatore, una parte evaporante, un corpo cilindrico e un surriscaldatore.

La parte di bassa pressione è composta da un preriscaldatore, un corpo cilindrico, un evaporatore e un surriscaldatore.

Il vapore di alta pressione prodotto dalla sezione AP del generatore a recupero, alimenta direttamente il corpo di AP della turbina a vapore attraverso le valvole di blocco e controllo AP. Dopo l'espansione in suddetto corpo il vapore scaricato dal corpo di AP della turbina viene inviato al risurriscaldatore del generatore a recupero.

Il vapore prodotto nella parte di media pressione della caldaia a recupero insieme al vapore scaricato dal corpo di alta pressione dopo risurriscaldamento viene inviato all'ingresso della sezione di media pressione della turbina a vapore attraverso le valvole di blocco e controllo vapore di media pressione della turbina.

Nelle sezione di BP del generatore a recupero il condensato che proviene dal sistema condensato viene deaerato attraverso la torre di degasazione che è installata nella parte superiore del corpo cilindrico di BP. Sia l'ossigeno disciolto che gli altri gas incondensabili vengono scaricati in atmosfera attraverso gli sfiati della torretta degasante.

Prima dell'ingresso nel corpo cilindrico di BP l'acqua proveniente dal sistema condensato passa attraverso il circuito di preriscaldamento composto dallo scambiatore acqua-fumi posto prima dell'ingresso al camino. Per limitare al massimo il fenomeno di condensazione lato fumi il preriscaldatore è ottimizzato al funzionamento per mezzo di un circuito di ricircolazione allo scopo di mantenere una temperatura del condensato in ingresso non inferiore a 60°C con il generatore funzionante a basso carico.

Dal corpo cilindrico di BP l'acqua confluisce sull'aspirazione delle pompe alimento mentre il vapore prodotto nel surriscaldatore di BP viene convogliato nel corpo turbina di BP attraverso il gruppo valvole di seconda ammissione in modo da poter aumentare la capacità produttiva elettrica del gruppo.

L'acqua per alimentazione dei corpi cilindrici delle sezioni di media e di alta pressione del generatore a recupero viene ripresa dal corpo cilindrico/degasatore della sezione di bassa pressione e convogliata sull'aspirazione di due pompe alimento di capacità 100% ciascuna della portata richiesta al carico nominale dell'impianto. Le pompe sono del tipo orizzontale, centrifugo, multistadio accoppiate ad un motore elettrico asincrono a velocità costante e sono alloggiare in una cabina fonoassorbente.

Nella configurazione normale quindi una pompa risulta in servizio mentre la seconda pompa è in stand-by. La pompa in servizio alimenta sia la parte di alta pressione del generatore a recupero mediante l'uscita dallo stadio finale sia la media pressione del generatore mediante l'uscita ricavata dall'appropriato stadio intermedio del corpo pompa stesso.

Per ciascuna pompa è prevista una linea di minima portata con ritorno al corpo cilindrico degasante mediante la valvola combinata non ritorno/ricircolo minimo flusso.

L'impianto è provvisto di un sistema di by-pass del vapore alla turbina dimensionato sul 100% della portata e della pressione nominali. Le linee di by-pass interessano la sezione di alta pressione, il risurriscaldato caldo e la sezione di bassa pressione proveniente dal generatore a recupero. Ogni stazione di riduzione-by-pass è provvista di valvole riduzione pressione vapore e valvole di ottemperamento a mezzo dell'acqua proveniente rispettivamente dal sistema alimento e dal sistema condensato.

Durante il funzionamento del circuito di by-pass di alta pressione il vapore viene ridotto e attemperato al valore di pressione / temperatura all' uscita della sezione di alta pressione della turbina a vapore.

All'uscita delle sezione di risurriscaldamento il vapore viene ridotto e attemperato prima di essere scaricato al condensatore principale.

Il vapore prodotto nella sezione di bassa pressione del generatore a recupero viene scaricato al condensatore dopo la riduzione di pressione ed adeguato attemperamento.

Dai corpi cilindrici del GVR si generano le seguenti tipologie di spurghi, inviati a Solvay per un recupero degli stessi:

- ⇒ spurghi di tipo continuo (o $\square\square\square\square\square^{18}$), la cui entità può essere regolata direttamente dai monitor DCS della Sala Controllo.
- ⇒ spurghi di tipo “straordinario” (o $\square\square\square\square\square\square$), attivati mediante una valvola a pistone (tipo on-off) quando viene raggiunto il massimo livello del corpo cilindrico, per far tornare il livello al valore desiderato.

Dati tecnici operativi GVR

Type of HRSG	ORIZONTAL 3 LEVEL PRESSURE + RH
Fuel	Natural Gas
Stack gas temperature	102 °C
LP ECO flow	98,3 kg/s
LP superheater flow	10,7 kg/s
IP superheater flow	3,2 kg/s
HP superheater flow	73,35 kg/s
Cold reheater flow	72 kg/s
LP ECO inlet pressure	12,6 bar (a)
LP SH outlet pressure	4,95 bar (a)
IP SH outlet pressure	33,3 bar (a)
HP SH2 outlet pressure	120,3 bar (a)

5.4.1.1 Generalità costruttive del GVR

I banchi sono costituiti da tubi di scambio disposti verticalmente, con collettori e tubi di collegamento totalmente drenabili. E' adottata la soluzione con casing e fasci tubieri sostenuti dall'alto dalle strutture portanti del GVR. I tubi di scambio sono dotati di alette segmentate saldate ad alta frequenza in continua al tubo base.

Il passo tra i tubi di scambio è ottimizzato sull'impiego nel TG di gas naturale come unico combustibile. I tubi di scambio sono saldati in officina ai collettori inferiori e superiori in modo da formare l'elemento di scambio.

Ogni elemento è formato da una, due o tre file (per i banchi RH fino a 4 tubi per elemento) longitudinali di tubi con i corrispondenti collettori superiori e inferiori.

La disposizione dei tubi di scambio e “staggered” e lo scambio termico avviene controcorrente.

I banchi di scambio termico sono modularizzati in componenti elementari detti “arpe” costituiti dal collettore inferiore, dal collettore superiore e dalle file di tubi di scambio termico in un numero variabile fra uno (1) e quattro (4) nel senso della profondità e un numero adeguato a esigenze di fabbricazione e trasporto nel senso della larghezza della caldaia

5.4.1.2 Aspetti ambientali significativi correlati

Consumo risorsa idrica

Consumo di acqua demineralizzata da Solvay per il reintegro del ciclo vapore (punto di immissione: pozzo caldo del condensatore).

Emissioni in atmosfera

- Tramite eventuali rilasci e sfiati di vapore, sono immessi in atmosfera i prodotti di degradazione termica degli additivi utilizzati per il condizionamento dell'acqua di caldaia e del circuito vapore. Dato il basso dosaggio di tali additivi (dell'ordine di qualche ppm) la quantità rilasciata in atmosfera si considera trascurabile.
- I fumi generati dalla combustione del gas nel turbogruppo, immessi in atmosfera tramite il camino del GVR, si caratterizzano come indicato al paragrafo 5.2.1.1.

¹⁸ Per evitare l'aumento di concentrazione di sali nell'acqua di caldaia, una parte dell'acqua che vi circola viene scaricata tramite l'operazione di blow-down, che comporta uno scarico continuo pari al massimo al 2% dell'acqua in ingresso al corpo cilindrico stesso.

Energia (rilascio)

Rilascio in atmosfera del contenuto termico associato al vapore dagli sfiati del degasatore.

Energia contenuta nel blowdown continuo del GVR inviato a Solvay.

Rifiuti

Da attività di manutenzione delle coibentazioni presenti su tutte le linee ed apparecchiature dove fluisce vapore si produce il seguente rifiuto: lana di roccia ed altri materiali per l'isolamento termico identificati con CER 170603*

Rumore

Emissioni sonore, per la valutazione delle quali si rimanda alla sezione B14 rumore della scheda B allegata alla domanda AIA.

SISTEMA ACQUA MARE DI RAFFREDDAMENTO

Il sistema acqua di circolazione consiste di:

- un circuito principale composto da due pompe di circolazione, una torre di raffreddamento e il condensatore principale.
- un circuito di make-up e raffreddamento utenze di impianto come il ciclo chiuso, raffreddamento lubrificanti e olio di lavoro TG e TV, circuiti idrogeno, olio tenute generatore elettrico, alimentazione/raffreddamento pompe vuoto condensatore principale nonché reintegro e mantenimento concentrazione sali del sistema di raffreddamento principale.

Il circuito principale è composto da due pompe al 50% di capacità, verticali, centrifughe, accoppiate con motore asincrono a velocità costante.

Per quanto sopra è possibile funzionare a carico ridotto con una sola pompa in servizio con inserito anche solamente metà condensatore.

Il circuito di make-up è alimentato dalla tubazione acqua di mare dello stabilimento attraverso un filtro ed è composto da due pompe di make-up che alimentano i circuiti di raffreddamento sopra citati, scaricando alla fine nella vasca torri una quantità di acqua di reintegro di circa 1600 mc/h.

La torre di raffreddamento in cemento armato è di tipo a tiraggio indotto controflusso ed è composta da n°6 celle corredate ciascuna di ventilatore con riduttore, giunto cardanico e motore a doppia velocità.

L'acqua è portata all'altezza di ciascuna cella da tubi distributori, e diffusa mediante ugelli su tutta la superficie della cella, dove è investita in controflusso dall'aria aspirata dal ventilatore presente nella cella. Prima di arrivare al ventilatore l'aria carica di particelle di umidità viene deidratata attraverso un eliminatore di gocce o separatore di umidità.

5.5.1 FILTRAZIONE 1 (FILTRO DEBRIS)

N° FASE (RIF. A25)	RIF. ELEMENTO/FASE
48	FILTRAZIONE 1 (FILTRO DEBRIS)

L'impianto ROSELECTRA SpA utilizza acqua di mare fornita dallo stabilimento Solvay, il quale ha la proprietà e la gestione delle opere di presa e delle apparecchiature/tubazioni che trasferiscono la risorsa alle società coesediate nel Parco Industriale.

Prima di giungere alle utenze del "sistema acqua di mare" l'acqua subisce una filtrazione mediante un filtro di tipo DEBRIS (specifico per la filtrazione di acqua mare contenente sabbia, pietrisco, conchiglie, alghe), sistemato su collettore all'ingresso dell'acqua di mare da Solvay, le cui caratteristiche principali sono di seguito indicate:

Dati principali del filtro DEBRIS	
Diametro nominale	DN 24"
Lunghezza	1400 mm
Rete filtrante	Ø 5 mm
Portata massima	1600 mc/h
Superficie del filtro al netto	3560 cmq
Quantità di acqua in controlavaggio	48 mc/h
Pressione minima di controlavaggio	0,3 bar
Tempo di lavaggio in controcorrente	120 secondi
Pressione di progetto	6 bar
Pressione di esercizio	2 bar
Pressione differenziale a filtro pulito	0,04 bar
Pressione all'avvio del lavaggio in controcorrente	0,06 bar
Pressione di sovraccarico	0,09 bar
Pressione massima di progetto	0,5 bar
Durata progettata filtro	200.000 ore
Campo di misura strumento press. differenziale	0-160 mbar

Tabella 18

Il filtro è dotato di sistema automatico di pulizia mediante rilievo della perdita di carico (grado di intasamento) del cestello, l'attuazione del rotore di risciacquo/pulizia mediante motoriduttore e la raccolta dei detriti con scarico a Fosso Bianco mediante una tubazione in uscita dal filtro stesso, con inserita una valvola servocomandata a farfalla.

5.5.1.1 Aspetti ambientali significativi correlati

Consumo risorsa idrica

Il prelievo in continuo di acqua di mare dalle rete industriale Solvay è previsto nella quantità di 1600 m³/h.

5.5.2 FILTRAZIONE 2

N° FASE (RIF. A25)	RIF. ELEMENTO/FASE
47	FILTRAZIONE 2

L'acqua di mare viene successivamente filtrata mediante un filtro statico, posto in aspirazione su ciascuna delle pompe di make-up (una in funzione ed una in stand-by in condizioni di normale funzionamento) che inviano l'acqua al collettore di distribuzione dell'acqua nel circuito sistema acqua di mare.

Sul collettore di ingresso alle pompe sono sistemati due stacchi per l'iniezione di prodotti chimici biocidi ed antincrostanti per il trattamento dell'acqua di raffreddamento torri .

5.5.3 POMPE DI MAKE-UP

N° FASE (RIF. A25)	RIF. ELEMENTO/FASE
46	POMPE DI MAKE-UP

Le due pompe di reintegro e raffreddamento ausiliari (o pompe di make-up) sono sistemate subito a valle del filtro acqua mare e ciascuna di esse è in grado di fornire la portata di progetto necessaria al raffreddamento utenze e reintegro torri.

Dati di progetto	
Modello	350DD35
Temperatura aspirazione	19°C
Densità fluido	1.039,2 Kg/mc
Portata	1.600 mc/h
Pressione aspirazione	1,5 bar
Pressione mandata	4,05 bar
NPSH disponibile alla girante	14 metri
NPSH richiesto alla girante	10 metri
Rendimento	0,86%
Potenza assorbita	136,4 Kw
Velocità di rotazione	1.485 giri/min
Potenza motore accoppiato	175 Kw

Tabella 19

Dal collettore di mandata delle suddette pompe l'acqua di mare è distribuita ai refrigeranti ciclo chiuso, refrigeranti pompe vuoto condensatore, refrigeranti olio turbina a gas e turbina a vapore e raffreddamento olio tenute e idrogeno alternatore.

5.5.3.1 Aspetti ambientali significativi correlati

Rumore

Emissioni sonore, per la valutazione delle quali si rimanda alla sezione B14 rumore della scheda B allegata alla domanda AIA.

5.5.4 Scambiatori acqua mare

N° FASE (RIF. A25)	RIF. ELEMENTO/FASE
41	Refrigeranti olio tenute alternatore
42	Refrigeranti olio lubrificazione TV e TG
43	Refrigeranti idrogeno alternatore
44	Refrigeranti ciclo chiuso
45	Refrigeranti pompe vuoto condensatore

Il raffreddamento dei seguenti fluidi

1. olio tenute alternatore
2. olio lubrificazione TV e TG
3. Idrogeno alternatore
4. acqua (demineralizzata) di raffreddamento in ciclo chiuso
5. anello liquido (ad acqua demineralizzata) delle pompe vuoto condensatore

viene effettuato mediante scambiatori a fascio tubiero, le cui caratteristiche principali vengono descritte nelle tabelle che seguono.

C **R**

(TAG 1MKW25AC001, TAG 1MKW26AC001)

Struttura dello scambiatore	Materiale costruttivo		Tipo di Fluido e salto termico (out-in)		Velocità acqua mare
	Mantello	Tubi	lato mantello	lato tubi	
			N°2 scambiatori a fascio tubiero	Involucro: A 106 gr.B Casse acqua: S275J0 (FE 430 C), con protezione interna specifica per acqua mare	

Tabella 20

C **R** **T**

(TAG MAV22AC001, MAV22AC002)

Struttura dello scambiatore	Materiale costruttivo		Tipo di Fluido e salto termico (out-in)		Velocità acqua mare
	Mantello	Tubi	lato mantello	lato tubi	
N°2 scambiatori a fascio tubiero (in servizio al 100%) 1 passaggio lato tubi, 1 passaggio lato mantello	Involucro: P355NH UNI EN10028/3	Tubi e piastre in titanio: ASTM B265 Gr.2	Olio $\Delta T \approx -17,7^\circ C$	Acqua mare $\Delta T \approx +7^\circ C$ T out = 34 °C	2 m/s

Tabella 21

C **R** **dr**
 (TAG MKA13AC100, MKA13AC200, MKA13AC300, MKA13AC400)

Struttura dello scambiatore	Materiale costruttivo		Tipo di Fluido e salto termico (out-in)		Velocità acqua mare
	Mantello	Tubi	lato mantello	lato tubi	
N°4 scambiatori	non applicabile	titanio ASTM B338 Gr.2	Idrogeno	Acqua mare	2 m/s

Tabella 22

C **R**
 (TAG 41PGD11AC001, 41PGD12AC001)

Struttura dello scambiatore	Materiale costruttivo		Tipo di Fluido e salto termico (out-in)		Velocità acqua mare
	Mantello	Tubi	lato mantello	lato tubi	
N°2 scambiatori a fascio tubiero 4 passaggi lato tubi, 1 passaggio lato mantello	CARBON STEEL P355 NH	titanio ASTM B338 Gr.2	Acqua demi ciclo chiuso $\Delta T \approx -8 \text{ }^\circ\text{C}$	Acqua mare $\Delta T \approx +5 \text{ }^\circ\text{C}$ T out = 32 °C	2,06 m/s

Tabella 23

C **R** **d**
 (TAG 41PAB81/82 AC001)

Struttura dello scambiatore	Materiale costruttivo		Fluido lato mantello	Fluido lato tubi	Velocità acqua mare
	Mantello	Tubi			
Scambiatore a fascio tubiero Flovex	Carbon steel	Titanio	Acqua demi	Acqua di mare	1,66 m/sec

Tabella 24

5.5.4.1 Aspetti ambientali significativi correlati

Rifiuti

Dalla manutenzione periodica degli scambiatori si producono i seguenti rifiuti:

- ⇒ anodi esauriti
- ⇒ sabbia, detriti da pulizia parti lato acqua mare
- ⇒ oli da drenaggio
- ⇒ panni contaminati da olio.

Scarichi

Eventuali sversamenti di oli (per attività di manutenzione sugli scambiatori di cui alle precedenti Tabella 20 e Tabella 21) sono recapitati all'impianto di trattamento delle acque oleose.

5.5.5 *Torri di raffreddamento e bacino di raccolta*

N° FASE (RIF. A25)	RIF. ELEMENTO/FASE
40	BACINO DI RACCOLTA ACQUA MARE
39	POMPE CIRCOLAZIONE TORRI
38	TORRI DI RAFFREDDAMENTO

Lo scopo del sistema torre evaporativa è quello di provvedere al raffreddamento dell'acqua necessaria per il corretto funzionamento del sistema acqua circolazione/condensatore principale e dei circuiti di raffreddamento di turbina a gas, turbina a vapore, generatore elettrico, ciclo chiuso e pompe vuoto condensatore principale per breve periodo, in condizione di emergenza.

La torre evaporativa installata è del tipo a tiraggio meccanico indotto e provvede alla quantità di aria necessaria al raffreddamento mediante ventilatori azionati da motore elettrico a doppia velocità.

La torre di raffreddamento è stata dimensionata per condizioni di bulbo umido abbastanza elevate, cioè per periodi estivi abbastanza caldi, per cui risulta possibile ricorrere a diversi assetti a seconda della temperatura e umidità esterna e risparmiare energia elettrica fermando uno o più ventilatori nelle condizioni più favorevoli.

Nella torre di raffreddamento i flussi di acqua e di aria sono opposti, cosicché l'acqua raffreddata che lascia il pacco di scambio termico è in contatto con l'aria che entra nello stesso, mentre l'acqua calda che entra nel pacco è in contatto con l'aria calda che lascia lo stesso pacco.

Nella torre di raffreddamento di tipo WET, come quella installata, l'acqua affluisce nel collettore d'alimentazione acqua calda e mediante un sistema di ugelli spruzzatori a gravità viene distribuita nella sezione WET (pacco di scambio). L'acqua raffreddata nel pacco di scambio viene raccolta nella vasca dell'acqua fredda e quindi rinviata mediante pompe adeguate alle utenze da raffreddare.

Il percorso dell'aria, essendo la torre a tiraggio indotto, è con flusso in controcorrente caratterizzato dal flusso di aria generato dai vari ventilatori installati in ogni cella. Il flusso d'aria, infatti, attraversa la sezione WET in controcorrente rispetto al flusso dell'acqua e garantisce, mediante scambio termico per evaporazione il raffreddamento.

La massa d'aria in uscita dalle celle è tipicamente satura al 100% di vapore.

Il livello della vasca acqua torre viene mantenuto costante e parzialmente ricambiata, dal reintegro dell'acqua proveniente dal sistema di make-up per una quantità a progetto di 1600 mc/h.

Il sistema torre evaporativa consiste nei seguenti componenti:

- N°6 celle per raffreddamento
- N°6 ventilatori per tiraggio indotto
- N°1 vasca di raccolta acqua raffreddata
- N°1 pozzo di aspirazione pompe acqua di circolazione al condensatore principale
- N°1 tubazione di adduzione acqua di reintegro
- un sistema di regolazione del livello a stramazzo.

Di seguito si riportano le principali caratteristiche operative della torre di raffreddamento.

Tabella 25		PRINCIPALI CARATTERISTICHE OPERATIVE DELLA TORRE DI RAFFREDDAMENTO	
Tipo di torre	A tiraggio meccanico, controcorrente A ciclo chiuso, con reintegro		
N° torri	1		
N° celle per torre	6		
Tipo di riempimento	Corpi di riempimento di tipo "splash" (forma del tipo "a mattonella"), costituiti da polipropilene. Tali corpi sono impilati uno sopra l'altro, e mantenuti aggregati da una struttura di sostegno in legno con fili metallici in inkonel		
Portata totale acqua circolante in torre	17.844	mc/h	
Temperatura acqua in ingresso	38,61	°C	
Temperatura acqua in uscita	28	°C	
Riscaldamento dell'acqua nella torre	ca	10,61	°C
Potenza termica da smaltire	219,6		MW
Acqua di reintegro ¹⁹	1.600		mc/h
Blow-down	1.340		mc/h
Perdite per evaporazione (rispetto all'acqua circolante in torre)	1,457%		sull'acqua circolante in torre, ovvero 260 mc/h
Perdite per trascinarsi – drift (rispetto all'acqua circolante in torre)	0,002 %		sull'acqua circolante in torre, ovvero 0,357 mc/h
Rapporto di concentrazione ²⁰	1,2 - 1,4		
Caratteristiche generali tiraggio:			
N° ventilatori per cella	1		
Diametro esterno girante ventilatore	9,144	m	
Portata aria per ogni cella	608	mc/s	
Velocità uscita aria	50,6	m/s	

5.5.5.1 Aspetti ambientali significativi correlati

Emissioni in atmosfera

Emissione in atmosfera di vapore d'acqua ed aerosol salino (drift).

Energia (rilascio)

Rilascio in atmosfera del contenuto termico associato al vapore.

Rifiuti

Dalle attività di manutenzione del bacino di raccolta torri si produce il seguente rifiuto: sabbia, identificata come "terre e rocce" CER 170504.

Rumore

Emissioni sonore, per la valutazione delle quali si rimanda alla sezione B14 rumore della scheda B allegata alla domanda AIA.

Scarichi

Scarico continuo di acqua di raffreddamento dalle torri pari a 1339,6 m³/h (scarico parziale AR1).

¹⁹ Si fa presente che il valore di portata dell'acqua di reintegro è condizionato dalla portata resa disponibile dal circuito acqua mare Solvay; pertanto esso non subisce variazioni significative nel corso dell'anno. Il parametro operativo che varia nel tempo è invece la quantità di evaporato dalle torri, dipendente, oltre che dalle condizioni atmosferiche, dal carico termico che le stesse devono smaltire.

²⁰ La portata di acqua di reintegro (W make-up) deve compensare le perdite dovute a evaporazione (We), trascinarsi (W drift) e blowdown (Wb). Il rapporto di concentrazione viene definito come il rapporto tra quantità di solidi disciolti nell'acqua di ricircolo, rispetto ai solidi disciolti nell'acqua di reintegro. La quantità di acqua di reintegro può essere calcolata dalla seguenti relazioni :

$$W \text{ make-up} = W_e + W_{\text{drift}} + W_b$$

$$\text{Rapporto di concentrazione (R.C.)} = (W_e + W_b)/W_b, \quad \text{ovvero R.C.} = (W \text{ make-up} - W_{\text{drift}}) / W_b$$

SECTRA SpA - Procedimento di Autorizzazione Integrata Ambientale

5.6.1 Trattamento acque oleose e vasca raccolta acque meteoriche

N° FASE (RIF. A25)	RIF. ELEMENTO/FASE
74	Vasca raccolta acque meteoriche
75	Separatore fanghi
76	Separatore olio
77	Separatore a pacco lamellare
78	Separatore olio
79	Acqua chiarificata all'effluente
80	Estrazione olio
81	Serbatoio olio esausto

La vasca di raccolta acque meteoriche da 150 m³ raccoglie le acque meteoriche di dilavamento dell'area centrale CHP.

Il sistema di trattamento acque oleose provvede alla raccolta, separazione, trattamento e scarico residui e acqua separate proveniente dalla raccolta di acqua meteoriche e acqua da scarichi oleosi ed è composto da:

- un bacino di raccolta e separazione a tre stadi degli arrivi acque oleose e acque di prima pioggia composto da:
 - o una sezione di raccolta e sedimentazione dotata di pompa scarico fanghi (primo stadio)
 - o una sezione dotata di diaframmi di scolmatura regolabili con separazione della fase oleose mediante un sistema di recupero olio in superficie (skimmer) (secondo stadio)
 - o una sezione di raccolta e trasferimento acque oleose (terzo stadio).
- due pompe al 100% della portata nominale di travaso acqua oleose alla vasca di separazione a moduli CPS
- un circuito di iniezione demulsionante sulla mandata delle pompe travaso acqua oleose composto da serbatoio preparazione/stoccaggio reagente, agitatore e pompa dosatrice.
- un circuito di misura della portata delle pompe di travaso
- una vasca di separazione a moduli CPS con skimmers superficiali a monte e valle dei moduli
- due pompe di scarico acqua chiarificata ognuna al 100% della portata nominale con mandata allo scarico effluenti della SOLVAY.

5.6.1.1 Aspetti ambientali significativi correlati

Rifiuti

Dall'impianto di trattamento acque oleose e dalle operazioni di spurgo dei pozzetti della fognatura acque oleose si genera il rifiuto "acque oleose" (CER 160708*).

Scarichi

Scarico parziale discontinuo di acque reflue industriali (scarico parziale AI2).

5.6.2 Trattamento di neutralizzazione acque acide/alcaline

N° FASE (RIF. A25)	RIF. ELEMENTO/FASE
73	Impianto di neutralizzazione

Il sistema provvede alla raccolta e neutralizzazione degli scarichi chimici di centrale ed è composto da:

- una vasca di neutralizzazione che raccoglie tutti i drenaggi chimici di centrale corredata da un sistema di miscelazione mediante ricircolo dalla mandata delle pompe di ricircolazione / scarico effluenti
- due pompe di ricircolazione/scarico effluente ognuna al 100% della portata di progetto
- un circuito di iniezione con acido cloridrico composto da serbatoio di stoccaggio, serbatoio di tenuta sfiato/troppo pieno e valvola regolante per il dosaggio alla vasca di neutralizzazione
- un serbatoio di stoccaggio soda caustica, un riscaldatore elettrico interno al serbatoio e una valvola di dosaggio alla vasca di neutralizzazione
- un circuito di lavaggio delle linee acido e soda e mandata pompe di ricircolo/scarico alimentato dal sistema acqua potabile
- uno scarico di additivo acido solforico di emergenza dalla vasca raccolta acido.

Lo scarico dell'effluente al sistema di scarichi dell'impianto SOLVAY avviene solo se i valori di neutralizzazione risultano corretti ed entro i limiti di legge (valore pH tra 6 e 9).

5.6.2.1 Aspetti ambientali significativi correlati

Scarichi

Scarico parziale discontinuo di acque reflue industriali (scarico parziale AI1).

□□□ SISTEMI ELETTRICI

Il sistema elettrico comprende la Centrale ROSELECTRA SpA, costituita da un montante di macchina con relativa distribuzione MT/BT, e la nuova Sottostazione 380 kV, doppia sbarra a quattro baie, allacciata alla rete nazionale.

Il collegamento a 380 kV tra centrale e sottostazione elettrica è realizzato in cavo, lungo circa 1300 m.

L'unità di generazione è di tipo "single-shaft", in cui la turbina a gas è accoppiata alla turbina a vapore con un unico generatore, ad estremità opposte dell'albero dello stesso.

Lo schema elettrico di Centrale comprende un generatore a 20 kV, il condotto sbarre a fasi isolate, l'interruttore di macchina, il trasformatore elevatore, il trasformatore di unità (collegato in derivazione al condotto sbarre principale con un ramo derivato), il trasformatore di emergenza (con primario a 30 kV alimentato dalla vicina Cabina di Mondiglio) e la distribuzione MT/BT. Il centro stella del generatore è messo a terra tramite un trasformatore monofase, caricato con una resistenza al secondario.

Il neutro AT del trasformatore elevatore è a terra.

La stazione elettrica 380kV sorge su un'area di circa 18.000 m² elettromeccanicamente è configurata come una stazione ENEL 380kV, ed infatti è stata progettata applicando gli standard di unificazione ENEL, TERNA e GRTN.

Analogamente il nuovo collegamento tra la Sottostazione ROSEN e la nuova Sottostazione ROSIGNANO è realizzato in cavo 380 kV, di lunghezza circa 220 m.

I sistemi elettrici di unità e comuni di Centrale e di Sottostazione operano con i seguenti livelli di tensione:

- S□□□□ □ □ □□, per alimentare i motori di potenza nominale superiore a 200 kW ed i trasformatori di distribuzione MT/BT in resina)
- S□□□□ □ □ □□ □, per alimentare i motori di potenza nominale fino a 200 kW, i caricabatteria del sistema in corrente continua, il sistema luce, il sistema di ventilazione e riscaldamento ecc.
- S□□□□ □ □ □□ □cc in Centrale (corrispondente alla Sala Batterie – zona CHP), per alimentare i motori di emergenza (pompa dell'olio di lubrificazione cuscinetti, pompa olio tenute idrogeno ecc.), i circuiti di controllo dei quadri elettrici e delle protezioni, il sistema ininterrompibile in corrente alternata (UPS) ecc
- S□□□□ □ □ □□ □□□ ininterrompibile in Centrale, per alimentare il sistema di controllo (DCS) ed i relativi armadi
- S□□□□ □ □ □□ □□□ in Sottostazione (corrispondente alla Sala Batterie – zona sottostazione elettrica), per alimentare i circuiti di controllo dei quadri elettrici e delle protezioni, il sistema ininterrompibile in corrente alternata (UPS) di Sottostazione ecc
- S□□□□ □ □ □□ □□□ ininterrompibile in Sottostazione, per alimentare le stazioni operatore ed il server del sistema di controllo di sottostazione, il pannello di acquisizione dell'oscilloperturbografia, la luce esterna di sicurezza ecc.

5.7.1 Interruttore di macchina

N° FASE (rif. A25)	RIF. ELEMENTO/FASE
31	Interruttore di macchina

Nell'interruttore il gas ad effetto serra esafluoruro di zolfo SF6 (contenuto all'interno dell'isolatore a dischi in porcellana) viene utilizzato in quanto capace di rompere eventuale archi elettrici che si dovessero formare tra parti a diversa tensione, mentre una molla è utilizzata nel circuito di comando del pistone per la chiusura/apertura dell'interruttore.

La quantità di SF6 contenuta nell'interruttore risulta pari a:

T□□ d□□□□rr□□□□r□	C□r□□□r□□□□□ d□□□□r□□□□ S□□
Polo di interruttore a 20 KV, (tipo ABB HECS-130L)	Pressione del gas 6,2 bar, temperatura 22°C, densità 40,7 kg/m ³

Il numero complessivo di poli di interruttore presenti è pari a: n°1 stallo da n°3 poli a 20 kV.

L'interruttore è dotato di manometro, con indicazione visiva della pressione del gas SF6. Allo strumento è collegato il sistema di controllo che attiva contemporaneamente un allarme locale nell'edificio protezioni ausiliarie presso la sottostazione, nonché un allarme di tipo cumulativo in Sala Controllo al sistema DCS, quando la pressione del gas scende alla soglia di allarme.

Al raggiungimento della pressione di blocco per l'SF6 si ha il blocco (ovvero l'apertura) dell'interruttore.

5.7.1.1 Aspetti ambientali significativi correlati

Emissioni in atmosfera (gas serra)

L'eventuale diminuzione della pressione del gas SF6 (sino al raggiungimento della soglia di allarme), potrebbe essere correlata a fughe di gas/problematiche di tenuta nel circuito.

Le modalità di controllo adottate da ROSELECTRA SpA per prevenire fughe di SF6 sono indicate nella seguente tabella.

Tipo di emissione	Modalità di controllo
Perdite di gas dai circuiti di isolamento elettrico di interruttori e trasformatori (SF6)	<p>Il gas utilizzato nei circuiti di isolamento elettrico di interruttori e trasformatori (SF6) viene acquistato in bombole da personale Rosen e conservato in specifica area presso il magazzino della Centrale. I circuiti sono sottoposti a controlli che permettono di individuare, gestire e risolvere eventuali anomalie, prima che esse diano origine a situazioni di emergenza ambientale (es. perdita dell'intera quantità di gas contenuta in un circuito per rottura dello stesso o di parti di esso) che prevedono:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Monitoraggio in continuo, da Sala Controllo tramite il sistema DCS (dove giungono i segnali di allarme di tipo cumulativo correlati alla bassa pressione SF6) - Ispezione mensile, da parte di Ditta incaricata dell'attività di manutenzione elettrica. <p>Le operazioni di rabbocco vengono svolte a cura della ditta incaricata delle attività di manutenzione elettrica, utilizzando le bombole di SF6 presenti in stabilimento.</p> <p>Le operazioni di riempimento del circuito vengono svolte quando a seguito di un intervento di riparazione dell'impianto si è reso necessario svuotare il circuito isolante.</p> <p>I consumi di SF6 a seguito delle operazioni di rabbocco/riempimento vengono registrati dalla stessa ditta su specifico modulo predisposto e conservato a cura del tecnico preposto del Serv. Op. Manutenzione Elettrica.</p>

Tabella 26

5.7.2 TRASFORMATORI ZONA CENTRALE CHP

N° FASE (rif. A25)	RIF. ELEMENTO/FASE
32	TRASFORMATORE ELEVATORE (MT/AT)
35	TRASFORMATORE DI UNITA' (MT/MT)
36	TRASFORMATORE DI EMERGENZA (MT/MT)
37	VASCA RACCOLTA OLIO E ACQUE METEORICHE

La configurazione dei trasformatori presenti in area CHP è la seguente:

1. il *trasformatore elevatore* 41BAT01 con collegamento alla sottostazione elettrica Roselectra a mezzo cavo di alta tensione. Dal lato 20 kV la configurazione prevede il collegamento (a T via bus duct 20 kV) al trasformatore d'unità 41BBT01 ed il collegamento (tramite il condotto principale) al sezionatore di linea del Generatore
2. per il *trasformatore d'unità* 41BBT01 si ha collegamento a T, a mezzo bus duct 20 KV, tra il lato 20 KV del trasformatore elevatore 41BAT01 ed il suo lato media tensione 20 KV e, inoltre, collegamento a mezzo cavi 7,2 KV tra il suo lato 6 KV e l'interruttore d'ingresso principale del quadro 41BBE01
3. per il *trasformatore d'emergenza* 41BCT01 si ha collegamento a mezzo cavi 30 KV tra il lato 30 KV del trasformatore elevatore 41BAT01 e l'arrivo da Mondiglio e collegamento a mezzo cavi 7,2 KV tra il suo lato 6 KV e l'interruttore d'ingresso d'emergenza del quadro 41BBE01.

Oltre ai trasformatori sopraindicati risultano presenti trasformatori ausiliari MT/BT in resina (41BFT01, 41BFT02, 41BHT01, 41BHT02, 41BHT04), installati all'interno di involucri nelle sale quadri dei vari edifici di pertinenza, il cui scopo è alimentare i quadri principali del sistema 400 V.

Nella tabella seguente si riportano le principali caratteristiche dei trasformatori in olio presenti presso la zona centrale CHP:

N°	Sigla	Matricola	Marca	Anno costruz.	Potenza	Olio diatermico
1	TR ELEVATORE	100291	ABB	2005	480 MVA (ODAF)	60.000 kg
2	TR DI UNITÀ (AUX)	83026	SEA	2005	14 MVA (con sistema di raffreddamento tipo ONAN) 18 MVA (con sistema di raffreddamento tipo ONAF)	6.000 kg
3	TR D'EMERGENZA	64502	OCREV	2005	5 MVA (ONAN)	2.300 kg

Tabella 27

5.7.2.1 Aspetti ambientali significativi correlati

Rumore

Emissioni sonore, per la valutazione delle quali si rimanda alla sezione B14 rumore della scheda B allegata alla domanda AIA.

Scarichi

Ogni trasformatore è dotato di un proprio pozzetto per la raccolta delle acque meteoriche di dilavamento del macchinario e di eventuali sversamenti a terra di olio dielettrico.

I pozzetti si collegano alla vasca di raccolta delle acque oleose.

Sostanze pericolose (PCB/PCT)

In riferimento alla normativa inerente i PCB/PCT si rileva che i tre trasformatori contenenti olio diatermico sono stati sottoposti ad analisi in data 13.12.2006 [R4], rilevando una concentrazione di PCB/PCT minore di 2 mg/kg, ovvero inferiore alla soglia limite di 50 mg/kg, oltre la quale si considerano contaminate da PCB/PCT.

5.7.3 INTERRUTTORE 380 kV

N° FASE (rif. A25)	RIF. ELEMENTO/FASE
33	INTERRUTTORE 380 kV

Nell'interruttore il gas ad effetto serra esafluoruro di zolfo SF6 (contenuto all'interno dell'isolatore a dischi in porcellana) viene utilizzato in quanto capace di rompere eventuale archi elettrici che si dovessero formare tra parti a diversa tensione, mentre una molla è utilizzata nel circuito di comando del pistone, per la chiusura/apertura dell'interruttore.

La quantità di SF6 contenuta nell'interruttore risulta pari a:

T	S
Polo di interruttore a 380 KV (tipo SIEMENS 3AP2 F1 da 420 kV)	14.9 kg di SF6 a 6 bar e 20°C

Il numero complessivo di poli di interruttore presenti nella zona sottostazione elettrica è pari a:

n°4 stalli da n°3 poli a 380 kV (quantità totale gas SF6 = 4*3*14.9 = 178.8 kg)

Ogni interruttore è dotato di manometro, con indicazione visiva della pressione del gas SF6. Allo strumento è collegato il sistema di controllo che attiva contemporaneamente un allarme locale nell'edificio protezioni ausiliarie presso la sottostazione, nonché un allarme di tipo cumulativo in Sala Controllo al sistema DCS, quando la pressione del gas scende alla soglia di allarme.

Al raggiungimento della pressione di blocco per l'SF6 si ha il blocco (ovvero l'apertura) dell'interruttore.

5.7.3.1 Aspetti ambientali significativi correlati

Emissioni in atmosfera (gas serra)

L'eventuale diminuzione della pressione del gas SF6 (sino al raggiungimento della soglia di allarme), potrebbe essere correlata a fughe di gas/problematiche di tenuta nel circuito.

Le modalità di controllo adottate da ROSELECTRA SpA per prevenire fughe di SF6 sono indicate nella Tabella 26.

5.7.4 Trasformatori amperometrici "ta"

N° FASE (rif. A25)	RIF. ELEMENTO/FASE
34	TRASFORMATORI AMPEROMETRICI "TA"

Nei trasformatori amperometrici il gas SF6 è utilizzato per l'isolamento interno di alta tensione.

La quantità di SF6 contenuta nei trasformatori risulta pari a:

T	S
TA da 380 kV (TAGa 420 Nuova Magrini Galileo)	18 kg

Il numero complessivo di trasformatori TA presenti nella zona sottostazione elettrica è pari a:

n°4 stalli da n°3 trasformatore a 380 kV (quantità totale gas SF6 = 3*4*18 = 216 kg)

Il livello di isolamento interno viene controllato in continuità a distanza mediante un manometro a contatti, dotato di una soglia di allarme e di blocco per minima pressione.

Al raggiungimento della pressione di blocco si ha l'apertura dell'interruttore collegato al TA.

5.7.4.1 Aspetti ambientali significativi correlati

Emissioni in atmosfera (gas serra)

L'eventuale diminuzione della pressione del gas SF6 (sino al raggiungimento della soglia di allarme), potrebbe essere correlata a fughe di gas/problematiche di tenuta nel circuito.

Le modalità di controllo adottate da ROSELECTRA SpA per prevenire fughe di SF6 sono indicate nella Tabella 26.

5.7.5 Sala Batterie - CHP

N° FASE (RIF. A25)	RIF. ELEMENTO/FASE
66	SALE BATTERIE - CHP

Le due Sale Batterie presenti nell'area centrale CHP (sistema 220 Vcc di centrale) garantiscono in caso di emergenza l'alimentazione elettrica per il funzionamento degli ausiliari elettrici asserviti ai circuiti di comando a bassa tensione.

Le due sale batterie ospitano un banco di batterie ciascuna, rispettivamente 41BTA10 e 41BTA11, composto da 108 elementi cadauno. Le batterie sono del tipo al piombo acide, marca FIAMM (SGH33D NP 2V 1600Ah/10h).

L'attività di ispezione periodica delle Sale Batterie, prevedendo il controllo visivo del livello del liquido elettrolita delle celle con eventuale rabbocco, misura della tensione ai capi di ogni elemento, misura della densità e della temperatura del liquido di ogni elemento, consente comunque di individuare preventivamente eventuali danneggiamenti delle stesse ed intervenire prima che diano luogo a problemi specifici.

5.7.5.1 Aspetti ambientali significativi correlati

Emissioni in atmosfera

Allo scopo di evitare la formazione di miscela esplosiva ed evacuare i fumi corrosivi, sono presenti in ciascuna Sala Batterie, due estrattori (uno in funzionamento e l'altro di riserva). L'emissione generata dall'estrattore si considera poco significativa.

5.7.6 Sala Batterie - sottostazione elettrica

N° FASE (RIF. A25)	RIF. ELEMENTO/FASE
67	SALA BATTERIE - sottostazione elettrica

La Sala Batterie (sistema 110 Vcc di sottostazione) garantisce in caso di emergenza l'alimentazione elettrica per il funzionamento degli ausiliari elettrici asserviti ai circuiti di comando a bassa tensione.

La sala batterie ospita due banchi di batterie 00BTB10 e 00BTB11 composto ognuno da 55 elementi ermetici ed alloggiati in apposito armadio. Le batterie sono del tipo a secco (FIAMM MONOLITE 2SLA300 2V 300Ah/10h), pertanto si considera assente il rischio di sversamenti di liquido. L'attività di ispezione periodica della Sala Batterie, prevedendo il controllo visivo di integrità delle celle, consente comunque di individuare preventivamente eventuali danneggiamenti delle stesse ed intervenire prima che diano luogo a problemi specifici.

5.7.6.1 Aspetti ambientali significativi correlati

Emissioni in atmosfera

Allo scopo di evitare la formazione di miscela esplosiva ed evacuare i fumi corrosivi sono presenti nel locale due estrattori (uno in funzionamento e l'altro di riserva). L'emissione generata dall'estrattore si considera poco significativa.

5.7.7 Generatore diesel di emergenza

N° FASE (RIF. A25)	RIF. ELEMENTO/FASE
68	GENERATORE DIESEL DI EMERGENZA

Il generatore diesel di emergenza è costituito da un gruppo elettrogeno da 800 kVA (costruttore CTM, Mod. MT925A, S/N 5897) collocato in un container insonorizzato, dotato di serbatoio esterno di servizio per lo stoccaggio del gasolio da 2000 litri.

Il gruppo elettrogeno viene messo in servizio soltanto in occasione della prova di funzionamento mensile (con durata della marcia pari a 5 minuti).

5.7.7.1 Aspetti ambientali significativi correlati

Emissioni in atmosfera

Emissione in atmosfera dei prodotti derivanti dalla combustione del gasolio (CO₂, CO, NO_x, particolato). Considerando la durata limitata dell'emissione in condizioni di normale esercizio, l'impatto sulla matrice ambientale aria, associato alla combustione, si può considerare trascurabile.

Il quantitativo di CO₂ risulta comunque indicato annualmente sulla "Dichiarazione convalidata su quote CO₂ ex Direttiva ETS" e nell'anno 2007 è stato pari a 2.150 kg.

Energia (consumi)

Consumo di gasolio.

In base al valore del consumo specifico a pieno carico del motore, stimato pari a 133,58 kg gasolio/h, considerando che la prova di funzionamento viene svolta con un carico fittizio, si può considerare un consumo di gasolio trascurabile.

Rifiuti

L'apparecchiatura viene sottoposta a manutenzione periodica, nell'ambito della quale sono generati i seguenti rifiuti:

- oli esausti
- filtri esausti (olio, aria, gasolio).

Scarichi

Il serbatoio di stoccaggio del gasolio è posizionato all'interno di un bacino di contenimento collegato alla rete acque oleose, dove recapiterebbero eventuali sversamenti accidentali.

□□□ □□□□□ □d□□□ □□□□□ □□□□□r□

5.8.1 Sistema campionamento flussi di processo

N° FASE (RIF. A25)	RIF. ELEMENTO/FASE
56	SISTEMA CAMPIONAMENTO

Il sistema di campionamento provvede al monitoraggio del fluido di processo nei seguenti punti:

- Mandata pompe estrazione
- Acqua corpo cilindrico di alta pressione
- Acqua corpo cilindrico di media pressione
- Acqua corpo cilindrico di bassa pressione
- Vapore di alta pressione
- Vapore di media pressione
- Vapore di bassa pressione
- Pozzo caldo condensatore
- Scarico acqua di torre .

Su ogni linea è installa una collana cationica per il rilievo mediante analizzatore della conducibilità acida del fluido di processo.

Nelle seguenti colonne di campionamento viene monitorato mediante analizzatore il pH del fluido di processo:

- Mandata pompe estrazione
- Corpo cilindrico di alta pressione
- Corpo cilindrico di media pressione
- Corpo cilindrico di bassa pressione
- Scarico acqua di torre

Dal corpo cilindrico di bassa pressione viene monitorato mediante analizzatore anche il contenuto di ossigeno O₂. Dallo scarico dalla torre di raffreddamento viene monitorata mediante analizzatore la quantità di cloro residua. Nelle seguenti colonne viene monitorato mediante analizzatore la quantità di silice (SiO₂) trasportata dal fluido di processo:

- Corpo cilindrico di alta pressione
- Corpo cilindrico di media pressione
- Vapore di alta pressione
- Vapore di media pressione

Per ogni presa campione di fluido caldo è previsto il sistema di raffreddamento mediante scambiatore raffreddato dal ciclo chiuso di impianto. Ogni linea di campionamento è principalmente costituita da:

- Valvole di isolamento del campione
- Valvole di drenaggio
- Valvole di raffreddamento del campione
- Filtro del fluido campionato
- Valvole a solenoide di isolamento campione per alta temperatura
- Valvole a spillo per regolazione portata
- Valvole auto-regolatrici di pressione del campione
- Colonna di resina cationica
- Pompe di rilancio campione

5.8.2 Sistema iniezione chimica

N° FASE (rif. A25)	RIF. ELEMENTO/FASE
88	Sistema iniezione chimica

Il sistema ha il compito di condizionare, mediante l'aggiunta di opportuni prodotti chimici, i circuiti delle acque di processo di seguito indicati, al fine di garantire il buon funzionamento dell'impianto, prevenire fenomeni di corrosione che potrebbero manifestarsi nella vita dell'impianto, e/o assicurare il rispetto dei limiti normativi allo scarico:

- fluido di processo del ciclo termico ed acqua di raffreddamento del ciclo chiuso
- acqua mare di reintegro e di circolazione torri
- acque reflue industriali (acque oleose ed acque acide/alcaline).

La logica di funzionamento del sistema è "manuale", nel senso che l'operatore deve manualmente agire sulla regolazione della portata delle pompe dosatrici, ottimizzata in base ai parametri chimici dell'acqua; questi ultimi sono misurati sia attraverso la strumentazione di analisi on-line, che trasmette le misure al sistema DCS, che attraverso determinazioni analitiche effettuate da personale specializzato.

Il sistema di iniezione chimica per la protezione delle leghe in rame degli scambiatori del sistema di raffreddamento in ciclo chiuso (vedi paragrafo 5.5.4) è l'unico che effettua il dosaggio in modo discontinuo su un'apparecchiatura ferma. Prima di ogni messa in stand-by di uno scambiatore, il serbatoio di riciclo viene svuotato e riempito con inibitore fresco, che viene fatto ricircolare mediante pompe per un tempo prestabilito.

5.8.2.1 Caratteristiche aree di stoccaggio di additivi chimici

I serbatoi presenti nello stabilimento sono costituiti da serbatoi fissi cilindrici, fusti e cisternette omologate, tutti di volume non importante: $V = 0,15 - 10 \text{ m}^3$.

I serbatoi di prodotti chimici ed i sistemi di alimentazione degli impianti utilizzati per il trattamento delle acque di processo/acque reflue sono gestiti da una ditta esterna specializzata, con la quale ROSELECTRA SpA ha stipulato un apposito contratto di "Global Service".

Dai serbatoi i liquidi sono alimentati all'impianto con piccole pompe dosatrici regolate manualmente. Non vi sono altri collegamenti con l'impianto.

I serbatoi sono segnalati con l'indicazione del "TAG", del prodotto contenuto e della sua pericolosità.

I serbatoi sono dotati di bacini di contenimento, nonché, per i prodotti più critici, di paratie antigetto.

Per informazioni di dettaglio circa la tipologia di prodotti stoccati, le caratteristiche di pericolosità e le caratteristiche dei serbatoi di stoccaggio dei predetti additivi si rimanda alla sezione B13 della scheda B (della domanda di rinnovo AIA).

5.8.2.2 Aspetti ambientali significativi correlati

Emissioni in atmosfera

Durante le operazioni di carico/scarico dei serbatoi di stoccaggio degli additivi chimici si genera un'emissione diffusa tramite gli sfiati (ove presenti sui serbatoi). Tali emissioni si possono ritenere poco significative, in considerazione della bassa frequenza di tali operazioni e del volume limitato dei serbatoi stessi.

Inoltre le emissioni si considerano poco significative in quanto rientranti nelle tipologie previste dall'art.269 D.Lgs. 152/2006 c.14 lett. I (impianti di emergenza e di sicurezza, non soggetti ad autorizzazione).

Rifiuti

In caso di sversamenti di prodotti chimici di entità significativa (ovvero la quantità di liquido contenuta nel bacino/pozzetto valvolato permette il suo recupero tramite aspirazione con apposita pompa), il prodotto viene possibilmente riutilizzato o altrimenti gestito quale rifiuto.

Scarichi

Le acque meteoriche di dilavamento della zona di stoccaggio sono intercettate dai bacini di contenimento valvolati, collegati alla rete acque oleose o acide/alcaline, come indicato nelle precedenti tabelle.

5.8.3 SISTEMA ACQUA SERVIZI

N° FASE (rif. A25)	RIF. ELEMENTO/FASE
83	SISTEMA ACQUA SERVIZI

Il sistema fornisce acqua industriale alle sottoelencate aree di centrale:

- area generatore a recupero
- area sistema campionamento
- area sistema iniezione chimica
- area caldaia ausiliaria
- area filtrazione e riduzione gas naturale
- area turbogas
- area generatore elettrico e turbina a vapore
- area ciclo termico
- area torre di raffreddamento
- area trattamento scarico acqua oleose
- area sala batterie.

5.8.4 SISTEMA DISTRIBUZIONE ACQUA DEMINERALIZZATA

N° FASE (rif. A25)	RIF. ELEMENTO/FASE
82	SISTEMA DISTRIBUZIONE ACQUA DEMINERALIZZATA

Il sistema provvede direttamente al riempimento del condensatore principale, al reintegro delle perdite dall'impianto e dopo l'attraversamento di un refrigerante alimentato dal ciclo chiuso ad alimentare:

- i serbatoi di preparazione reagenti del sistema iniezione chimica
- il livello della cassa compenso ciclo chiuso
- il sistema di lavaggio compressore turbogas
- il sistema di trattamento acque.

5.8.5 SISTEMA ACQUA DI RAFFREDDAMENTO IN CICLO CHIUSO

N° FASE (rif. A25)	RIF. ELEMENTO/FASE
64	Serbatoio accumulo
63	Pompe
44	Refrigeranti ciclo chiuso
57	Raffreddamento tenute pompe alimento AP
58	Raffreddamento tenute pompe ricircolo GVR
59	Refrigeranti blow-down GVR
60	Refrigeranti campionamento
61	Refrigeranti acqua demi
62	Raffreddamento banco analisi caldaia ausiliaria

Il sistema è in grado di raffreddare tutte le utenze asservite nelle condizioni più severe di funzionamento cioè al massimo carico previsto e alla temperatura ambiente più gravosa.

Il sistema è composto da due pompe centrifughe di tipo orizzontale, ciascuna con capacità del 100% del valore nominale dell'impianto, per cui una è normalmente in servizio e la seconda è in stand-by.

Due scambiatori del tipo a fascio tubero sono previsti di cui uno normalmente in funzionamento che provvede a mantenere nei limiti di progetto la temperatura dell'acqua in circolazione all'ingresso alle utenze asservite.

Un serbatoio di accumulo è previsto al punto più alto del sistema e collegato al collettore di aspirazione delle pompe in modo da reintegrare con sistema a gravità eventuali piccole perdite d'acqua di raffreddamento nel circuito o nelle utenze. L'acqua di reintegro della suddetta cassa proviene dal sistema distribuzione acqua demineralizzata attraverso una valvola pneumatica di regolazione del livello.

L'acqua circolante nel sistema è opportunamente additivata con componenti anticorrosione onde evitare danneggiamento degli scambiatori delle varie utenze.

5.8.6 SISTEMA TELERISCALDAMENTO

N° FASE (rif. A25)	RIF. ELEMENTO/FASE
16	N°2 pompe di circolazione (NDC10, NDC20), da 113 m ³ /h
17	Cassa spurghi NAB01BB001
18	N°3 scambiatori (NDA10, NDA20, NDA30) da 3,3 MW/cad
19	Vaso espansione VE1 (4 m ³ , 4 bar, 160°C)
20	Serbatoio reintegro VE2 (20 m ³ , 1 atm)
21	N°2 pompe pressurizzazione (NDK10, NDK20) da 4 m ³ /h cad.

La centrale Roselectra fornisce acqua surriscaldata per l'alimentazione di una rete di teleriscaldamento alla quale risultano ad oggi allacciati gli edifici di seguito elencati – in gran parte pubblici - localizzati nella frazione Solvay di Rosignano (per approfondimenti si veda la relazione tecnica "Autorizzazioni di tipo edilizio correlate al sistema di teleriscaldamento" [R5] e la "Planimetria generale rete – teleriscaldamento in Rosignano Solvay" [A5]):

Descrizione edificio	Periodo di attivazione del teleriscaldamento
Edificio 1 – Scuole Fattori A e Fattori B	Novembre 2008
Edificio 4 - Asilo nido Mammolo	
Edificio 7 – Campo sportivo	
Edificio 9 – Palazzetto dello sport/REA	
Edificio 13 – Plesso Rodari	
Edificio 16 – Scuole Solvay	
Edificio 10 – Istituto Mater Misericordiae	
Edificio 12 - Materna Via Veneto	Novembre 2009
Edificio 5 - Asilo nido Nghe'	
Edificio 11 - Scuola Europa	
Edificio 14 -Palestra Lillatro.	
Edificio 8 - Ex IPSIA	Febbraio 2010
Edificio 15 – ITI	Marzo 2010
Edificio 17 - Commissariato	Allacciamento predisposto; attivazione della fornitura da stabilirsi a cura dell'utente

Il sistema di Teleriscaldamento è in grado di riscaldare l'acqua circolata da una temperatura di ingresso di 75°C a circa 125°C mediante scambiatori di calore alimentati in condizioni normali dal vapore prelevato dalla sezione di bassa pressione della caldaia a recupero, ed in condizioni di emergenza dalla caldaia ausiliaria dell'impianto oppure da Solvay; ognuna delle tre linee è provvista di valvola di isolamento motorizzata.

Il sistema di Teleriscaldamento è costituito dai seguenti componenti:

- una centrale di produzione acqua surriscaldata, posta all'interno della Centrale ROSELECTRA SpA
- una rete di distribuzione
- sottocentrali di edificio collegate verso gli utenti, in modo da poter usufruire degli impianti di riscaldamento esistenti
- un sistema di supervisione e controllo situato all'interno di una sala di controllo, posizionata in edificio di proprietà comunale (ex cogeneratore REA).

La centrale di produzione di acqua surriscaldata è composta nello specifico dalle seguenti apparecchiature:

- n°3 scambiatori di calore vapore/acqua, da 3,3 MWt ciascuno, funzionanti in parallelo, di tipo orizzontale con fascio tubero a tubi a U, a quattro passi, con sezione condensante lato vapore. Normalmente uno scambiatore è in stand-by. Ciascuno scambiatore è dotato di valvole di isolamento motorizzate lato acqua di teleriscaldamento e da un by-pass degli stessi

Sistema di teleriscaldamento - caratteristiche scambiatori vapore/acqua surriscaldata

Potenza	3.300 kW _t
Pressione di progetto primaria (vapore)	4 barg
Temperatura di progetto primaria (vapore)	270°C
Pressione di progetto secondaria	4 barg
Temperatura di progetto secondaria	160°C

Tabella 28

- n°2 pompe di circolazione acqua calda pressurizzata (NDC10, NDC20 da 113 m³/h ciascuna) di cui una in servizio e una in stand-by. Ogni pompa è munita di filtro sull'aspirazione, valvole di isolamento e linea di ricircolo di minima portata.
- una cassa di raccolta condense dagli scambiatori (cassa spurghi NAB01BB001), munita di n°2 pompe di estrazione al 100%, una in servizio e una in stand-by, con mandata al condensatore principale nel caso di vapore prelevato dalla sezione di bassa pressione del generatore e recupero o verso SOLVAY nel caso di prelievo da SOLVAY stessa oppure dalla caldaia ausiliaria.
- un sistema di espansione (a pressione e livello costanti) costituito da:
 - un vaso di espansione in pressione (VE1), opportunamente strumentato e collegato direttamente agli scambiatori, che consente di compensare le variazioni di volume dovute alle variazioni giornaliere di temperatura e che ha lo scopo di assicurare la corretta pressurizzazione del sistema.

Caratteristiche vaso di espansione VE1

Capacità utile	4.000 litri
Pressione di progetto	4 barg
Temperatura di progetto	160°C

Il volume utile del vaso di espansione è sufficiente per contenere le escursioni termiche necessarie per gli interventi dei dispositivi di scarico e di reintegro dell'acqua.

La pressione di esercizio è di 2,5 barg anche se essa varia in funzione delle possibili perdite nei circuiti o degli incrementi di volume legati alla variazione di temperatura giornaliera di funzionamento.

- Un serbatoio di stoccaggio a pressione atmosferica VE2 (cassa d'acqua prismatica) della capacità totale di 20.000 litri che svolge la funzione di polmone del circuito del TLR.
Esso è in grado di ricevere l'acqua scaricata dal serbatoio in pressione durante il riscaldamento della rete e alimentare il serbatoio in pressione durante il raffreddamento della rete.
- Un gruppo di pompaggio per la pressurizzazione dell'acqua dalla cassa d'acqua VE2 al serbatoio in pressione VE1 costituita da due pompe (NDK10, NDK20, da 4 m³/h ciascuna), una di riserva all'altra, ognuna dotata di valvola di non ritorno.

5.8.7 SISTEMA RACCOLTA DRENAGGI E SFIATI

N° FASE (rif. A25)	RIF. ELEMENTO/FASE
55	SISTEMA RACCOLTA DRENAGGI E SFIATI

Il sistema provvede alla raccolta e al convogliamento degli spurghi e sfiati del generatore a recupero e del ciclo termico.

Esso è composto da :

- una tubazione di raccolta sfiati vapore con scarico in atmosfera e con raccolta del drenaggio in una cassa di raccolta raffreddata con iniezione di acqua servizi prima dello scarico a temperatura controllata nella raccolta scarichi di centrale
- il circuito di convogliamento e raccolta spurghi dalla cassa spurghi intermittenti del generatore a recupero composto da due pompe drenaggi, una normalmente in funzione in automatico e una in stand-by, un refrigerante posto sulla mandata delle pompe stesse alimentato dal sistema ciclo chiuso. Lo scarico dal refrigerante è convogliato al sistema raccolta SOLVAY
- una cassa raccolta drenaggi ciclo termico collegata direttamente al condensatore principale per la parte superiore, lato vapore, attraverso una tubazione di convogliamento vapore e per la parte inferiore attraverso un tubo sifone. Gli scarichi nella cassa condense sono miscelati e raffreddati da una iniezione di acqua proveniente dalla mandata delle pompe estrazione condensato.
- alcuni drenaggi turbina direttamente collegati al condensatore come quelli proveniente dal sistema vapore tenute turbina.

5.8.8 SISTEMA ARIA COMPRESSA

N° FASE (rif. A25)	RIF. ELEMENTO/FASE
54	SISTEMA ARIA COMPRESSA

Il sistema aria compressa, comprendente sia la produzione che la distribuzione dell'aria strumenti e servizi, è composto da due compressori a vite da circa 240 Nm³/h a 9 bar.

I compressori sono gestiti da pannello locale incorporato nello skid relativo con comandi a distanza di avviamento e fermata. La logica di controllo automatico (loading-unloading) - stand by ecc. è gestita da pannello locale.

L'aria compressa distribuita al sistema strumenti del gruppo è trasferita dai serbatoi di accumulo attraverso un gruppo essiccatore che assicura il grado di essiccamento richiesto con dew point a circa -40°C a pressione ambiente. Il gruppo essiccatore composto da due batterie ridondanti ed è munito di ciclo automatico di rigenerazione.

Sia l'aria strumenti che servizi è distribuita in tutti gli edifici e nelle aree esterne ove necessarie. E' stata prevista una valvola automatica di isolamento sulla linea di alimentazione aria servizi in caso di bassa pressione dell'aria strumenti.

5.8.9 SISTEMA ANTINCENDIO

N° FASE (rif. A25)	RIF. ELEMENTO/FASE
85	SISTEMA ANTINCENDIO

Il sistema antincendio è progettato per proteggere l'impianto con le seguenti caratteristiche:

- provvedere ad una rapida segnalazione incendio sia negli edifici che nelle aree all'aperto
- provvedere alla rapida segnalazione di perdite di gas naturale dentro il cabinato della turbina a gas e a quello dello skid gas metano
- dare la possibilità di intervenire rapidamente allo spegnimento di piccoli focolai negli edifici a mezzo di estintori portatili e cassette idranti interne
- dare la possibilità di spegnere incendio nelle aree esterne a mezzo di idranti a colonna opportunamente sistema
- procedere automaticamente allo spegnimento di eventuali focolai incendio nelle zone particolarmente a rischio, mediante installazione di adeguati circuiti automatizzati.

Per poter svolgere le azioni sopra elencate il sistema è stato sviluppato con i seguenti particolari:

- ⇒ un circuito o anello principale ad acqua pressurizzata
- ⇒ idranti esterni a colonna
- ⇒ circuiti di spruzzamento automatizzati con valvole a diluvio
- ⇒ cassette idranti per interni
- ⇒ circuito di protezione a gas CO₂
- ⇒ sistema di ricerca e allarme incendio
- ⇒ estintori portatili sia a CO₂ che a polvere o schiuma.

L'anello principale ad acqua pressurizzata alimentato dall'impianto esistente, è sezionato mediante valvole a saracinesca manuali sistemate in pozzetti e alimenta i seguenti circuiti:

- idranti esterni
- idranti installati all'interno degli edifici
- circuiti di protezione sprinkler.

Gli idranti esterni sono installati ad una distanza media di 60 metri e sono muniti di valvola a cappuccio e due attacchi filettati per manichette tipo UNI. Ogni cabina dove è sistemato un idrante è equipaggiata con:

- N.2 manichette di lunghezza 30 metri e diametro 65 m/m con attacco istantaneo
- N.2 adattatori
- N.2 Ugelli direzionali
- N. 1 chiave per serraggio a idrante

I circuiti automatici di spruzzamento sono alimentati dall'anello d'acqua pressurizzata e sono provvisti di specifica stazione con valvola a diluvio attuata automaticamente, con a valle un circuito di spruzzamento a mezzo ugelli sul componente da proteggere.

Questo circuito è installato per i seguenti componenti o aree di installazione skid:

- trasformatore principale, trasformatore di unità e trasformatore di alimentazione di emergenza
- cassa olio lubrificazione turbogruppo
- tubazioni olio lubrificazione e cuscinetti turbina a vapore
- tubazioni olio lubrificazione e cuscinetti generatore elettrico
- sistema olio tenute generatore elettrico
- sistema olio idraulico di controllo turbogas.

Ogni stazione a diluvio è composta da:

- valvole a saracinesca sistemate a monte e a valle della valvola a diluvio
- valvola a diluvio con attuatore
- solenoide di attuazione attuatore valvola a diluvio

- tubazione di prova
- strumentazione di gruppo come manometri, presso stati ecc.
- rete di distribuzione acqua a valle con montati ugelli su ogni punto di scarico
- detectors rivelazione incendio per l'attuazione della valvola solenoide di comando della valvola a diluvio
- comando manuale della valvola a solenoide per prova valvola a diluvio.

Il sistema di protezione a gas CO₂ è di tipo fisso, come il sistema a spruzzamento ad acqua, e connesso ad una estremità al parco bombole all'altra al sistema di spruzzamento interno al cabinato asservito. Il sistema delle bombole connesso attraverso valvole a solenoide a un collettore e alla rete di distribuzione CO₂ interna ai cabinati è attuato automaticamente dal relativo sistema di rilevazione incendio. Il sistema del tipo ad alta pressione e allagamento totale ambiente è formato dai seguenti componenti:

- Bombole CO₂ di capacità 100 o 60 litri
- Racks di sistemazione bombole con attrezzo per la pesatura delle stesse
- Collettore di collegamento bombole
- Strumentazione
- Valvole per allagamento con CO₂ con tubazioni di distribuzione e ugelli finali
- Valvole di sicurezza di intercettazione CO₂
- Pulsante per scarico manuale
- Strumentazione locale
- Pannello interruttori con lampade di segnalazione stato impianto
- Allarmi acustici a visivi
- Detectors di rivelazione incendio e circuiti relativi.

La quantità di bombole e quindi di CO₂ da mantenere immagazzinata nei racks è funzione delle norme NFPA12. La concentrazione di CO₂ è del 34% in volume e mantenuta per circa 20 minuti. Il tempo massimo di scarico è di circa 1 minuto.

Il sistema di protezione a CO₂ per il cabinato turbogas è del tipo a doppio scarico cioè un primo circuito iniziale e quindi un allagamento esteso.

Il sistema CO₂ può essere attuato manualmente da pannello locale attraverso le valvola pilota e da pulsante locale. Segnali di segnalazione inizio scarica sono installati all'interno e all'esterno della zona protetta. Comunque lo scarico di CO₂ è effettuato con sufficiente ritardo in modo da permettere al personale eventualmente presente di poter abbandonare la zona.

Nella zona protetta (cabinati) le condotte di ventilazione sono munite di serrande tagliafuoco attuate direttamente dalla CO₂ prelevata dalle linee di scarico iniziale. La ventilazione è fermata automaticamente dal sistema di rivelazione incendio. Le porte tagliafuoco installate nei cabinati sono del tipo a chiusura automatica.

Il sistema di controllo e supervisione incendio è sviluppato su tre pannelli sistemati localmente e da un pannello principale:

- un pannello sistemato nella sala controllo turbogas per aree generatore a recupero, caldaia ausiliaria, sottostazione 380 kV e turbina a gas
- un pannello nella sala componenti elettronici per aree turbina a vapore, edificio elettrico, diesel e trasformatori
- un pannello nell'edificio torre per aree torre raffreddamento, stoccaggio idrogeno, stazione riduzione gas naturale.
- il pannello principale nella sala controllo dell'impianto per controllare i pannelli delle due ultime aree e segnalare anche tutti gli allarmi del sistema protezione incendio/gas.

Il sistema di rivelazione incendio è composto dai seguenti tipi di detectors:

- i detector di temperatura elettrici hanno l'elemento sia di tipo incrementale che di tipo fisso. Quelli sistemati nel cabinato turbogas hanno set point > 100°C.
- i detectors a bulbo di vetro di tipo a testa sprinkler hanno set point di circa 100°C
- gli smoke detectors sono del tipo ottico
- i detectors di fiamma sono sensibili ai raggi UV/IR con campo conico di almeno 80°.
- i detectors a gas sono adatti al gas metano e idrogeno e sono a due soglie di intervento. La prima soglia al 15% di concentrazione è di pre-allarme mentre la seconda al 30% è di allarme e attuazione. Il segnale di allarme di quelli sistemati nei cabinati turbogas e skid gas naturale sono inviati direttamente al sistema di protezione gruppo per provocare la fermata del turbogas e quindi chiudere anche le valvole di blocco gas e sfiato in atmosfera a valle del filtro finale.

- qualsiasi anomalia ai detectors è segnalata sui relativi pannelli.

Sui pannelli sono riportati tutti i segnali di pre-allarme e allarme, di attuazione automatica, di inizio incendio, estinzione in corso, e di anomalie relative al pannello e alle zone collegate.

5.8.10 SISTEMA DI VENTILAZIONE E CONDIZIONAMENTO

N° FASE (rif. A25)	RIF. ELEMENTO/FASE
84	SISTEMA DI VENTILAZIONE E CONDIZIONAMENTO

Il sistema provvede al condizionamento dell'aria ambiente nei locali previsti negli edifici o aree seguenti:

- Sala automazione edificio elettrico turbogas: condizionamento del tipo a parziale ricircolazione composto da n°2 condizionatori d'aria di tipo split, ciascuno con capacità 100%, con mezzo refrigerante del tipo non CFC
- Sala automazione edificio elettrico gruppo monoasse: condizionamento del tipo a parziale ricircolazione composto da n°2 condizionatori d'aria di tipo split, ciascuno con capacità 100%, con mezzo refrigerante del tipo non CFC
- Sala automazione edificio quadri elettrici torre raffreddamento: condizionamento del tipo a parziale ricircolazione composto da n°2 condizionatori d'aria di tipo split, ciascuno con capacità 100%, con mezzo refrigerante del tipo non CFC
- Sala automazione edificio quadri elettrici generatore vapore a recupero: condizionamento del tipo a parziale ricircolazione composto da n°2 condizionatori d'aria tipo split ciascuno con capacità 50%, con mezzo refrigerante del tipo non CFC
- Container banchi di campionamento chimico: condizionamento del tipo a parziale ricircolazione composto da n°2 condizionatori d'aria tipo split ciascuno con capacità 50%, con mezzo refrigerante del tipo non CFC
- Sala controllo sottostazione 380 kV : condizionamento del tipo a parziale ricircolazione composto da n°2 condizionatori d'aria tipo split ciascuno con capacità 50%, con mezzo refrigerante del tipo non CFC
- Estensione edificio amministrazione: condizionamento del tipo a parziale ricircolazione composto da n°2 condizionatori d'aria tipo split ciascuno con capacità 50%, con mezzo refrigerante del tipo non CFC.

Nella tabella seguente sono indicate le caratteristiche degli impianti di condizionamento installati presso lo stabilimento ROSELECTRA SpA.

Zona	Utenza	N° prog	Marca	Modello	Tipo e quantità gas refrigerante (kg)
Zona Tetto Uffici	TAG: 41 SAV 60 AW 101	1	POLIREF	RTF201/HP	R407C - 15 kg
	TAG: 41 SAV 60 AW 102	1	POLIREF	RTF201/HP	R407C - 15 kg
Sala DCS Single Shaft (Vicino zona trafo principale)	TAG: 41 SAC30 AW 101	1	POLIREF	RTF091/RE	R407C - 9Kg
	TAG: 41 SAC30 AW 102	1	POLIREF	RTF091/RE	R407C - 9Kg
Sala DCS Cabina GT	TAG: 41 SAC10 AW 101	1	FERROLI	UE 50000 F	R407C - 5Kg
	TAG: 41 SAC10 AW 102	1	FERROLI	UE 50000 F	R407C - 5Kg
Sala DCS Caldaia Ausiliaria	TAG: 41 SAH20 AW 101	1	STAR CLIMA	UE 300 N7	R407C - 3,2Kg
	TAG: 41 SAH20 AW 102	1	STAR CLIMA	UE 300 N7	R407C - 3,2Kg
Sala DCS Torri di Raffreddamento	TAG: 41 SAS40 AW 101*	1	STAR CLIMA	UE 380-3 N7	R407C - 3,9Kg
	TAG: 41 SAS40 AW 102	1	STAR CLIMA	UE 380-3 N7	R407C - 3,9Kg
Sala Quadri S/S Elettrica	TAG: 41 SAC50 HA 101	1	STAR CLIMA	UE 500 N7	R407C - 5Kg
	TAG: 41 SAC50 HA 102	1	STAR CLIMA	UE 500 N7	R407C - 5Kg
Cabina CEMS fumi caldaia ausiliaria	TAG: 41 HNE 02	1	FUJITSU	AOY9UFCC	R410A - 0,65Kg
Cabina CEMS fumi caldaia principale	TAG: 41 HNE 10	1	FUJITSU	AOY9RSE	R22 - 0,9Kg
Cabina Banco Campionamento Caldaia	TAG: 41 QU* 01	1	GMG CLIMA		Minore di 3 Kg
Cabina Banco Campionamento torri	TAG: 41 PA* 01	1	GMG CLIMA		Minore di 3 Kg
Sala CED	Condizionatore aggiuntivo (a quello centralizzato zona tetto uffici)	1	CLIVET	MR-DX 61	R407C - 4.5 Kg
Sala CED	Condizionatore split ausiliario	1	AIR WELL		R407C - 1,01Kg

Tabella 29

Il sistema di ventilazione e riscaldamento provvede alla ventilazione delle aree della power house.

L'aria esterna di ventilazione dell'estate viene parzialmente ricircolata durante la stagione invernale nelle seguenti zone:

- o Sala quadri edificio elettrico turbogas
- o Sala quadri edificio elettrico gruppo monoasse
- o Sala quadri edificio elettrico torre raffreddamento
- o Sala quadri edificio elettrico generatore a recupero
- o Sala quadri sottostazione 380 kV

5.8.10.1 Aspetti ambientali significativi correlati

Emissioni in atmosfera (gas fluorurati ad effetto serra e gas lesivi per l'ozono)

Gli impianti di condizionamento presenti in stabilimento utilizzano i seguenti gas refrigeranti:

- i gas fluorurati R407C (in prevalenza) e R410A, compresi tra i gas ad effetto serra
- il gas lesivo per l'ozono R22.

Al fine di prevenire e/o ridurre le emissioni fuggitive dei suddetti gas, ROSELECTRA SpA ha definito le seguenti modalità di controllo:

Tipo di emissione	Modalità di controllo
Fughe di gas dagli impianti di condizionamento locali	<p>Il gas utilizzato per il rabbocco dei circuiti degli impianti di climatizzazione viene acquistato e gestito direttamente dalla ditta esterna incaricata per le operazioni di manutenzione periodica (<u>trimestrale</u>) e straordinaria degli impianti di climatizzazione della centrale, che prevedono:</p> <ul style="list-style-type: none"> - la verifica di tenuta (assenza fughe gas) con specifico strumento in dotazione della ditta in accordo ai requisiti del DPR 147/06²¹ o del Regolamento 842/2006/Ce²² - la misura della pressione del gas nel circuito refrigerante - l'eventuale ricarica del gas - altre operazioni di verifica del corretto stato e funzionamento. <p>Le suddette verifiche ed i consumi a seguito delle operazioni di rabbocco vengono registrati dalla stessa ditta su un modulo conservato a cura del tecnico preposto del Serv. Op. Manutenzione Elettrica.</p>

Tabella 30

21 Regolamento 2037/2000/Ce - Modalità per il controllo ed il recupero delle fughe di sostanze lesive della fascia di ozono stratosferico da apparecchiature di refrigerazione e di condizionamento d'aria e pompe di calore

22 Regolamento su taluni gas fluorurati ad effetto serra.

5.8.11 SISTEMA DI CONTROLLO DCS

N° FASE (rif. A25)	RIF. ELEMENTO/FASE
86	SISTEMA DI CONTROLLO DCS

Il controllo dell'impianto è realizzato tramite un sistema di controllo distribuito (DCS), il quale svolge le seguenti funzioni fondamentali:

- acquisizione, condizionamento e elaborazione segnali
- controlli ciclo chiuso
- controlli ciclo aperto e controlli sequenze
- protezione apparecchiature
- visualizzazione allarmi
- supervisione impianto

e le seguenti specifiche funzioni di alto livello :

- controllo del carico
- protezione impianto
- calcoli prestazioni
- avvio automatico dei gruppi funzionali.

La configurazione del DCS prevede un'architettura distribuita organizzata come indicato nella seguente Tabella 31.

L'architettura del DCS è di tipo distribuito poiché le apparecchiature sono ubicate in diverse aree:

- Area A : Edificio elettrico
- Area B : Edificio elettrico GVR
- Area C : Edificio elettrico torri di raffreddamento.

Le stazioni operatore e le stazioni di ingegneria sono ubicate nella Sala Controllo condivisa tra ROSELECTRA SpA e Rosen Rosignano Energia SpA.

In particolare nella Sala controllo centrale (Central Control Room - CCR) viene svolto il controllo e monitoraggio dell'unità di generazione "Single Shaft". La CCR ospita la Stazione Interfaccia dell'Operatore (banchi di comando, stampanti, ecc.).

Il DCS assieme al GTCMPS (sistema di controllo Turbogas) e al STCS (sistema di controllo Turbina a Vapore) consente il totale controllo automatico del processo, vale a dire: turbina a gas, il generatore a vapore, il ciclo termico, la turbina a vapore e i suoi ausiliari, gli ausiliari dell'impianto e il sistema elettrico.

Una sezione verticale del banco di comando dell'operatore è fornita per gli indicatori del livello della caldaia ed i pulsanti di emergenza.

Una apposita stazione operatore, ubicata accanto a quelle del DCS, nella CCR controlla la Turbina a Gas.

In sala controllo centrale è collocata anche la stazione operatore relativa al Sistema di Monitoraggio dell'Emissione (CEMS).

Il pannello rilevazione e soppressione incendi è ubicato nella CCR.

SISTEMA	CONTROLLO	AREA IMPIANTO	PRINCIPALE STANZA CONTROLLO INTERFACCIA OPERATORE	NOTE
TRATTAMENTO GAS	DCS	C	DCS	
TURBINA GAS / GENERATORE ELETTRICO	SISTEMA DEDICATO	A	SISTEMA DEDICATO	Stessa tecnologia del DCS
TURBINA GAS / GENERATORE ELETTRICO SISTEMI AUX	SISTEMA DEDICATO	A	SISTEMA DEDICATO	Stessa tecnologia del DCS
GENERATORE VAPORE GVR	DCS	B	DCS	
MONITORAGGIO EMISSIONE	PLC LOCALE	B	SISTEMA DEDICATO	Interfacciato con DCS via connessioni cablate
HRSG/CICLO TERMICO ATTREZZ. e PROTEZIONE IMPIANTO	DCS	B	DCS	
TURBINA VAPORE EHC / TSI	SISTEMA APPOSITO	A	DCS	Interfacciato con DCS via connessioni cablate e/o collegamenti seriali
TURBINA VAPORE SISTEMI AUX	SISTEMA DEDICATO	A	SISTEMA DEDICATO	Stessa tecnologia del DCS
CICLO TERMICO	DCS	A – B	DCS	
CALDAIA AUSILIARIA	PLC LOCALE	A	DCS	Interfacciato con DCS via connessioni cablate
ACQUA DI CIRCOLAZIONE	DCS	A – C	DCS	
ACQUA DI RAFFREDDAMENTO CICLO CHIUSO	DCS	A	DCS	
ACQUA DI RAFFREDDAMENTO MARINA	DCS	A – B	DCS	
DISTRIBUZIONE ACQUA NON DEPURATA	DCS	A	DCS	
DISTRIBUZIONE ACQUA DEMINERALIZZATA	DCS	A	DCS	
TRATTAMENTO ACQUA DI SCARICO	DCS	A	DCS	
ARIA STRUMENTI/SERVIZI	PLC LOCALE	A	DCS	Interfacciato con DCS via connessioni cablate
HVCA	PLC LOCALE	A	DCS	Interfacciato con DCS via connessioni cablate
SISTEMA ANTINCENDIO	SISTEMA DEDICATO	A	SISTEMA DEDICATO	Interfacciato con DCS via connessioni cablate
SISTEMA ELETTRICO IMPIANTO	DCS	A - B – C	DCS	
SISTEMA ELETTRICO SOTTOSTAZIONE 380 kV	SISTEMA DEDICATO	A	SISTEMA DEDICATO	Interfacciato con DCS via collegamento seriale
DIESEL EMERGENZA	PLC LOCALE	A	DCS	Interfacciato con DCS via connessioni cablate

AREE IMPIANTO : A : Single shaft Electrical and Control Building Area
 B : Area GVR
 C : Area Torri di raffreddamento

Tabella 31