



DIVISIONE GENERAZIONE ED ENERGY MANAGEMENT
AREA DI BUSINESS PRODUZIONE TERMOELETTRICA
UNITÀ DI BUSINESS TERMOELETTRICA LERI CAVOUR

13039 Trino (VC), Località Leri
T +39 0161663011 - F +39 0161663155



RACCOMANDATA AR

**Spett.le MINISTERO DELL'AMBIENTE E
DELLA TUTELA DEL TERRITORIO E DEL
MARE**

Direzione Generale per la Salvaguardia
ambientale - Divisione VI-RIS
Via C. Colombo, 44
00147 ROMA
Alla c.a. dott. Giuseppe Lò Presti

**Spett.le MINISTERO DELL'AMBIENTE E
DELLA TUTELA DEL TERRITORIO E DEL
MARE**

Commissione per l'IPPC c/o ISPRA
Via Curtatone, 3
00185 ROMA
Alla c.a. ing. D. Ticali, Presidente Commiss. IPPC

ISPRA

via Vitaliano Brancati, 48
00144 ROMA
alla c.a. ing. Alfredo Pini

Oggetto: Decreto DSA-DEC-2009-0001199 del 25.09.2009 di Autorizzazione Integrata Ambientale della Centrale "G. Ferraris" di Leri (VC).
Piano di ambientalizzazione per il rispetto dei limiti della "Fase post adeguamento".

Con riferimento alla ns. precedente comunicazione Enel-PRO-21/05/2010-0020470 ed a quanto disposto dall'art. 1, comma 3 del decreto di Autorizzazione Integrata Ambientale in oggetto, si trasmette in allegato il piano di adeguamento per il rispetto dei valori limite di emissione indicati, per la "Fase post adeguamento", al paragrafo 5.3 del Parere Istruttorio alligato al decreto AIA.

Trasmettiamo inoltre l'originale del bollettino di c.c.p. attestante il versamento della tariffa istruttoria, di cui all'allegato III del decreto interministeriale 24 aprile 2008, così come indicato dall'art. 1, comma 4 del soprarichiamato decreto AIA

Distinti saluti

Salvatore C. *[Signature]*
Responsabile
RICEVUTO IL
03 AGO. 2010
DIREZIONE GENERALE PER LE VALUTAZIONI AMBIENTALI

All: c.s.



i.d. 5617798



871012

di Euro 2000,00

IMPORTO IN LETTERE duemila/00

INTESTATO A Tesoreria prov. Stato Roma

CAUSALE am. su Cap. 22 del Cap. Entrate n. 2595: tariffa istruttoria ex art. 10 DLgs 59/05 RIA DSA-DEC-2009-0001199 del 25/09/2009

PAGATO
SAT.TO

63/001 08 08-07-10 R1
0118 €*2.000,00*
VCY 0451 €*1,10*
C/C 000000871012 P 0086

BOLO DELL'UFFICIO POSTALE

ESEGUITO DA ENEL Produzione SpA-UB Leri

VIA - PIAZZA Località Leri

CAP 13039 LOCALITÀ Trino (VC)



L'ENERGIA CHE TI ASCOLTA.

GEM/SAI/SVI

Relazione progettuale

TOABCCNS002-00

23/07/2010

Centrale di Trino
Adeguamento ambientale

Pagina 1/12

Uso esterno

Centrale di Trino Adeguamento ambientale

00	23/07/2010	Antonio Santoro	[Nome/i]	[Nome/i]	[Nome/i]	[Nome/i]	[Nome/i]	[Nome/i]	Simone Santoro	Antonio Santoro
Rev.	Data Date	SAI/SVI Redazione Editing	[Unità]	[Unità]	[Unità]	[Unità]	[Unità]	[Unità]	SAI/SVI Approvazione Approval	SAI/SVI Emissione Emission
			Collaborazioni Co-operation							

Modello SAI10SGQMO035-00

ORGANIZZAZIONE CON
SISTEMA DI GESTIONE QUALITA'
UNI EN ISO 9001:2008
CERTIFICATO DA CERTIQUALITY



L'ENERGIA CHE TI ASCOLTA.

GEM/SAI/SVI

Relazione progettuale

TOABCCNS002-00

23/07/2010


Centrale di Trino
Adeguamento ambientale

Pagina 3/12

Uso esterno

Indice

1.	INTRODUZIONE.....	4
2.	EMISSIONI IN ATMOSFERA.....	4
2.1.	Emissioni in atmosfera attuali delle unità	4
2.2.	Emissioni in atmosfera future delle unità	4
3.	ADEGUAMENTI IMPIANTISTICI.....	5
3.1.	Descrizione dell'impianto	5
3.2.	Attività necessarie per il rispetto dei limiti di emissione	5
4.	DESCRIZIONE DEL PROCESSO DI ABBATTIMENTO DEGLI NO _x	6
4.1.	Sistema di stoccaggio e ricircolo della soluzione ammoniacale	8
4.2.	Sistema di evaporazione della soluzione ammoniacale.....	9
4.3.	Sistema di iniezione dell'ammoniaca gassosa	9
4.3.1.	Sistema di regolazione della portata di ammoniaca	10
4.3.2.	Temperatura minima di iniezione dell'ammoniaca	10
4.4.	Catalizzatore.....	10
5.	CRONOPROGRAMMA	11
6.	ALLEGATI	12

 Enel L'ENERGIA CHE TI ASCOLTA. GEM/SAI/SVI	Relazione progettuale	TOABCCNS002-00	23/07/2010
	Centrale di Trino Adeguamento ambientale		Pagina 4/12 Uso esterno

1. INTRODUZIONE

La presente relazione progettuale ha lo scopo di fornire elementi tecnici e temporali per l'adeguamento ai nuovi limiti emissivi previsti dal decreto di Autorizzazione Integrata Ambientale DSA-DEC-2009-0001199, del 25 Settembre 2009 all'esercizio della centrale termoelettrica "G. Ferraris".

2. EMISSIONI IN ATMOSFERA

2.1. Emissioni in atmosfera attuali delle unità


Per le prestazioni ambientali delle due unità si rimanda alla relazione tecnica ASP10CTGRT001-00 del 26 Marzo 2010 "Centrale a Ciclo Combinato di Trino. Modifiche alla combustione della Turbina a Gas per prove di riduzione delle emissioni" trasmessa unitamente alla presente che evidenzia i tentativi effettuati per abbassare le emissioni sotto il limite transitorio imposto dal Decreto AIA.

2.2. Emissioni in atmosfera future delle unità

Le prestazioni ambientali delle due unità costituenti l'impianto, a valle del completamento degli interventi di adeguamento descritti nel presente documento, sono riassunti nella Tabella 1, in ottemperanza al Decreto DSA-DEC-2009-0001199.

NOx	50 mg/Nm ³
CO	80 mg/Nm ³

Tabella 1 – Emissioni future dell'impianto.

 Enel L'ENERGIA CHE TI ASCOLTA. GEM/SAI/SVI	Relazione progettuale	TOABCCNS002-00	23/07/2010
	Centrale di Trino Adeguamento ambientale		Pagina 5/12 <i>Uso esterno</i>

3. ADEGUAMENTI IMPIANTISTICI

3.1. Descrizione dell'impianto

La centrale G. Ferraris è costituita da due unità a ciclo combinato della potenza lorda di 690 MW. Ciascuna unità è del tipo multishaft e si compone di due turbogas, due generatori di vapore a recupero e una turbina a vapore da 104 MW. I 4 turbogas hanno le seguenti caratteristiche:


Potenza massima	120.5 MW
Costruttore	FIAT AVIO
Anno di costruzione	1994
Modello	TG50D5 DLN

Il generatore di vapore a recupero è uno scambiatore di calore, ad asse orizzontale, che utilizza il calore contenuto nei gas di scarico della turbina a gas per generare vapore che, successivamente, si espande nella turbina a vapore. Esso lavora su due livelli di pressione ed è costituito, per ciascun livello di pressione, da un economizzatore, da un evaporatore e da un surriscaldatore.

3.2. Attività necessarie per il rispetto dei limiti di emissione

Allo stato attuale il contenimento delle emissioni nei turbogas installati presso la centrale G. Ferraris avviene a secco, attraverso il controllo della combustione dei 18 bruciatori di cui ciascuna macchina è dotata. La formazione di NOx e CO è contenuta, quindi, attraverso la regolazione dei flussi di aria e di combustibile, il miscelamento dei due gas, i tempi di residenza in camera di combustione e la temperatura media di fiamma.

Al fine di rispettare i limiti stabiliti dal decreto DSA-DEC-2009-0001199 è stato scelto un sistema di abbattimento degli ossidi di azoto post-combustione del tipo a catalisi selettiva (**SCR - Selective Catalytic Reduction**).

 Enel L'ENERGIA CHE TI ASCOLTA. GEM/SAI/SVI	Relazione progettuale	TOABCCNS002-00	23/07/2010
	Centrale di Trino Adeguamento ambientale		Pagina 6/12 <i>Uso esterno</i>

4. DESCRIZIONE DEL PROCESSO DI ABBATTIMENTO DEGLI NO_x

La tecnologia SCR rappresenta, al momento, il metodo più efficiente per l'abbattimento degli ossidi di azoto: essa permette di ridurre gli ossidi di azoto (NO_x) in azoto molecolare (N₂) e vapore acqueo (H₂O), in presenza di ossigeno, attraverso l'utilizzo di ammoniaca (NH₃) e di uno specifico catalizzatore.

L'ammoniaca necessaria per il processo di denitrificazione, prodotta attraverso la vaporizzazione di una soluzione ammoniacale al 25%, viene iniettata nella corrente dei gas da trattare, in uscita dalla turbina a gas, attraverso una griglia d'iniezione. La miscela di gas e ammoniaca attraversa, quindi, gli strati di catalizzatore dove, reagendo, produce azoto e acqua, come illustrato in figura 1.

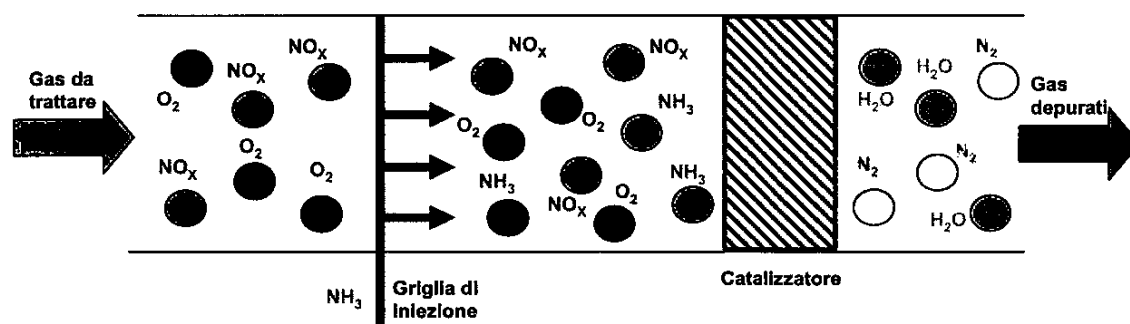
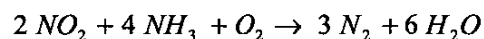
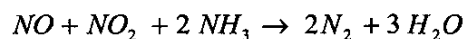
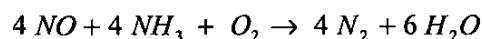


Fig.1 Rappresentazione schematica della tecnologia SCR.

Il catalizzatore agisce sulla velocità delle reazioni chimiche, accelerando le reazioni desiderate e inibendo quelle indesiderate. Le reazioni favorite dal catalizzatore sono le seguenti:





L'ENERGIA CHE TI ASCOLTA.

GEM/SAI/SVI

Relazione progettuale

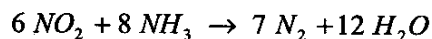
TOABCCNS002-00

23/07/2010

Centrale di Trino
Adeguamento ambientale

Pagina 7/12

Uso esterno



Gli unici prodotti delle reazioni sono, quindi, azoto e acqua.

Nella centrale "G. Ferraris" il reattore SCR sarà installato all'interno del generatore di vapore a recupero, tra i due banchi evaporativi di alta pressione, in una posizione dove la temperatura dei fumi risulta ottimale per il suo funzionamento. In figura 2 è rappresentato schematicamente il generatore di vapore, la sezione cerchiata in rosso individua l'area destinata ad ospitare il catalizzatore.

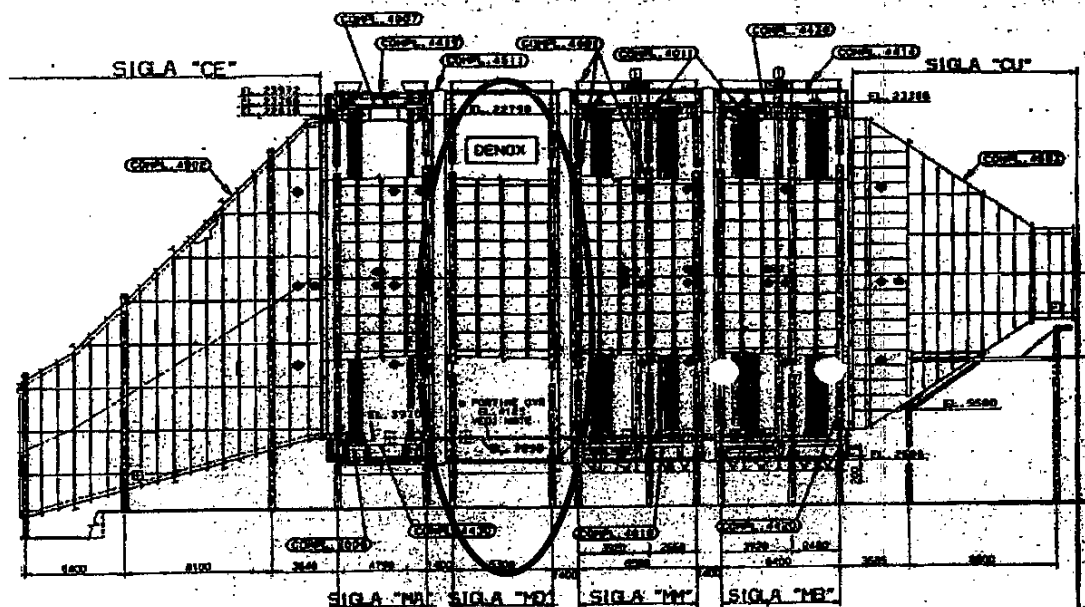



Fig.2 Sezione del generatore di vapore a recupero.

Il catalizzatore utilizzato potrà essere del tipo a nido d'ape o a piastre e sarà costituito, prevalentemente, da biossido di titanio (TiO_2), da pentossido di vanadio (V_2O_5) e da altri ossidi, tutti detti composti catalitici attivi. Il catalizzatore sarà, inoltre, assemblato in elementi modulari in modo da occupare tutta la sezione di passaggio dei fumi.

Il progetto, rappresentato in figura 3, prevede l'installazione delle seguenti apparecchiature principali:

Modello SAI10SGQM0035-00

 Enel L'ENERGIA CHE TI ASCOLTA. GEM/SAI/SVI	Relazione progettuale	TOABCCNS002-00	23/07/2010
	Centrale di Trino Adeguamento ambientale		Pagina 8/12 <i>Usa esterno</i>

- Sistema di stoccaggio e ricircolo della soluzione ammoniacale;
- Sistema di evaporazione della soluzione ammoniacale;
- Sistema di iniezione dell'ammoniaca;
- Catalizzatore.

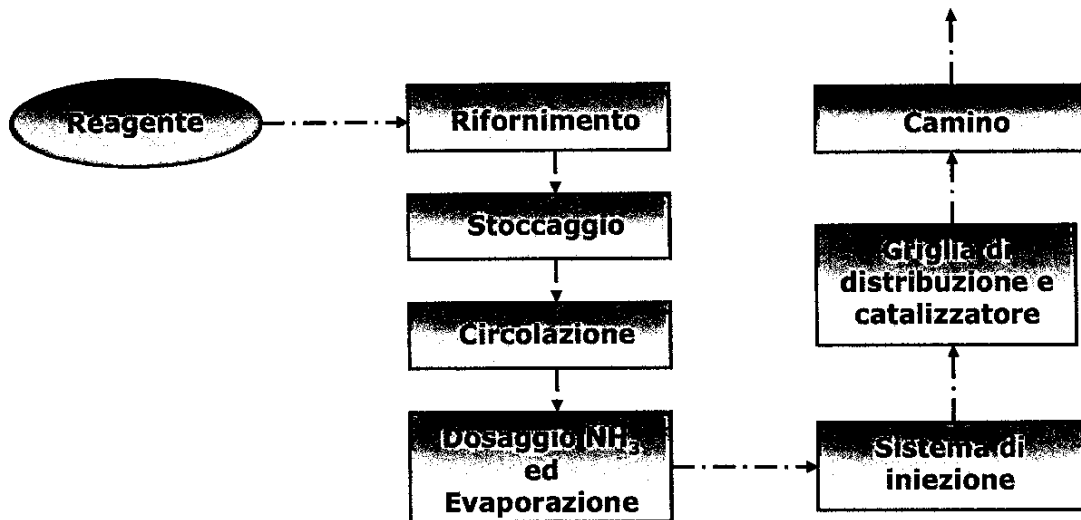


Fig.3 Schema di funzionamento.


4.1. Sistema di stoccaggio e ricircolo della soluzione ammoniacale

La sezione di stoccaggio del reagente sarà costituita da uno o più serbatoi, della capacità complessiva di circa 200 m³, (ovvero sufficienti a garantire sette giorni di funzionamento continuo) contenenti ammoniaca in soluzione acquosa al 25% in peso.

I serbatoi verranno installati in un bacino di contenimento che sarà realizzato in calcestruzzo e che avrà un volume pari alla capacità complessiva dei serbatoi di stoccaggio, in modo da contenerne integralmente eventuali fuoriuscite.

L'impianto non prevede spurghi di acque ammoniacali nel regolare funzionamento e di conseguenza non si rende necessario uno specifico impianto di trattamento delle acque ammoniacali. Qualora, accidentalmente, dovessero verificarsi delle fuoriuscite di soluzione ammoniacale esse saranno recuperate e destinate allo smaltimento.

L'approvvigionamento della soluzione avverrà tramite autocisterna, utilizzando l'apposita stazione di scarico.

 L'ENERGIA CHE TI ASCOLTA. GEM/SAI/SVI	Relazione progettuale	TOABCCNS002-00	23/07/2010
	Centrale di Trino Adeguamento ambientale		Pagina 9/12
			<i>Uso esterno</i>

La stazione di scarico sarà composta da un braccio, azionato manualmente, e svolgerà la funzione di collegare l'autocisterna alla tubazione fissa che porta al serbatoio di stoccaggio.

Sarà previsto, inoltre, un serbatoio abbattitore statico allo scopo di assorbire in acqua i vapori ammoniacali contenuti nei gas di sfiato, provenienti dal serbatoio di stoccaggio, e di costituire una guardia idraulica che limiti le perdite di ammoniaca ed eviti le rientranze d'aria verso lo stoccaggio in fase di svuotamento dei serbatoi.

Il reagente sarà fatto circolare in continuo mediante pompe centrifughe ridondanti e tubazioni in acciaio inossidabile.

Nelle aree di lavoro ove sono presenti apparecchiature che trattano ammoniaca saranno previsti docce e lava-occhi, inoltre sarà prevista una cabina per l'alloggiamento degli indumenti protettivi (tute ermetiche, plastificate, maschere ad ossigeno, maschere con filtri selettivi per ammoniaca, guanti e stivali).

L' allegato 3 illustra il posizionamento preliminare della stazione di stoccaggio con il relativo bacino di contenimento.

4.2. Sistema di evaporazione della soluzione ammoniacale


Prima di essere iniettata all'interno del generatore di vapore, a monte del catalizzatore riducente, la miscela ammoniacale verrà diluita con un flusso di gas caldo.

All'interno della miscela gassosa avverrà la totale evaporazione sia della componente ammoniacale che di quella acquosa. Il tenore di ammoniaca presente nella miscela gassosa sarà inferiore al 5%.

La diluizione con gas caldo, oltre ad allontanare la miscela dall'intervallo di esplosività, avrà anche la funzione di facilitare la successiva miscelazione dell'ammoniaca con i fumi da trattare.

4.3. Sistema di iniezione dell'ammoniaca gassosa

La miscela con un tenore di ammoniaca gassosa inferiore al 5% sarà iniettata nel generatore di vapore mediante un'apposita griglia che consentirà un'ottimale distribuzione del reagente e, di conseguenza, migliori prestazioni e minori consumi.

 Enel L'ENERGIA CHE TI ASCOLTA. GEM/SAI/SVI	Relazione progettuale	TOABCCNS002-00	23/07/2010
	Centrale di Trino Adeguamento ambientale		Pagina 10/12 <i>Uso esterno</i>

Poiché è necessario che il rapporto tra l'ammoniaca e gli ossidi di azoto risulti quanto più possibile costante in tutta la sezione della caldaia, sarà previsto un sistema di iniezione tale da realizzare una copertura ottimale della sezione di passaggio dei gas.

4.3.1. Sistema di regolazione della portata di ammoniaca


La quantità di ammoniaca gassosa necessaria al processo di denitrificazione sarà stabilita in funzione del carico di NOx in arrivo dalla turbina che, a sua volta, risulta proporzionale al carico della turbina stessa. La regolazione della portata di ammoniaca, necessaria al processo di denitrificazione, sarà ottenuta variando l'apertura di un'apposita valvola di controllo posta tra il sistema di produzione e il sistema di miscelazione dell'ammoniaca con i gas caldi.

4.3.2. Temperatura minima di iniezione dell'ammoniaca

Al fine di evitare indesiderati fenomeni di condensazione nella griglia di iniezione e sulle superfici del catalizzatore il gas utilizzato per la diluizione avrà una temperatura di circa 320-350°C.

4.4. Catalizzatore


I moduli di catalizzatore, come precedentemente descritto, saranno collocati all'interno di una sezione del generatore di vapore. La struttura di supporto dei moduli sarà progettata per rispettare le dilatazioni termiche e per assicurare il corretto impilaggio dei moduli di catalizzatore.

 Enel L'ENERGIA CHE TI ASCOLTA. GEM/SAI/SVI	Relazione progettuale	TOABCCNS002-00	23/07/2010
	Centrale di Trino Adeguamento ambientale		Pagina 11/12 <i>Uso esterno</i>

5. CRONOPROGRAMMA

Si stima di poter eseguire gli interventi sopra descritti in accordo al seguente programma cronologico:

	2010					2011					2012																				
	M	G	L	A	S	O	N	D	G	F	M	A	M	G	L	A	S	O	N	D	G	F	M	A	M	G	L	A	S	O	N
Definizione progetto a gara																															
Ordine																															
Fornitura sistemi																															
Montaggi																															

 Enel L'ENERGIA CHE TI ASCOLTA. GEM/SAI/SVI	Relazione progettuale	TOABCCNS002-00	23/07/2010
	Centrale di Trino Adeguamento ambientale		Pagina 12/12 <i>Uso esterno</i>

6. ALLEGATI

[Allegato 1] ASP10CTGRT001-00 - Centrale a Ciclo Combinato di Trino. Modifiche alla combustione della Turbina a Gas per prove di riduzione delle emissioni

[Allegato 2] TOABCCAS003-00 - Planimetria della centrale G. Ferraris nella situazione attuale

[Allegato 3] TOABCCAS004-00 - Planimetria della centrale G. Ferraris nella situazione futura



L'ENERGIA CHE TI ASCOLTA.
GEM / SAI - ASP

Relazione Tecnica

ASP10CTGRT001-00

26/03/2010

Centrale Enel a Ciclo Combinato di Trino.
Modifiche alla combustione della Turbina a Gas
per prove di riduzione delle emissioni

Pagina 1/11

Uso Aziendale

Relazione Tecnica

**Centrale a Ciclo Combinato di Trino.
Modifiche alla combustione della Turbina a Gas
per prove di riduzione delle emissioni.**

0	26/03/2010	Prima emissione	Roselli Costarelli	Roselli Costarelli	Casula Tirone
Rev	Data	Oggetto	Redazione	Approvazione	Emissione



L'ENERGIA CHE TI ASCOLTA.
GEM / SAI - ASP

Relazione Tecnica

ASP10CTGRT001-00

26/03/2010


Centrale Enel a Ciclo Combinato di Trino.
Modifiche alla combustione della Turbina a Gas
per prove di riduzione delle emissioni

Pagina 3/11

Uso Aziendale

Indice

1.	PREMESSA.....	4
2.	SISTEMA DI COMBUSTIONE.....	4
2.1.	Requisiti.....	4
2.1.1	Stabilità della fiamma e pulsazioni di pressione.....	4
2.1.2	Emissioni.....	5
2.1.3	Funzionamento dei bruciatori	5
3.	DESCRIZIONE DELLE PROVE EFFETTUATE.....	5
3.1.	Modalità di prova.....	5
3.2.	Esecuzione prova.....	6
3.3.	Risultati della verifica nell'assetto di progetto	7
3.4.	Risultati delle prove con limitazione della temperatura di fiamma	7
4.	CONCLUSIONI.....	9
5.	ALLEGATI	10
5.1.	Allegato 1 - Andamento emissione di NOx con limitazione della temperatura di fiamma	10
5.2.	Allegato 2 - Andamento emissione di CO con limitazione della temperatura di fiamma	11

 Enel L'ENERGIA CHE TI ASCOLTA. GEM / SAI - ASP	Relazione Tecnica	ASP10CTGRT001-00	26/03/2010
	Centrale Enel a Ciclo Combinato di Trino. Modifiche alla combustione della Turbina a Gas per prove di riduzione delle emissioni		Pagina 4/11
			<i>Uso Aziendale</i>

1. **PREMESSA**

Enel nel mese di ottobre 2009 ha pianificato ed effettuato alcune prove di funzionamento variando l'assetto di regolazione della combustione delle Turbine a gas nella centrale Enel a Ciclo Combinato di Trino dove sono installate quattro turbine a gas tipo FIAT TG50D5 DLN.

Le prove sono state effettuate con l'obiettivo di individuare un assetto di funzionamento che potesse permettere il servizio dei Cicli Combinati nel rispetto dei nuovi limiti imposti sulle emissioni in aria nel periodo "transitorio", riportati sul documento AIA DSA-DEC-2009-0001199 del 25/09/2009 per la Centrale a CC di Trino.

L'assetto di prova è stato determinato senza intervenire sui componenti meccanici delle macchine ma modificando la regolazione della combustione.

Tali interventi hanno come conseguenza la riduzione delle performances di impianto (potenza massima erogabile e rendimento di gruppo).

Le prove in oggetto sono state pianificate, individuate ed effettuate dal personale Enel della UB di Trino e della Assistenza Specialistica ASP MAM.

Di seguito sono descritte le principali caratteristiche del sistema di combustione, le modifiche di regolazione effettuate nel corso delle prove e i risultati ottenuti.

2. **SISTEMA DI COMBUSTIONE**

2.1. **Requisiti**


I requisiti principali sono i seguenti:

- **stabilità della fiamma** nell'intero campo operativo della macchina, a partire dalle condizioni di accensione e fino al carico massimo;
- elevata efficienza di combustione e **livelli di emissioni** inferiori ai limiti di legge;
- **pulsazioni di pressione in camera di combustione e temperatura di fiamma** contenute per limitare le sollecitazioni meccaniche e termiche;
- omogenea **distribuzione della temperatura** del gas all'ingresso della turbina per minimizzare la sollecitazione meccanica sugli ugelli e sulle palettature.

2.1.1 **Stabilità della fiamma e pulsazioni di pressione**

Nei sistemi di combustione possono avvenire fenomeni di feedback fra la quantità di calore scambiata ed il campo di pressioni acustiche presenti nella camera di combustione: le fluttuazioni della quantità di calore eccitano un campo di pressioni acustiche che a sua volta causa nuove fluttuazioni. Se le fluttuazioni di pressione e quelle di rilascio di calore del fronte di fiamma sono in una determinata relazione di fase, si può avere un'auto amplificazione delle oscillazioni tali da danneggiare le strutture meccaniche dei combustori stessi o dei componenti ad essi collegati.

Le prove sono state effettuate con modifiche provvisorie al sistema di Regolazione e Controllo delle Turbine a Gas di Trino in modo da minimizzare i rischi derivanti dal fenomeno sopra descritto.

 Enel L'ENERGIA CHE TI ASCOLTA. GEM / SAI - ASP	Relazione Tecnica	ASP10CTGRT001-00	26/03/2010
	Centrale Enel a Ciclo Combinato di Trino. Modifiche alla combustione della Turbina a Gas per prove di riduzione delle emissioni		Pagina 5/11 <i>Uso Aziendale</i>

2.1.2 Emissioni

Le emissioni inquinanti sono essenzialmente costituite da monossido di carbonio (CO) e ossidi di azoto (NOx).

Il monossido di carbonio (CO) si forma nelle zone di combustione a miscela ricca per il deficit di ossigeno che non favorisce il completamento del processo di ossidazione fino a CO₂, ed anche in condizioni stechiometriche, in presenza di un processo di miscelazione incompleto o per temperature di fiamma contenute (nelle fasi di avvio del turbogas).

I principali fattori che influenzano la formazione del CO nei turbogas sono la temperatura dell'aria comburente, la pressione in camera di combustione ed il fattore di equivalenza nella zona di combustione (rapporto combustibile/aria riferito al rapporto stechiometrico dello stesso combustibile).

Le emissioni di ossido di azoto (NOx) hanno un andamento in controtendenza rispetto al CO, sono favorite dalla temperatura di combustione determinata dal rapporto di compressione, dall'umidità relativa e dalla temperatura dell'aria all'ingresso del compressore, dalla potenza all'asse.

2.1.3 Funzionamento dei bruciatori

Il sistema di regolazione mantiene il funzionamento dei bruciatori all'interno dei limiti definiti dal progettista.

I bruciatori delle Turbine a Gas della Centrale di Trino utilizzano una fiamma pilota per estendere il campo operativo.

La maggior parte del combustibile viene fornita dagli ugelli a fiamma premiscelata (bruciatori Main A/B) mentre la restante parte del gas va ad alimentare la linea pilota.

Superata la fase di avviamento del TG, ottenuta incrementando la portata di GN ai bruciatori pilota e Main A, gli ulteriori incrementi di potenza avvengono accendendo anche la linea Main B. L'incremento della portata di GN alle tre linee di adduzione combustibile avviene secondo un programma di ripartizione prestabilito.


In tali condizioni la portata del gas pilota è pari a circa il 10% della portata totale del GN. La regolazione della portata aria di combustione proveniente dal compressore assiale si ottiene attraverso la posizione delle serrande di immissione aria al TG (**Inlet Guide Vane**) in modo che il fattore d'equivalenza si mantenga circa costante fino al 100% del carico di base.

3. DESCRIZIONE DELLE PROVE EFFETTUATE

3.1. Modalità di prova

Attività preliminare alle prove con diverso assetto di regolazione è stata la verifica del corretto appostamento dei componenti di regolazione della combustione e l'eventuale riposizionamento del settaggio di progetto sulle macchine al fine di:

- assicurare il contributo di aria comburente controllando l'appostamento delle Bypass Valve e delle IGV;
- assicurare la quantità e la ripartizione del combustibile agli iniettori DLN controllando l'appostamento del set di temperatura di riferimento Exhaust e Blade Path, la ripartizione combustibile tra le linee di adduzione P/T, la soglia di Fuel staging e il rapporto Main A/B.

 L'ENERGIA CHE TI ASCOLTA. GEM / SAI - ASP	Relazione Tecnica	ASP10CTGRT001-00	26/03/2010
	Centrale Enel a Ciclo Combinato di Trino. Modifiche alla combustione della Turbina a Gas per prove di riduzione delle emissioni		Pagina 6/11
			<i>Uso Aziendale</i>

Nel rispetto dei requisiti descritti al punto 2 del documento risulta che:

- non è possibile modificare la quantità di aria primaria alla combustione intervenendo direttamente sulle curve di funzionamento della Bypass Valve, per gli effetti negativi sulle emissioni di NOx ma soprattutto per l'effetto sulle pulsazioni di pressione in camera combustione che possono provocare danneggiamenti ai componenti della turbina a gas;
- non è possibile modificare la ripartizione del combustibile tra le linee principali e la linea pilota intervenendo direttamente sulle curve del P/T, per gli effetti negativi sulle pulsazioni di pressione in camera combustione e la quasi inefficacia sulle emissioni di CO ed NOx.

A seguito delle analisi e valutazioni di cui sopra sono state definite le seguenti azioni da implementare a piccoli step successivi:

- ridurre la temperatura di fiamma rispetto al valore previsto a progetto intervenendo sul set di temperatura di riferimento Exhaust e Blade Path, e conseguentemente sulla quantità di combustibile.
- aumentare il contributo dell'aria comburente rispetto al valore previsto a progetto mantenendo le IGV aperte al 100% al diminuire del carico erogato

3.2. Esecuzione prova

Operativamente, nel corso delle prove per ottemperare a quanto indicato ai punti a) e b) del paragrafo 3.1, si interviene sul sistema di controllo del TG come a seguito descritto.


La riduzione della temperatura di funzionamento si ottiene portando gradualmente il valore di Offset della regolazione delle temperature di scarico (Exhaust) da 5° C a 27° C. La variazione di temperatura viene eseguita a step di 3° C con un intervallo temporale utile a consentire la stabilizzazione dei parametri di funzionamento in Termoregolazione della macchina. Inoltre nel periodo indicato deve essere verificato che il sistema di controllo abbia ricalcolato la nuova potenza di riferimento e riportato le IGV in completa apertura.

La contestuale misura delle emissioni e dell'O₂ viene effettuata con strumentazione di impianto come valore mediato nei cinque minuti. I valori riportati nel seguito sono normalizzati al 15% di O₂.

La variazione della temperatura di funzionamento viene effettuata nel rispetto dei valori limite per le pulsazioni di pressione in camera di combustione ed eventualmente interrotta al raggiungimento di uno dei limiti di funzionamento.

Il risultato atteso è la riduzione degli NOx e la riduzione delle prestazioni del TG.

La riduzione di temperatura degli Exhaust di 22°C, comporta la riduzione di potenza massima sul TG di circa 7 MW (riduzione totale sul Ciclo Combinato di circa 20 MW) e si stima un aumento del Consumo Specifico del TG di circa 44 Kcal/KWh.

 Enel L'ENERGIA CHE TI ASCOLTA. GEM / SAI - ASP	Relazione Tecnica	ASP10CTGRT001-00	26/03/2010
	Centrale Enel a Ciclo Combinato di Trino. Modifiche alla combustione della Turbina a Gas per prove di riduzione delle emissioni		Pagina 7/11
			Uso Aziendale

3.3. Risultati della verifica nell'assetto di progetto

I controlli effettuati con i gruppi fermi per assicurare il corretto appostamento dei componenti di regolazione della combustione, hanno dato esito positivo, in particolare sul sistema aria comburente e di ripartizione del combustibile agli iniettori DLN. Successivamente sono state effettuate prove di avviamento e salita di carico delle macchine con il settaggio originale per la misura delle emissioni in aria utilizzate come riferimento per le prove successive.

3.4. Risultati delle prove con limitazione della temperatura di fiamma

Le prove sono state effettuate monitorando tutti i parametri principali di funzionamento disponibili in impianto.

A seguire sono riportati in tabelle i principali risultati di potenza ed emissioni ottenuti con la riduzione delle temperature di fiamma nelle prove effettuate dal 13 al 16 Ottobre 2009, sui gruppi TO23, TO12 e TO13.


Le prove su TO22 non sono state eseguite perché sulla macchina non è installato il sistema di misura delle pulsazioni di pressione in camera di combustione. Inoltre il comportamento delle prove condotte sulle altre tre macchine è stato sostanzialmente identico.

Sul gruppo TO23 la prova è stata eseguita il 13 ottobre 2009, si è svolta in 4 step con i seguenti risultati:

	Pot lorda TO23 MW	CO norm al 15% O2 mg/Nm³	NOx norm al 15% O2 mg/Nm³
step a	132,4	53,1	96,6
step b	129,9	59,9	95,0
step c	127,5	73,6	92,7
step d	123,3	97,4	91,8

Sul gruppo TO12 la prova è stata eseguita il 15 ottobre 2009, si è svolta in 6 step con i seguenti risultati:

	Pot lorda TO12 MW	CO norm al 15% O2 mg/Nm³	NOx norm al 15% O2 mg/Nm³
step a	134,4	31,1	102,4
step b	129,7	42,6	98,9
step c	128,3	53,1	95,7
step d	127,2	59,6	94,9
step e	125,7	71,2	92,7
step f	123,9	91,6	88,3

 Enel L'ENERGIA CHE TI ASCOLTA. GEM / SAI - ASP	Relazione Tecnica	ASP10CTGRT001-00	26/03/2010
	Centrale Enel a Ciclo Combinato di Trino. Modifiche alla combustione della Turbina a Gas per prove di riduzione delle emissioni		Pagina 8/11
			<i>Uso Aziendale</i>


Sul gruppo TO13 la prova è stata eseguita il 16 ottobre 2009, si è svolta in 6 step con i seguenti risultati:

	Pot lorda TO13 MW	CO norm al 15% O2 mg/Nm³	NOx norm al 15% O2 mg/Nm³
step a	135,6	34,8	126,4
step b	134,0	39,1	121,4
step c	129,2	51,5	113,9
step d	127,2	57,9	111,5
step e	124,9	65,3	109,6
step f	124,2	77,6	106,4

Il risultato comune alle prove effettuate è che la diminuzione della temperatura di fiamma (e quindi della potenza) comporta una riduzione marginale sulla emissione di NOx che resta comunque superiore a 90 mg/Nm³.

I valori di emissione del CO durante le prove sono sensibilmente aumentati.

Per maggior dettaglio in allegato 1 e 2 sono riportati i grafici con l'andamento dei valori di emissioni (NOx e CO) rilevati nel corso delle prove.

 Enel L'ENERGIA CHE TI ASCOLTA. GEM / SAI - ASP	Relazione Tecnica	ASP10CTGRT001-00	26/03/2010
	Centrale Enel a Ciclo Combinato di Trino. Modifiche alla combustione della Turbina a Gas per prove di riduzione delle emissioni		Pagina 9/11
			<i>Uso Aziendale</i>

4. CONCLUSIONI

Il processo relativo alla combustione di una macchina Turbina a Gas è condizionato dalla interazione di fattori esterni, quali la temperatura dell'aria in aspirazione al compressore, la pressione atmosferica, l'umidità ambiente e la composizione del gas combustibile nonché dalla regolazione impostata, attraverso la quale vengono tarate ed ottimizzate le condizioni di funzionamento.

Il risultato delle prove effettuate non ha consentito di individuare un punto di funzionamento stabile a massimo carico delle turbine a gas nel rispetto dei nuovi limiti. Inoltre, la riduzione delle temperature di fiamma ha comportato, oltre all'effetto ricercato di ridurre i NOx, anche un incremento di CO. Quest'ultimo diverrebbe notevole ai carichi intermedi, e certamente, in base al comportamento atteso per questa tipologia di macchine, ben al di sopra del VLE. Non è quindi stato possibile proseguire con ulteriori prove perchè si sarebbe superato il limite di emissione di CO consentito dall'autorizzazione vigente alla data delle prove stesse.

In assenza di dati sperimentali, non ci è possibile determinare con ragionevole confidenza i livelli di emissione di NOx e CO associati ad eventuali ulteriori riduzioni della temperatura di funzionamento.

La nostra esperienza fa comunque ritenere che, nel tentativo di raggiungere un valore di emissione di NOx tale da garantire un adeguato margine verso il VLE previsto, si possa raggiungere un valore di CO prossimo a 500 - 1.000 mg/Nm³. Tali campi di funzionamento potrebbero essere verificati solo eseguendo prove specifiche che richiederebbero opportune deroghe ai limiti alle emissioni.

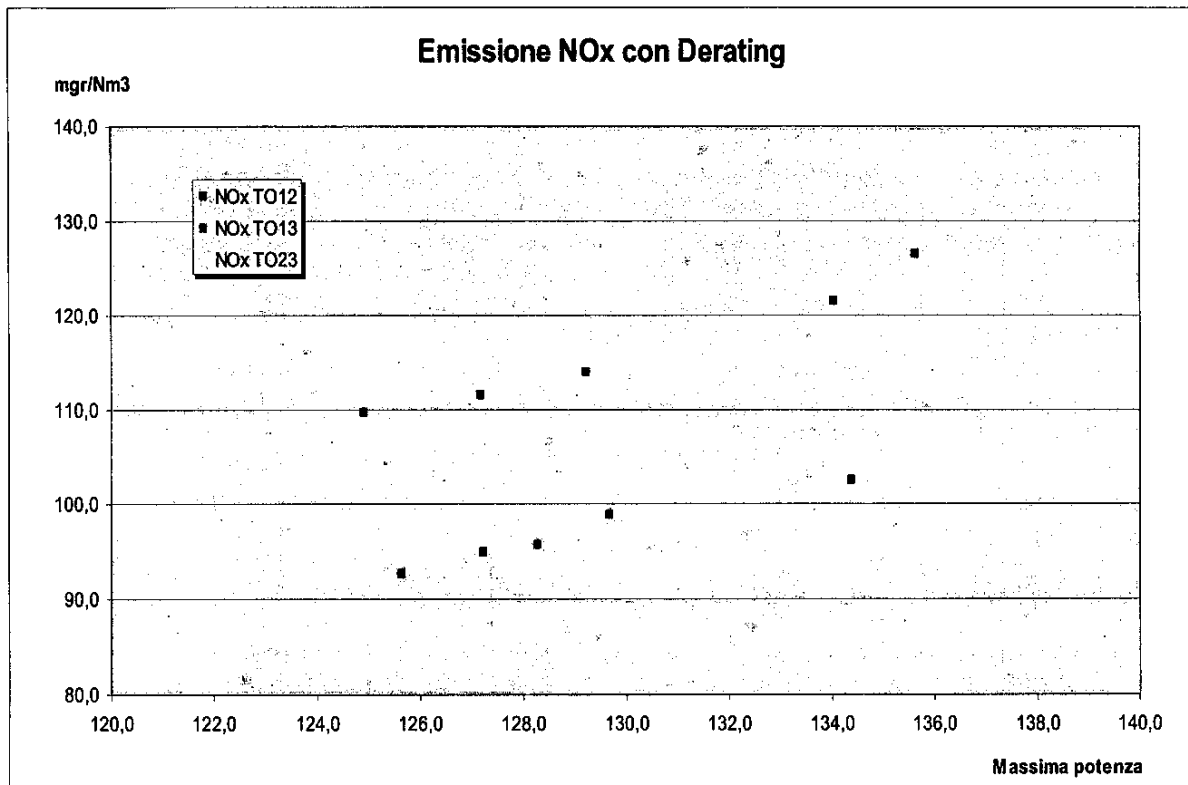
Si ritiene, pertanto, che i Turbogas della Centrale di Trino nella attuale situazione impiantistica non possano funzionare nel rispetto dei nuovi livelli emissivi di NOx prescritti per il periodo individuato come fase transitoria nel documento AIA DSA-DEC-2009-0001199 del 25/09/2009.

Per quanto sopra esposto, il VLE di NOx che consentirebbe l'esercizio transitorio dell'impianto in tutte le condizioni ad una potenza compresa tra il Carico Minimo Tecnico e il Carico Massimo Continuo, risulta essere pari a circa 150 mg/Nm³.

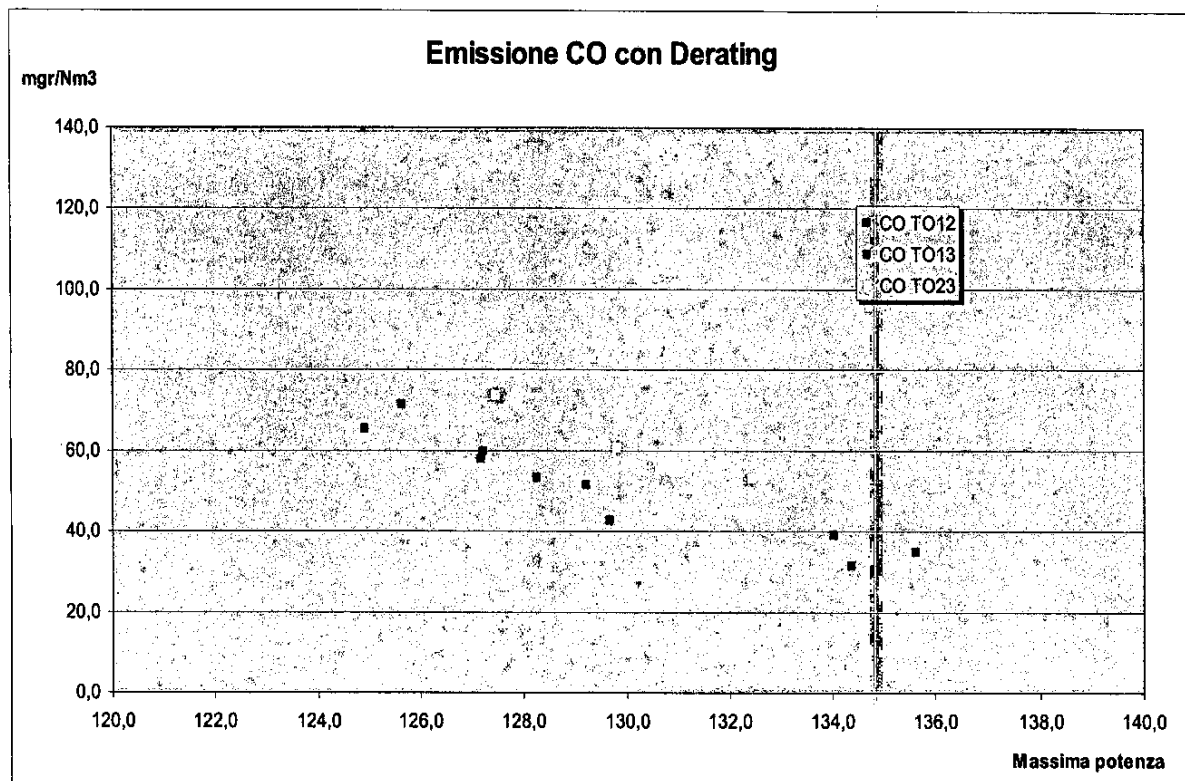
Si conferma il rispetto del limite di 100 mg/Nm³ relativo all'emissione di CO.

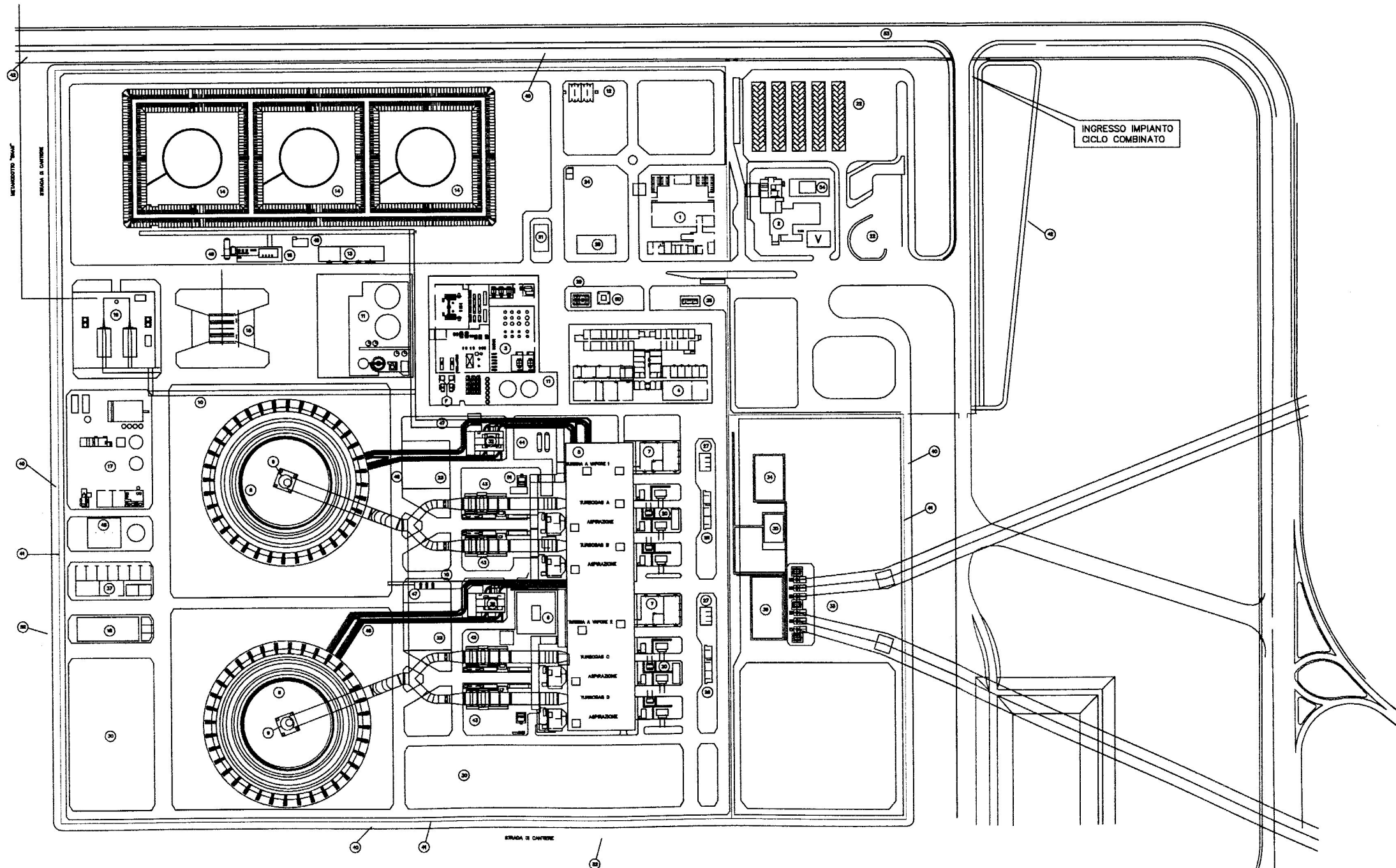
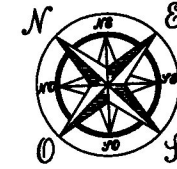
5. ALLEGATI

5.1. Allegato 1 - *Andamento emissione di NOx con limitazione della temperatura di fiamma*



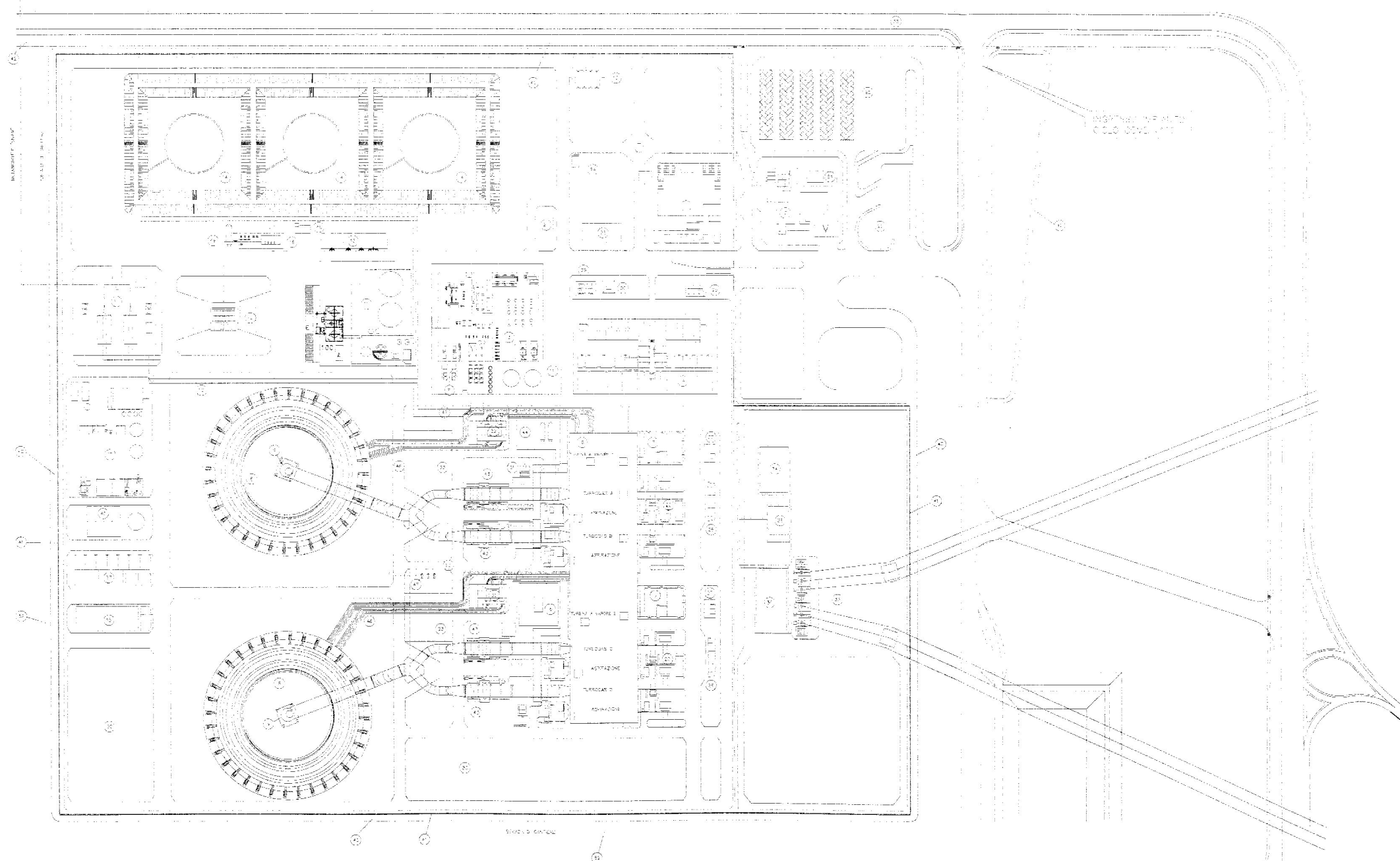
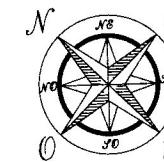
5.2. Allegato 2 – Andamento emissione di CO con limitazione della temperatura di fiamma





- 1 EDIFICIO PORTINERIA E SPOGLIATOI
- 2 EDIFICIO MENSA
- 3 EDIFICIO SERVIZI INDUSTRIALI
- 4 EDIFICIO SERVIZI DI ESERCIZIO
- 5 SALA MACCHINE
- 6 EDIFICIO CONTROLLO
- 7 EDIFICIO AUSILIARI ELETTRICI DI POTENZA
- 8 TORRE DI RAFFREDDAMENTO
- 9 CAMINO
- 10 PIPE RACK
- 11 SERBATOI ACQUE VARIE
- 12 DEPOSITO OLI LUBRIFICANTI
- 13 CABINA VALVOLE ANTINCENDIO
- 14 SERBATOI COMBUSTIBILE (3x15.000 mc)
- 15 PIAZZOLA SCARICO AUTOBOTTI
- 16 STAZIONE POMPAGGIO COMBUSTIBILE
- 17 IMPIANTO TRATTAMENTO ACQUE REFLUE
- 18 MAGAZZINO MATERIALI PESANTI (Futuro)
- 19 STAZIONE DECOMPRESSIONE METANO
- 20 ZONA TRASFORMATORI
- 21 EDIFICIO TELETRASMISSIONI DI CANTIERE
- 22 PARCHEGGIO AUTO E STAZIONE AUTOBUS
- 23 AEROTERMI ACQUA SERVIZI IN CICLO CHIUSO
- 24 DEPOSITO VERNICI E SOLVENTI
- 25 DEPOSITO BOMBOLE GAS LABORATORIO CHIMICO
- 26 DEPOSITO BOMBOLE IDROGENO
- 27 DEPOSITO BOMBOLE ANIDRIDE CARBONICA
- 28 AUTODIMESSA DI SERVIZIO
- 29 DEPOSITO GAS OFFICINE
- 30 AREA DISPONIBILE
- 31 AREA VALVOLA INTERCETTAZIONE METANO
- 32 EDIFICIO POMPE ACQUA DI CIRCOLAZIONE
- 33 AREA STAZIONE ELETTRICA
- 34 FABBRICATO QUADRI DI STAZIONE
- 35 EDIFICIO SERVIZI AUSILIARI DI STAZIONE
- 36 EDIFICIO "SP6" 380 KV DI STAZIONE
- 37 AREA DEPOSITI SFRIDI FERROSI-RIFIUTI SPECIALI E ASSIMILABILI AGLI URBANI
- 39 EDIFICIO QUADRI ELETTRICI TORRI DI RAFFREDDAMENTO
- 40 PISTA GUARDIANIA
- 41 RECINZIONE IMPIANTO
- 42 RECINZIONE DI PROPRIETA'
- 43 CALDAIA
- 44 SERBATOI OLIO TURBINA
- 45 VASCA ACCUMULO PROVVISORIO FANGHI ITR
- 48 TUBAZIONI ACQUA DI CIRCOLAZIONE
- 47 POMPE ACQUA SERVIZI
- 48 VASCA RACCOLTA ACQUE OLEOSE ZONA COMBUSTIBILI
- 49 SERBATOIO TRAVASO COMBUSTIBILE LIQUIDO MC 100 (Interrato)
- 50 TRALICCIO PORTA ANTENNE TELECOMUNICAZIONI
- 51 ADDITIVI CHIMICI DI CALDAIA
- 52 CANALETTA DI GRONDA PISTA DI GUARDIANIA
- 53 STRADA DI ACCESSO ALL'IMPIANTO A CICLO COMBINATO E ALL'AREA DI CANTIERE EX CENTRALE NUCLEARE
- 54 SERBATOIO GAS LIQUIDO PER USO MENSA

Rev.	Data	Descrizione	Cont. n°/o coll.	Approvazione
00	22 Luglio 2010	00-01000 e 01000a layout	00-01000 e 01000a layout	00-01000 e 01000a layout
		DIVISIONE GENERAZIONE ED ENERGY MANAGEMENT		
		Oggetto: CENTRALE A CICLO COMBINATO G. FERARDO IMPIANTO DI STOCCAGGIO NH3 PIANIFICAZIONE DELLA CENTRALE G. FERARDO NELLA SITUAZIONE ATTUALE		
Codice disegno AT-SM		T 0 A B C A S 0 0 3 0 0		
Scala 1:1000		File TOABCCAS004-00		Foglio 1 di 1



- 1 EDIFICIO PORTINERIA E SPOGLIATOI
- 2 EDIFICIO MENSA
- 3 EDIFICIO SERVIZI INDUSTRIALI
- 4 EDIFICIO SERVIZI DI ESERCIZIO.
- 5 SALA MACCHINE
- 6 EDIFICIO CONTROLLO
- 7 EDIFICIO AUSILIARI ELETTRICI DI POTENZA
- 8 TORRE DI RAFFREDDAMENTO
- 9 CAMINO
- 10 PIPE RACK
- 11 SERBATOI ACQUE VARIE
- 12 DEPOSITO OLI LUBRIFICANTI
- 13 CABINA VALVOLE ANTINCENDIO
- 14 SERBATOIO COMBUSTIBILE (3X15.000 mc)
- 15 PIAZZOLA SCARICO AUTOBOTTI
- 16 STAZIONE POMPAGGIO COMBUSTIBILE
- 17 IMPIANTO TRATTAMENTO ACQUE REFLUE
- 18 MAGAZZINO MATERIALI PESANTI (Futuro)
- 19 STAZIONE DECOMPRESSIONE METANO
- 20 ZONA TRASFORMATORI
- 21 EDIFICIO TELETRASMISSIONI DI CANTIERE
- 22 PARCHEGGIO AUTO E STAZIONE AUTOBUS
- 23 AEROTERMI ACQUA SERVIZI IN CICLO CHIUSO
- 24 DEPOSITO VERNICI E SOLVENTI
- 25 DEPOSITO BOMBOLE GAS LABORATORIO CHIMICO
- 26 DEPOSITO BOMBOLE IDROGENO
- 27 DEPOSITO BOMBOLE ANIDRIDE CARBONICA
- 28 AUTORIMESSA DI SERVIZIO
- 29 DEPOSITO GAS OFFICINE
- 30 AREA DISPONIBILE
- 31 AREA VALVOLA INTERCETTAZIONE METANO
- 32 EDIFICIO POMPE ACQUA DI CIRCOLAZIONE
- 33 AREA STAZIONE ELETTRICA
- 34 FABBRICATO QUADRI DI STAZIONE
- 35 EDIFICIO SERVIZI AUSILIARI DI STAZIONE
- 36 EDIFICIO "SF6" 380 KV DI STAZIONE
- 37 AREA DEPOSITI SFERIDI FERROSI-RIFIUTI SPECIALI E ASSIMILABILI AGLI URBANI
- 39 EDIFICIO QUADRI ELETTRICI TORRI DI RAFFREDDAMENTO
- 40 PISTA GUARDIANA
- 41 RECINZIONE IMPIANTO
- 42 RECINZIONE DI PROPRIETA'
- 43 CALDAIA
- 44 SERBATOI OLIO TURBINA
- 45 VASCA ACCUMULO PROVVISORIO FANGHI ITAR
- 46 TUBAZIONI ACQUA DI CIRCOLAZIONE
- 47 POMPE ACQUA SERVIZI
- 48 VASCA RACCOLTA ACQUE OLEOSE ZONA COMBUSTIBILI
- 49 SERBATOIO TRAVASO COMBUSTIBILE LIQUIDO MC 100 (Interrato)
- 50 TRALICCIO PORTA ANTENNE TELECOMUNICAZIONI
- 51 ADDITIVI CHIMICI DI CALDAIA
- 52 CANALETTA DI GRONDA PISTA DI GUARDIANA
- 53 STRADA DI ACCESSO ALL'IMPIANTO A CICLO COMBINATO E ALL'AREA DI CANTIERE EX CENTRALE NUCLEARE
- 54 SERBATOIO GAS LIQUIDO PER USO MENSA

- 100 AREA STOCCAGGIO E MOVIMENTAZIONE AMMONIACA IN SOLUZIONE ACQUOSA
- A EDIFICIO CONTROLLO
- B PIAZZOLA POMPE
- C SERBATOI STOCCAGGIO
- D TITOLATORE STATICO
- E PIAZZOLE DI SCARICO
- F VASCA RACCOLTA SPENNACCO
- G EDIFICIO CONTROLLO

Rev.	Data	Elaborato	Contr. e/o collab.	Approvazione
00	22 Luglio 2010	AT-Silvego e Ausiliario Impianti	AT-Silvego e Ausiliario Impianti	AT-Silvego e Ausiliario Impianti
 Enel DIVISIONE GENERAZIONE ED ENERGY MANAGEMENT				
 Oggetto CENTRALE A CICLO COMBINATO G. FERRARIS IMPIANTO DI STOCCAGGIO NH3 PLANIMETRIA DELLA CENTRALE G. FERRARIS NELLA SITUAZIONE FUTURA				
Codice disegno AT-SM		T O A B C A S D O 4 0 0		
Scala	1:1000	File	TOABCCAS04-00	Foglio 1 di 1