

FICHTNER

ITALIA



Descrizione Generale



ENGINEERING  CONSULTING

Approvazione Documento

	Name	Signature	Position	Date
Prepared by:	FS		PM	9/04/2021
Checked by:				

Record Revisioni

Rev.	Date	Details of revision	Fichtner Doc Ref.	Prepared by	Checked by
0	9/04/2021	0	RP 21 060	FS	

INDICE

1	Introduzione	6
1.1	Inquadramento del Progetto.....	6
1.2	Committenza	7
1.3	Scopo principale dell’Impianto.....	7
1.4	Riferimenti Normativi.....	8
1.4.1	Aspetti di Carattere Generale.....	8
1.4.2	Emissioni Gassose	8
1.4.3	Opere Civili.....	8
1.4.4	Opere Elettriche.....	9
1.4.5	Emissioni liquide.....	9
1.4.6	Emissioni sonore.....	9
1.4.7	Emissioni Elettromagnetiche	10
1.4.8	Prevenzione Incendi	10
1.4.9	Sicurezza	11
1.4.10	Collaudi e Test.....	12
1.4.11	Gestione Rifiuti.....	12
1.4.12	Norme Internazionali	12
2	Sito Impianto	14
2.1	Descrizione del Sito	14
2.2	Impianto Esistente.....	15
2.3	Area di Costruzione.....	16
2.4	Dati Meteorologici	16
2.4.1	Temperatura Ambiente.....	17
2.4.2	Umidità Relativa.....	17
2.4.3	Piovosità.....	18
2.4.4	Ventosità.....	18
2.5	Viabilità di Accesso.....	18

2.6	Classificazione Sismica.....	19
2.7	Caratterizzazione Geotecnica.....	19
2.8	Zonizzazione Acustica.....	25
3	Descrizione Generale dell’Impianto ed Interfacce con Impianto Esistente.....	26
3.1	Descrizione Generale.....	26
3.2	Sistema Gas di Alimentazione.....	27
3.3	Turbina a Gas ed Ausiliari.....	28
3.4	Sistema di Raffreddamento.....	30
3.5	Sistemi Acqua.....	30
3.5.1	Acqua Demi.....	31
3.5.2	Acqua Industriale.....	31
3.5.3	Acqua Potabile.....	31
3.6	Raccolta e Scarico Acque e Reflui.....	31
3.6.1	Categorie di Reflui Trattati.....	32
3.7	Altri Sistemi Ausiliari di Centrale.....	33
3.7.1	PRODUZIONE E DISTRIBUZIONE DI ARIA COMPRESSA.....	33
3.7.2	SISTEMA DI STOCCAGGIO DEL GASOLIO.....	33
3.7.3	TERMOVENTILAZIONE.....	33
3.7.4	PROTEZIONE ANTINCENDIO.....	33
3.7.5	SISTEMA DI RILEVAZIONE CONTROLLO/ALLARME.....	34
3.7.6	SISTEMA DI SPEGNIMENTO INCENDI.....	35
3.8	SISTEMA ELETTRICO.....	35
3.8.1	Descrizione Generale del Sistema.....	35
3.8.2	Principali Componenti.....	37
3.8.3	INTERCONNESSIONE ALLA RETE ESTERNA E STAZIONE UTENTE.....	44
3.9	SISTEMI DI AUTOMAZIONE.....	47
3.10	PROTEZIONI.....	50
3.10.1	INSONORIZZAZIONE.....	50
3.10.2	PROTEZIONI ANTINCENDIO.....	50
3.11	DESCRIZIONE FUNZIONALE.....	50
3.11.1	PRESTAZIONI DI IMPIANTO.....	51
3.11.2	OPERATIVITÀ DELL’IMPIANTO.....	51
3.11.3	AFFIDABILITÀ E DISPONIBILITÀ ATTESE.....	51

3.11.4	SEQUENZE E TEMPI DI AVVIAMENTO.....	52
3.11.5	FLESSIBILITÀ / DISPONIBILITÀ OPERATIVA.....	53
4	SISTEMAZIONI IMPIANTISTICHE	54
5	PARAMETRI AMBIENTALI.....	56
5.1.1	EFFLUENTI GASSOSI	56
5.1.2	EFFLUENTI IDRICI	56
5.1.3	EMISSIONI ACUSTICHE	57
5.1.4	Vibrazioni.....	57
6	OPERE CIVILI.....	58
6.1	OPERE CIVILI PRINCIPALI.....	58
6.2	MOVIMENTO TERRE.....	59
6.3	EDIFICI ED AREE TECNICHE.....	60
7	APPLICAZIONE DELLE MIGLIORI TECNICHE DISPONIBILI	61
8	COSTRUZIONE.....	68
8.1	PROGRAMMA DI COSTRUZIONE.....	68
8.2	MOVIMENTAZIONI E TRASPORTI.....	68
8.3	GESTIONE DEI RIFIUTI NELLA FASE DI COSTRUZIONE	69
8.3.1	RIFIUTI SOLIDI	69
8.3.2	CONSUMI E SCARICHI IDRICI.....	70
8.3.3	EMISSIONI IN ATMOSFERA.....	71
8.4	LINEE GUIDA PER LA DISMISSIONE DELL'IMPIANTO.....	71
8.4.1	PREMESSE.....	71
8.4.2	IPOTESI DI DESTINAZIONE DELLE RISULTE DELLA DISMISSIONE.....	72
8.4.3	REALIZZAZIONE DEL PROGRAMMA DI DISMISSIONE.....	74
9	ALTERNATIVE PROGETTUALI	76
10	DOCUMENTI DI RIFERIMENTO / ALLEGATI.....	78

1 Introduzione

Il presente documento costituisce il Progetto di Base dell'Impianto Peaker di Bertónico (nel seguito denominato "Impianto" oppure IPB) che la società Sorgenia Power S.p.A. intende realizzare nel Comune di Bertónico (Lodi).

L'Impianto proposto, della potenza complessiva massima di circa 280 MWe, utilizzerà come unico combustibile gas naturale e l'energia elettrica prodotta sarà dedicata alla vendita sul mercato libero tramite la Rete di Trasmissione Nazionale (RTN).

Il Progetto di Base si sviluppa attraverso l'analisi delle opzioni di impianto e la definizione delle scelte impiantistiche, fino all'identificazione e caratterizzazione di tutti i sistemi costituenti l'Impianto, nonché i componenti principali, sia in termini funzionali che dal punto di vista della loro sistemazione impiantistica.

Il Progetto di Base è stato sviluppato verificando la disponibilità di mercato di componenti e apparecchiature che, per le loro caratteristiche funzionali e fisiche, possono essere considerate tra loro equivalenti. Le caratteristiche tecniche e progettuali fondamentali del presente documento non sono pertanto subordinate alla scelta di componenti specifici.

1.1 Inquadramento del Progetto

L'iniziativa è volta a realizzare un impianto in grado di dare principalmente supporto e servizi di flessibilità alla RTN. Pertanto, l'architettura generale dell'Impianto è stata definita, nel rispetto dei vincoli esistenti, per ottenere i seguenti obiettivi:

- Massimizzare ed ottimizzare la compatibilità ambientale;
- Minimizzare il consumo di suolo;
- Sfruttare appieno le sinergie tecniche derivanti dall'integrazione con la Centrale a Ciclo Combinato di Turano Lodigiano Bertónico (di seguito "Centrale a Ciclo Combinato" o semplicemente "Centrale esistente") di proprietà della stessa Sorgenia Power S.p.A. per minimizzare l'impatto sul territorio;
- Garantire un avvio di produzione energia elettrica in tempi minimi;
- Massimizzare il rendimento ottenibile;
- Minimizzare il costo per kW installato;
- Minimizzare il costo di esercizio;
- Minimizzare i tempi di realizzazione.

Questi vincoli/opportunità hanno portato a:

- Considerare il sito in adiacenza alla Centrale esistente;
- Identificare la turbina alimentata a gas naturale come la tecnologia più adatta per conseguire gli obiettivi del progetto. Tale tecnologia, infatti, permette di raggiungere rendimenti molto elevati, ampiamente dentro i range definiti dalle BAT di riferimento, nonché prestazioni e caratteristiche ambientali e funzionali in linea con gli obiettivi di questa iniziativa.

La taglia della turbina a gas sul mercato e le caratteristiche del sito a disposizione portano ad individuare la composizione e la potenzialità dell'impianto in numero di un singolo modulo di produzione

caratterizzato da una potenza massima di circa 280 MWe, della stessa tipologia/classe delle macchine presenti nella Centrale Esistente.

La necessità di garantire una elevata compatibilità ambientale ha spinto a prevedere l'installazione di una sola turbina a gas dotata di sistemi a combustione controllata a secco, che permettono di limitare notevolmente le emissioni NOx in atmosfera senza la necessità di installare SCR a valle dello scarico della turbina stessa e di utilizzare iniezioni di acqua o vapore nella camera di combustione.

Inoltre, i consumi di acqua per tale tipologia di impianto sono minimi in quanto il raffreddamento utilizzato è di tipo ad aria. I consumi di acqua quindi sono limitati agli usi igienico/sanitari, di lavaggio compressore e di reintegro circuiti chiusi di raffreddamento che ammontano a pochi metri cubi all'anno.

L'utilizzo di un unico modulo di turbina a gas e la sua sistemazione impiantistica assicurano inoltre (i) un ridotto impatto visivo e (ii) un limitato impatto acustico data la conformazione delle principali sorgenti sonore (camera filtri, camino, ventilatori di raffreddamento, trasformatore) ottimizzate nel layout proposto.

1.2 Committenza

Il Gruppo Sorgenia, tra i primi operatori privati italiani del mercato nazionale dell'energia, opera nei principali settori di produzione e lungo tutta la filiera energetica attraverso la generazione termoelettrica, la generazione rinnovabile, il settore del gas, R&S, attività per la sostenibilità ambientale e la vendita ai clienti finali.

Il Gruppo Sorgenia è composto da società operanti nei diversi ambiti di attività della filiera energetica, oltre a controllare il 100% di Sorgenia Power S.p.A.

Il nuovo Impianto è proposto dalla società Sorgenia Power S.p.A. (di seguito il "Proponente" o "Sorgenia Power"), società dedicata che detiene il 100% degli asset relativi alla Centrale a Ciclo Combinato.

1.3 Scopo principale dell'Impianto

Lo scopo del nuovo Impianto è quello di garantire la disponibilità, in un ampio range di funzionamento, di circa 280 MW elettrici alla rete nazionale, con tempi di accensione estremamente rapidi (condizioni di massimo carico raggiungibili in circa 25 minuti con un impatto quindi ridotto dei transitori) ed un ridotto minimo tecnico ambientale (circa il 40% del massimo carico), garantendo quindi il rispetto delle emissioni in una gamma molto ampia di funzionamento.

Per tale ragione, tutte le caratteristiche dell'Impianto sono finalizzate a tale obiettivo:

- la tipologia della generazione (turbine a gas) in ciclo aperto,
- la scelta di tecnologia di tipo "heavy duty" caratterizzata da un elevato range di funzionamento in accordo ai limiti emissivi
- la collocazione adiacente ad un sito in esercizio continuo che provvede ad alimentare le utenze del nuovo impianto, ottimizzando e minimizzando gli spazi utilizzati e le nuove installazioni.

Questo rende l'impianto particolarmente adatto a supportare la rete in modo tempestivo e flessibile, consentendo all'operatore del sistema elettrico di servirsi dell'impianto sia per l'approvvigionamento di

servizi pregiati (regolazione di tensione, regolazione primaria e secondaria, etc.) sia per garantirsi adeguati margini di riserva grazie all'ampio range di funzionamento (riserva rotante, riserva terziaria, etc.).

1.4 Riferimenti Normativi

Tutte le normative italiane e regionali sono applicabili, anche se non esplicitamente richiamate nel seguito

1.4.1 Aspetti di Carattere Generale

- D.Lgs. n. 152 del 03/04/2006 e s.m.i. - Norme in materia ambientale
- D.Lgs. n. 59 del 18/02/2005 Attuazione integrale della direttiva 96/61/CE relativa alla prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento

1.4.2 Emissioni Gassose

- Direttiva 2003/87/CE del parlamento europeo e del consiglio del 13/10/2003 che istituisce un sistema per lo scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra nella Comunità.
- Decreto Legislativo 13 marzo 2013, n. 30 - Attuazione della direttiva 2009/29/CE che modifica la direttiva 2003/87/CE al fine di perfezionare ed estendere il sistema comunitario per lo scambio di quote di emissione di gas a effetto serra.
- Autorizzazione Sorgenia Power S.p.A. ad emettere gas ad effetto serra ai sensi della direttiva 2003/87/CE n. 1257.
- Regolamento (UE) n. 517/2014 del parlamento europeo e del consiglio del 16 aprile 2014 sui gas fluorurati a effetto serra e che abroga il regolamento (ce) n. 842/2006
- Delibera n. 14/2009 del Ministero dell'Ambiente Disposizioni di attuazione nazionale della Decisione della Commissione europea 2007/589/CE del 18 luglio 2007 inerenti il monitoraggio delle emissioni di CO2 per il periodo 2008-2012.
- Legge 3 maggio 2016, n. 79 - Emendamento al Protocollo di Kyoto.
- D.Lgs. 13 agosto 2010, n. 155 - Attuazione della direttiva 2008/50/CE relativa alla qualità dell'aria ambiente e per un'aria più pulita in Europa.
- Ulteriore ed aggiornata normativa è indicata dello Studio Ambientale

1.4.3 Opere Civili

- Legge 5 Novembre 1971 N. 1086, D.M. 14 Febbraio N.155 AA.GG/STC. Norme per la disciplina delle opere in conglomerato cementizio armato, normale e precompresso ed a struttura metallica e "Criteri generali per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e sovraccarichi" (Limitatamente alle parti ancora valide)
- Circolare LLPP 14 febbraio 1974 - Istruzioni per l'applicazione della legge 5 novembre 1971 N. 1086 (Limitatamente alle parti ancora valide)
- D.P.R. 6/06/2001 n°380 Testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia edilizia e s.m.i.
- Norme tecniche per le costruzioni e relativa circolare applicativa (D.M. 17 Gennaio 2018 con la C.M. del 21 Gennaio 2019, N.7)
- CNR-UNI 10021/85 Strutture in acciaio per apparecchi di sollevamento – Istruzioni per il calcolo, l'esecuzione, il collaudo e la manutenzione. (Limitatamente alle parti ancora valide).

- UNI EN 206:2016 – Calcestruzzo: specificazione, prestazione, produzione e conformità.
- UNI EN 1991 - Eurocodice 1: Azioni sulle strutture
- UNI EN 1992 - Eurocodice 2: Progettazione delle strutture di calcestruzzo
- UNI EN 1993 - Eurocodice 3: Progettazione delle strutture di acciaio
- UNI EN 1994 - Eurocodice 4: Progettazione delle strutture composte acciaiocalcestruzzo
- UNI EN 1996 - Eurocodice 6: Progettazione delle strutture di muratura
- UNI EN 1997 - Eurocodice 7: Progettazione geotecnica
- UNI EN 1998 - Eurocodice 8: Progettazione delle strutture per la resistenza sismica
- UNI EN 1999 - Eurocodice 9: Progettazione delle strutture in alluminio

1.4.4 Opere Elettriche

- Norme CEI. I componenti principali (es. generatore, trasformatori, alta tensione, quadri MT e BT, protezioni etc.) saranno in accordo con gli standard IEC (in generale già armonizzati con la normativa CEI). Alcuni standard IEEE potranno essere applicati puntualmente (es. IEEE 80 per la rete di terra, IEEE C037.13 per l'interruttore di macchina, ANSI/IEEE C37.23 per il condotto sbarre a fasi isolate) a complemento della normativa IEC.
- Norme UNI, in particolare:
 - Norma UNI EN 12464 "Illuminazione di interni con luce artificiale"
 - Norma UNI EN 1838 "Illuminazione d'emergenza".
 - "Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete" di TERNA S.p.A.
 - Riferimenti legislative vigenti (elencati a titolo esemplificativo non esaustivo):
 - D.L.gs. n° 81 del 09.04.08 "Testo unico sulla sicurezza nei luoghi di lavoro"
 - D.L. 37/08 (ex legge 46/90) "Attività di installazione degli impianti all'interno degli edifici"

Per quanto riguarda la stazione elettrica d'Utente saranno seguite le prescrizioni TERNA applicabili.

1.4.5 Emissioni liquide

- Dlgs 11 maggio 1999, n. 152 "Disposizioni sulla tutela delle acque dall'inquinamento e recepimento della direttiva 91/271/CEE concernente il trattamento delle acque reflue urbane e della direttiva 91/676/CEE relativa alla protezione delle acque dall'inquinamento provocato dai nitrati provenienti da fonti agricole". (Suppl. Ord. n. 101/L alla Gazzetta ufficiale 29 maggio 1999, n. 124)
- Dlsg 18 agosto 2000, n. 258 "Disposizioni correttive e integrative del decreto legislativo 11 maggio 1999, n. 152, in materia di tutela delle acque dall'inquinamento, a norma dell'articolo 1, comma 4, della legge 24 aprile 1998, n. 128"
- Ulteriore ed aggiornata normativa è indicata dello Studio Ambientale

1.4.6 Emissioni sonore

- D.P.C.M. 01/03/1991 - Limiti massimi di esposizione al rumore negli ambienti abitativi nell'ambiente esterno
- Legge n.447 del 26/10/95 - Legge quadro sull'inquinamento acustico
- D.P.C.M. 14/11/1997 - Determinazione dei valori limite delle sorgenti sonore
- D.Lgs. n.194 del 19/08/2005 - Attuazione della direttiva 2002/49/CE relativa alla determinazione e alla gestione del rumore ambientale

- Legge n. 88 del 07/07/2009 - Disposizioni per l'adempimento di obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia alle Comunità europee – Legge comunitaria 2008 – Articolo 11
- Ulteriore ed aggiornata normativa è indicata dello Studio Ambientale

1.4.7 Emissioni Elettromagnetiche

- DPCM 23 aprile 1992 "Limiti massimi di esposizione ai campi elettrico e magnetico generati alla frequenza industriale nominale (50 Hz) negli ambienti abitativi e nell'ambiente esterno" (G.U. 6-5-1992, n.104)
- Legge 22 febbraio 2001, n. 36 - Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici (G.U. n. 55 del 7 marzo 2001).
- Decreto del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare del 29/05/2008 "Approvazione delle metodologie di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto" (G.U. n. 156 del 5 luglio 2008)
- Decreto del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare del 29/05/2008 "Approvazione delle procedure di misura e valutazione dell'induzione magnetica" (G.U. n. 153 del 2 luglio 2008)

1.4.8 Prevenzione Incendi

- Decreto Legislativo 8 marzo 2006 n.139 "Riassetto delle disposizioni relative alle funzioni ed ai compiti del Corpo nazionale dei vigili del fuoco, a norma dell'articolo 11 della legge 29 luglio 2003, n. 229".
- Decreto Ministero dell'Interno 9 marzo 2007 "Prestazioni di resistenza al fuoco delle costruzioni nelle attività soggette al controllo del Corpo nazionale dei Vigili del Fuoco".
- Decreto Ministero dell'interno 16 febbraio 2007 "Classificazione di resistenza al fuoco di prodotti ed elementi costruttivi di opere da costruzione".
- D.P.R. 1 agosto 2011 n. 151 "Regolamento recante semplificazione della disciplina dei procedimenti relativi alla prevenzione degli incendi, a norma dell'articolo 49, comma 4 -quater, del decreto-legge 31 maggio 2010, n. 78, convertito, con modificazioni, dalla legge 30 luglio 2010, n. 122".
- Decreto Legislativo 07 agosto 2012 "Disposizioni relative alle modalità di presentazione delle istanze concernenti i procedimenti di prevenzione incendi e alla documentazione da allegare, ai sensi dell'articolo 2, comma 7, del decreto del Presidente della Repubblica 1° agosto 2011, n. 151".
- Decreto Ministero dell'Interno 17 aprile 2008 "Regola tecnica per la progettazione, costruzione, collaudo, esercizio e sorveglianza delle opere e degli impianti di trasporto di gas naturale con densità non superiore a 0,8".
- Decreto Ministeriale 10 marzo 1998 - Criteri generali di sicurezza antincendio e per la gestione dell'emergenza nei luoghi di lavoro.
- Decreto Ministeriale 22 gennaio 2008 n.37 "Regolamento concernente l'attuazione dell'articolo 11-quaterdecies, comma 13, lettera a) della legge n. 248 del 2 dicembre 2005, recante riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti all'interno degli edifici".
- NFPA 850" Recommended Practice for Fire Protection for Electric Generating Plants and High Voltage Direct Current Converter Stations"
- NFPA 12 "Standard on Carbon Dioxide Extinguishing Systems";

- NFPA 16 "Standard for the Installation of Foam-Water Sprinkler and Foam-Water Spray Systems";
- UNI 9795 "Sistemi fissi automatici di rivelazione e di segnalazione allarme incendio";
- UNI 12845 "Installazioni fisse antincendio – Sistemi automatici a sprinkler – Progettazione, Installazione e manutenzione";
- UNI 10779 "Impianti di estinzione incendi – Reti di idranti, progettazione, installazione ed esercizio";
- UNI EN 1866 "Estintori d'incendio carrellati";
- UNI EN 3 "Estintori d'incendio portatili";
- UNI EN 1838 "Applicazione dell'illuminotecnica - Illuminazione di emergenza";
- CEI EN 60079-10-1:2016 "Atmosfere esplosive. Parte 10-1: Classificazione dei luoghi - Atmosfere esplosive per la presenza di gas";
- Dettaglio dei riferimenti normativa è indicato nella Relazione Preliminare Prevenzione Incendi (Allegato 11 Id. 19124.001).

1.4.9 Sicurezza

- DPR 547 del 27 aprile 1955 - Norme per la prevenzione degli infortuni sul lavoro.
- DPR 164 del 7 gennaio 1956 - Norme per la prevenzione infortuni nelle costruzioni.
- DPR 302 del 19 marzo 1956 - Norme di prevenzione degli infortuni sul lavoro integrative di quelle emanate con DPR n. 547 del 27 aprile 1955.
- DPR 303 del 19 marzo 1956 - Norme generali per l'igiene sul lavoro.
- L.46 del 5 marzo 1990 - Norme per la sicurezza degli impianti.
- DLgs 77 del 25 gennaio 1992 - attuazione della direttiva CEE 88/363 in materia di protezione dei lavoratori contro i rischi di esposizione ad agenti chimici, fisici e biologici durante il lavoro.
- DL 285 del 30 aprile 1992 - Nuovo codice della strada modificato e integrato dal DPR 495 del 16 dicembre 992 - regolamento di attuazione del nuovo codice della strada.
- DL 626 del 19 settembre 1994 - Attuazione delle direttive CEE 89/391, 89/654, 89/656, 90/269, 90/270, 90/394, 90/679 riguardanti il miglioramento della sicurezza e della salute dei lavoratori sul luogo di lavoro.
- DPR 459 del 24 luglio 1996 - regolamento per l'attuazione delle direttive CEE 89/392, 91/368, 93/44 e 93/68 concernenti il ravvicinamento delle legislazioni degli stati membri relative alle macchine.
- Decreto Legge n°494 del 14-9-1996 - Prescrizioni minime di sicurezza e di salute da attare nei cantieri temporanei o mobili.
- Decreto legislativo n°528 del 19-11-1999 - Modifiche ed integrazioni al decreto legislativo 14 agosto 1996, n. 494, recante attuazione della direttiva 92/57/CEE in materia di prescrizioni minime di sicurezza e di salute da osservare nei cantieri temporanei o mobili.
- Decreto 9 maggio 2001 - Requisiti minimi di sicurezza in materia di pianificazione urbanistica e territoriale per le zone interessate da stabilimenti a rischio di incidente rilevante.
- Decreto legislativo n. 81 del 9-4-2008 – Testo unico della salute e sicurezza del lavoro e successivi aggiornamenti
- Decreto legislativo n. 106 del 3-8-2009 – Aggiornamento testo unico della salute e sicurezza del lavoro
- Direttiva 2006/42/CE Requisiti essenziali di sicurezza e salute pubblica dei macchinari

1.4.10 Collaudi e Test

- ISO 2314 – Gas Turbine – Acceptance tests
- ASME PTC 22

1.4.11 Gestione Rifiuti

- Decreto Legislativo 5 febbraio 1997, n. 22 - Attuazione delle direttive 91/156/CEE sui rifiuti, 91/689/CEE sui rifiuti pericolosi e 94/627CE sugli imballaggi e sui rifiuti di imballaggio (Decreto Ronchi) e successivi aggiornamenti.
- D.M. 27/09/2010 – Definizione dei criteri di ammissibilità dei rifiuti in discarica, in sostituzione di quelli contenuti nel decreto del Ministro dell’Ambiente e della tutela del territorio 3 agosto 2005.
- Ulteriore ed aggiornata normativa è indicata dello Studio Ambientale

1.4.12 Norme Internazionali

- ACI American Concrete Institute
- AISC American Institute of Steel Construction
- ANSI American National Standard Institute
- API American Petroleum Institute
- ASHRAE American Society of Heating, Refrigeration & AC Engineers
- ASME American Society of Mechanical Engineers
- ASTM American Society for Testing and Materials
- CIDECT International Committee for the Study and Development of Tubular Constructions
- AWS American Welding Society
- AWWA American Water Works Association
- BOCA Building Officials and Code Administrators
- DIN Deutches Institute for Normung
- HEI Heat Exchange Institute
- HI Hydraulic Institute
- IEC International Electro-technical Commission
- IEEE Institute of Electrical and Electronics Eng.
- ISA Instrument Society of America
- ISO International Standards Organization
- KKS Identification System for Power Station (Kraftwerk Kernzeichensystem)
- MSS Manufacturer’s Standardization Society
- NEMA National Electrical Manufacturers Association
- NFPA National Fire Protection Association
- SMACNA Sheet Metal and Air Conditioning Contractors National Association
- SSPC Steel Structure Painting Council
- TEMA Tubular Exchange Manufacturers Association
- UBC Uniform Building Code
- ISO International Standard Organization
- CEI Comitato Elettrotecnico Italiano
- UNI Ente Nazionale Italiano di Unificazione
- ISPESL Istituto Superiore per la Prevenzione e la sicurezza del Lavoro
- CEN European Committee for Standardization

I principali regolamenti per alcuni componenti e sistemi sono mostrati nell'elenco seguente:

- Turbina a gas e ausiliari DIN, IEC
- Sistemi meccanici isola di potenza DIN, ISO
- Sistemi meccanici all'esterno dell'isola di potenza DIN, ASTM, ASME, ISO
- Componenti elettrici e generatori IEC, ANSI, CEI
- Controllo e regolazione ISO, DIN, IEC
- Tubazioni ANSI, ASTM, API, DIN, AWWA
- Edifici NFPA, ASHRAE, UNI, DIN, IEC
- Civile UNI, ISO, ASTM, ACI, DIN

2 Sito Impianto

2.1 Descrizione del Sito

Il sito individuato per l'Impianto dista circa 3 km dal centro cittadino di Bertonico, 15 km dal centro di Lodi, 5 km da Casalpusterlengo e 4 km da Castiglione d'Adda. Si vedano gli elaborati :

- Allegato 1 - 578000183S0DT001 Inquadramento su ortofoto 1:100.000
- Allegato 2 - 578000183S0DT002 Inquadramento su ortofoto 1:5.000.

L'area su cui insisterà l'Impianto è un terreno con destinazione urbanistica industriale ubicato nel Comune di Bertonico, provincia di Lodi, all'interno del foglio catastale n° 22, particelle 54, 68, 69, 76, 86, 88, 89, 90, 101.

Si veda l'elaborato Allegato 3 - 578000183S0DT004 Inquadramento su planimetria catastale.

In Allegato 4 - Piano particellare, è presente l'elenco e le relative visure catastali di tutte le particelle impegnate dall'Impianto e dalle opere connesse che, nello specifico, sono limitate alla connessione elettrica verso la SSE Terna di cui si parla in maniera estesa al Paragrafo 3.8.3 (Allegato 15 – 578000183S0DT006 – Ipotesi percorso di collegamento con SSE Terna su base catastale).

La localizzazione identificata per l'Impianto è stata selezionata sulla base dei seguenti criteri

- facilità di accesso;
- destinazione d'uso consona ad attività produttive e quindi sito interno ad una zona a vocazione industriale;
- compatibilità con la disponibilità di acqua per usi interni ed eventualmente per l'alimentazione degli ausiliari, sia per la rete di distribuzione di acqua potabile previsti dal "Piano di Lottizzazione Comparto Nord", sia per la disponibilità presso la Centrale esistente di un pozzo attivo per l'emungimento da falda per acqua industriale sia per la connessione all'acquedotto della Società Lodigiana Acque.
- vicinanza alla stazione elettrica Terna a 380 kV, localizzata all'interno del comune di Turano Lodigiano, (collegata in entra-esce alla linea 380 kV S.Rocco-Tavazzano) a meno di 500 m dell'area prescelta per l'Impianto, a cui collegare la stazione del nuovo Impianto tramite elettrodotto in cavo interrato di una linea elettrica a 380 kV che permetta il trasporto dell'energia prodotta. Il percorso di tale cavo è all'interno della proprietà Sorgenia Power;
- adiacenza a metanodotto di proprietà di Sorgenia Power che attualmente alimenta la Centrale a Ciclo Combinato. Il metanodotto esistente ha una capacità superiore a 250.000 Smc/h e, come confermato da Snam Rete Gas, non esiste la necessità di adeguamenti sulla rete di trasporto (si veda il documento Allegato 13 - "Verifica disponibilità SNAM" del 09/09/2019).
- Adeguata distanza da recettori sensibili per quanto riguarda l'impatto acustico e i campi elettromagnetici derivanti dalla posa del cavo di collegamento con la sottostazione Terna
- Possibilità di implementare schermature arboree per minimizzare l'impatto visivo

Le caratteristiche dell'area prevista per l'installazione del nuovo Impianto Peaker di Bertonico sono:

- Localizzazione Bertonico (Lodi)

- Superficie da utilizzare circa 17.000 m²
- Elevazione del sito circa 65 m s.l.m.

L'area risulta praticamente pianeggiante e presenta una conformazione rettangolare. L'ubicazione è stata scelta pertanto sulla base di una serie di considerazioni che hanno permesso di evidenziare, dal punto di vista ingegneristico, l'adeguatezza di una area adiacente alla Centrale a Ciclo Combinato.

Tale prossimità rende disponibili alimentazioni e servizi che evitano duplicazioni di impianti e di allacciamenti esterni e presenta una ottimale disposizione nei confronti delle due interfacce principali (alimentazione gas e collegamento a Rete di Trasmissione Nazionale).

2.2 Impianto Esistente

La Centrale a Ciclo Combinato di proprietà della stessa Sorgenia Power ha una Potenza netta di circa 800 MWe, con una moderna concezione "zero-scarichi-liquidi" ed una ottimizzazione di produzione e gestione di servizi ausiliari e di utilities.

La Centrale esistente dispone di tutti i collegamenti infrastrutturali necessari per la produzione di energia elettrica e di impianti e strutture autonome per l'esercizio e la manutenzione. Ai fini di valutare le sinergie tra la esistente Centrale e l'Impianto si evidenziano i sistemi che saranno coinvolti:

- La stazione gas di arrivo del metanodotto sarà dotata di uno stacco valvolato dedicato alla linea in partenza verso il nuovo Impianto.
- La tubazione di collegamento del metanodotto di proprietà con l'Impianto avrà un percorso ottimizzato per minimizzare lunghezza e interferenze con manufatti esistenti e avrà il punto di arrivo nei pressi del vertice ovest del nuovo Impianto.
- Il sistema di trattamento delle acque del Ciclo Combinato è in grado di recuperare le acque piovane e le acque di processo: si prevede quindi che le acque meteoriche e gli scarichi reflui dell'Impianto siano ricondotti agli impianti esistenti di trattamento acque, per effettuare il massimo recupero.
- Il sistema di trattamento di acque meteoriche ed oleose garantisce un recupero pressoché totale delle stesse.
- La Centrale a Ciclo Combinato è dotata di un pozzo attivo per l'emungimento da falda e che può sopperire al fabbisogno di acqua industriale necessaria (tal quale o per la produzione di acqua demi).
- La Centrale esistente è dotata di sistemi per la produzione di acqua demineralizzata per le caldaie, la produzione di acqua industriale per gli utilizzi vari (servizi, pulizie, lavaggi, antincendio, etc.) e il reintegro dei circuiti alimentati ad acqua. Il sistema di produzione acqua demi garantisce, anche con lo stoccaggio di una adeguata riserva, la disponibilità di acqua per i sistemi di raffreddamento a circuito chiuso, per i sistemi di fogging e di lavaggio delle turbine e per tutti i servizi estemporanei.
- La Centrale esistente è quindi in grado di alimentare le utenze di acqua necessarie all'Impianto.
- Il sistema di supervisione e controllo del Ciclo Combinato garantisce la possibilità di integrare il sistema di controllo locale dell'Impianto.
- L'officina, le attrezzature mobili e le disponibilità di ricambi assistono per le esigenze operative e le manutenzioni.

- Una adeguata struttura organizzativa (direzionale, logistica, tecnica ed amministrativa) gestisce la Centrale esistente.
- La posizione della sottostazione Terna, alla quale l’Impianto verrà collegato, risulta nelle immediate vicinanze del vertice sud del sito.
- L’accesso carrabile sarà realizzato lungo la strada esistente che corre lungo il lato sud-ovest dell’area, realizzando un ingresso adiacente all’attuale ingresso della Centrale a Ciclo Combinato ed una rete viaria dedicata.
- Sul lato nord-est, l’esistente strada condurrà ad un accesso secondario adiacente all’accesso secondario della Centrale a Ciclo Combinato.

Nei paragrafi successivi saranno meglio dettagliate le sinergie tra tali realtà e le esigenze del nuovo Impianto. La Centrale a Ciclo Combinato dispone di tali collegamenti, e si dovranno realizzare solo interventi localizzati, evitando così di dover installare nuove connessioni.

2.3 Area di Costruzione

Per la realizzazione dell’Impianto si prevede di utilizzare un’area ridotta e ottimizzata per consentire adeguati spazi verdi di mitigazione ambientale, pari a circa 17.000 m2 adiacente alla Centrale esistente sul lato nordest.

Tale area presenta il vantaggio di:

- poter raccordarsi con il sistema viario esistente sia interno che esterno, mantenendo anche gli attuali accessi (principale e di emergenza)
- poter realizzare collegamenti di utenze e servizi aventi un ridotto impatto sull’impiantistica underground esistente

Si veda l’elaborato Allegato 3 - 578000183S0DT004 Inquadramento su planimetria catastale.

In particolare:

- gli allacciamenti idrici e gas possono essere effettuati con un percorso interno all’attuale recinzione sul perimetro nord-est della Centrale a Ciclo Combinato
- l’allacciamento alla Rete di Trasmissione Nazionale sarà effettuato anch’esso con un percorso interno all’attuale recinzione sul perimetro nord-ovest del Ciclo Combinato nei pressi dell’ingresso secondario.

L’area ha caratteristiche pianeggianti, per cui non si prevedono particolari difficoltà di realizzazione degli edifici, delle vasche dei serbatoi e delle platee di fondazione delle apparecchiature. Per la classificazione geotecnica si veda il par. 2.7

2.4 Dati Meteorologici

I dati più completi ai fini della descrizione degli aspetti termometrici del territorio in esame sono relativi alla stazione di misura di Tavazzano per la quale sono disponibili i rilevamenti orari di temperatura per gli anni 1990-2002. La caratterizzazione del regime termometrico dell’area di studio è completata dai dati

rilevati presso la stazione meteorologica di Codogno, più rappresentativa dell'area in esame perché più vicina, ma con serie storiche continue limitate al solo anno 2002 e da quelli relativi alla stazione di Piacenza disponibili in termini di frequenze riassuntive del periodo 1951-1991.

Il clima della Pianura Padana è relativamente uniforme dal punto di vista climatico con inverni rigidi ed estati calde, con elevata umidità relativa con massimi in primavera ed inverno.

Sulla base dei dati disponibili sono stati assunti i seguenti parametri per il progetto termodinamico dell'Impianto:

- Temperatura = 15 °C
- Umidità relativa = 85%
- Pressione atmosferica = 1.015 bar

Tutte le apparecchiature meccaniche ed elettriche, gli edifici e tutti i servizi ausiliari necessari al corretto funzionamento della Centrale ed al raggiungimento delle prestazioni attese saranno progettati per funzionare continuativamente e senza problemi nelle condizioni ambientali evidenziate nei paragrafi successivi.

2.4.1 Temperatura Ambiente

Le temperature medie ed estreme per l'anno 2002 registrate nella stazione di Codogno evidenziano un valore medio annuale risulta pari a 13,8°C, valore leggermente superiore a quanto registrato nella stazione di Tavazzano nello stesso anno (13,1°C) con un massimo di 37,1°C e un minimo di -7,9°C. La tabella seguente riassume i dati mese per mese, registrati a Codogno.

	Temperatura media (°C)	Temperatura massima (°C)	Temperatura minima (°C)
Gennaio	0,4	11,6	-7,9
Febbraio	5,5	16,8	-1,1
Marzo	10,8	27,4	0,4
Aprile	12,9	25,9	3,5
Maggio	18,1	29,4	8,4
Giugno	24	37,1	12,8
Luglio	23,6	33,0	14,8
Agosto	22,8	32,4	13,6
Settembre	18,7	30,1	7,0
Ottobre	13,8	24,4	4,6
Novembre	9,9	19,7	-0,2
Dicembre	5,9	15,0	-1,5
ANNO	13,8	37,1	-7,9

La zona climatica è E con 2.549 Gradi-giorno. L'escursione termica annua è di 21,1 °C

2.4.2 Umidità Relativa

L'umidità relativa media risulta elevata (superiore all'80%) da ottobre a febbraio, mentre i valori minimi si registrano in marzo e giugno (66,7% e 66,5% rispettivamente).

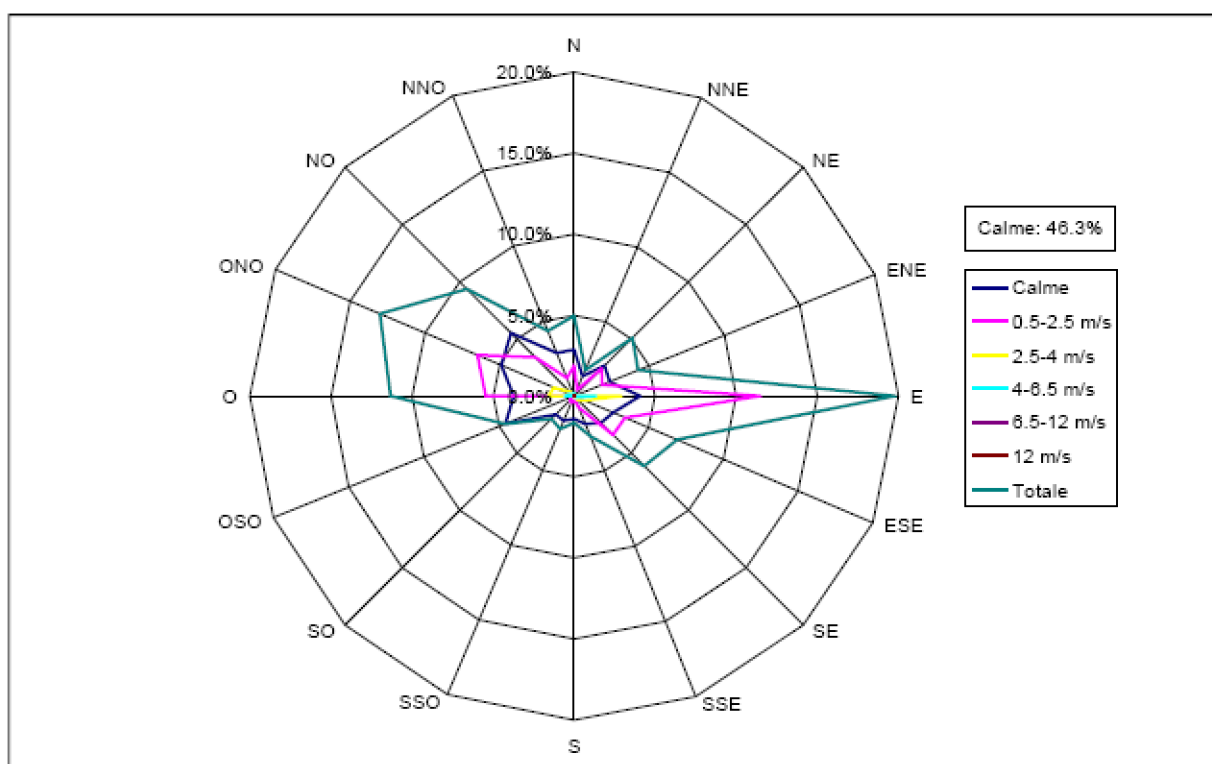
L'umidità relativa media è stata assunta pari a 85%, sulla base dei dati rilevati nella stazione di Piacenza.

2.4.3 Piovosità

Il regime delle precipitazioni dell'area in esame è stato analizzato sulla base dei dati registrati nella stazione di Piacenza negli anni 1951-1991. La piovosità media presenta un andamento caratterizzato da un minimo estivo e da un massimo in corrispondenza dei mesi autunnali e primaverili e risulta pari, come valore medio annuale, a 832,3 mm. In generale, i valori massimi di piovosità mensile si registrano in ottobre (93,5 mm), novembre (87,6 mm) e aprile (81,6 mm), mentre i minimi corrispondono ai mesi di luglio (41,3 mm), settembre (56,3 mm) e gennaio (58,0 mm). Il valore massimo dei giorni piovosi si registra nel mese di maggio (8,1 giorni piovosi), mentre il minimo si raggiunge in luglio (5 giorni piovosi). Il raffronto fra la piovosità ed i giorni piovosi è un indicatore dell'intensità dei fenomeni meteorici.

2.4.4 Ventosità

La figura seguente riporta la direzione e l'intensità del vento, sulla base dei dati registrati dalla stazione di Codogno.



2.5 Viabilità di Accesso

L'accesso all'area industriale avviene sia dalla Strada Provinciale n.26 "Lodi – Castiglione d'Adda" sia mediante la Strada Provinciale n.192, fra la via Emilia e la S.P.26. L'autostrada più vicina all'area è l'A1, attraverso le uscite dai caselli di Lodi e Casalpusterlengo. L'area industriale è collegata alla linea ferroviaria Piacenza-Milano al livello della stazione di Casalpusterlengo tramite un raccordo di recente realizzazione che raggiunge il comparto Sud dell'area ex-Sarni.

L'intera area industriale dispone di una rete di viabilità interna che collega i lotti nei comparti Nord e Sud agli accessi. Un unico accesso è previsto per la Centrale esistente e il nuovo Impianto ed una viabilità interna adeguata garantisce le esigenze di movimentazione e di sicurezza.

2.6 Classificazione Sismica

La classificazione sismica dell'area nel Comune di Bertanico in cui verrà realizzato il nuovo Impianto Peaker seguirà le prescrizioni delle vigenti Norme Tecniche per le Costruzioni (D.M. 17 Gennaio 2018) e delle relative Istruzioni (C.M. 21 Gennaio 2019, N.7).

Viene rimandata ad una fase successiva l'esecuzione della campagna geognostica per l'accurata caratterizzazione sismica dell'area di progetto. In ogni caso, in base alle informazioni acquisite nell'ultima campagna geognostica eseguita presso l'area della Centrale a Ciclo Combinato di Sorgenia (ricadente in parte nel Comune di Bertanico ed in parte nel Comune di Turano Lodigiano) si può ritenere valida in prima approssimazione la valutazione della Vs30 ivi riportata con valori compresi tra i 233 m/s ed i 380 m/s e categorie di sottosuolo "C" o "B" secondo la classificazione delle Norme Tecniche per le Costruzioni (D.M. 14 Gennaio 2008).

2.7 Caratterizzazione Geotecnica

L'area in cui sorgerà l'Impianto Peaker è contigua all'area su cui è stata realizzata la Centrale a Ciclo Combinato di Turano Lodigiano – Bertanico. Per diverse ragioni sotto elencate si assume che le caratteristiche geologiche dei terreni delle due aree siano molto simili.

Il grado di conoscenza del sito da un punto di vista geologico è piuttosto elevato grazie a diverse campagne geognostiche svolte in più periodi ed in particolare l'ultima condotta nel 2008 dallo studio Garassino e realizzata per la progettazione esecutiva delle fondazioni delle opere della centrale a Ciclo Combinato in Allegato 20 RELAZIONE GEOTECNICA GENERALE VOL. I (id. 0406 A0YAGC008) e VOL. II (id. 0406 A0YAGC009). Da questa campagna si evince che il modello stratigrafico del terreno di fondazione sia caratterizzato dalla presenza di terreni coesivi superficiali costituiti prevalentemente da limi sabbiosi poggianti su depositi granulari sabbiosi e ghiaiosi. Nel complesso, l'area in esame presenta caratteristiche omogenee da un punto di vista litologico, tanto da potersi redigere un'unica stratigrafia; anche da un punto di vista morfologico l'area in questione risulta essere quasi pianeggiante avendo solo una debole pendenza verso il corpo idrico recettore.

Sulla base della campagna geognostica di cui sopra, la colonna stratigrafica dell'area in questione fino ad una profondità di 30 metri dal piano campagna è stata discretizzata in quattro livelli:

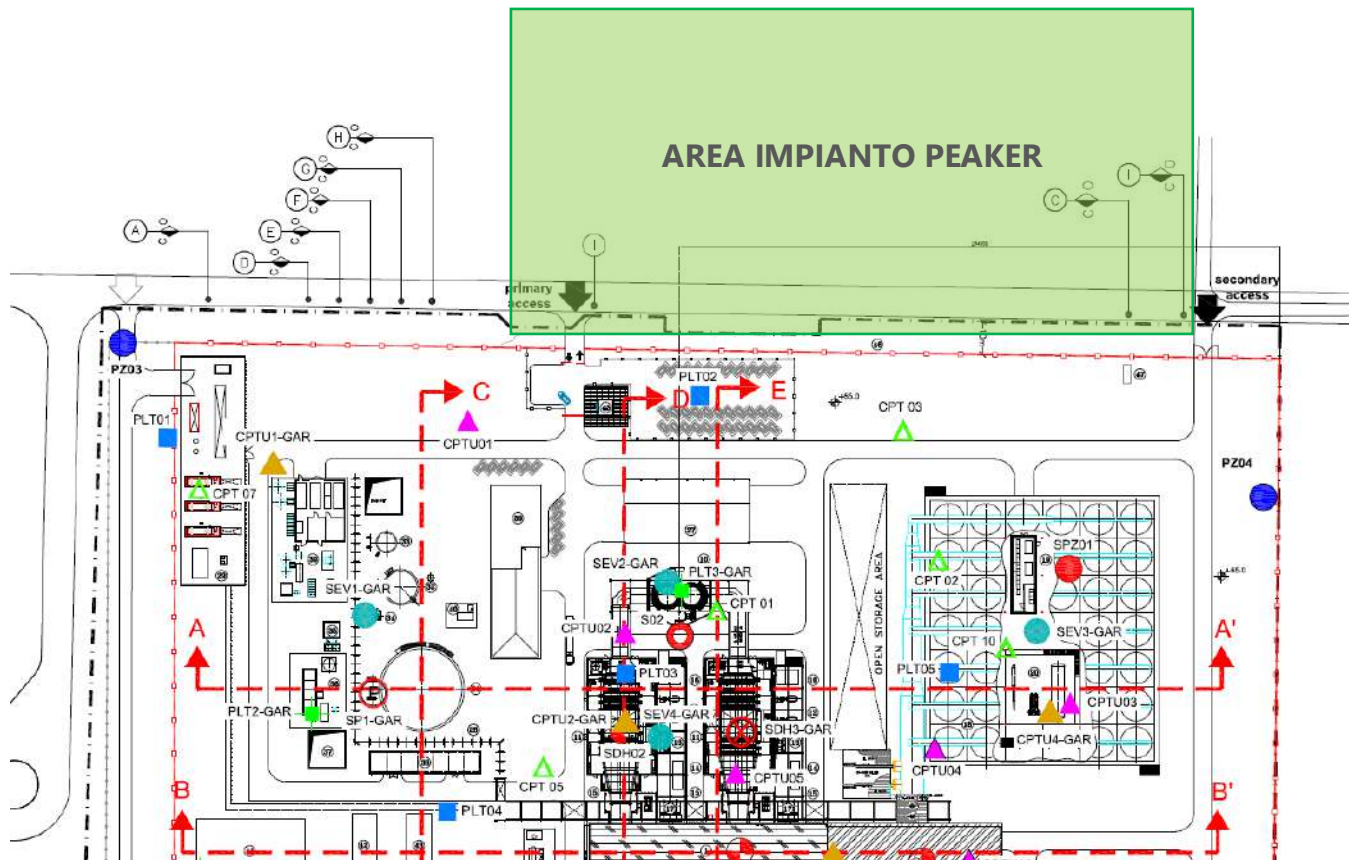
- 1° livello: con spessore variabile da 1 a 8,8 metri è costituito da sabbia fine localmente debolmente limosa in cui sono state eseguite prove SPT e che presentano un valore medio di 15 colpi per 30 cm di avanzamento;
- 2° livello: tale livello sottostante al 1° livello è presente fino a 23 metri dal piano campagna ed è costituito prevalentemente da un livello di sabbia da fine a media e limosa a debolmente limosa. I valori registrati di SPT variano tra 15 e 50 colpi per 30 cm di avanzamento, valori che aumentano con l'aumentare della profondità;
- 3° livello: tale strato rinvenuto al di sotto del precedente livello si estende sino ad una quota di circa 37,70 metri s.l.m. Si tratta di un deposito alluvionale essenzialmente costituito da sabbia ghiaiosa passante a ghiaia sabbiosa a tratti limosa. Tale livello presenta a volte livelli di torba marrone e a matrice limosa con inclusioni di ghiaia medio grossa. I valori di SPT registrati sono circa 50 colpi per 30 cm di avanzamento. Questi depositi, come anche i depositi ancora più

profondi (4°livello) sono stati rinvenuti solamente nei sondaggi che hanno raggiunto una profondità di 30 metri;

- 4° livello: strati profondi di sabbia da fine a grossa debolmente limosa a volte associata a ghiaia. Questo livello è presente al di sotto del precedente fino alla profondità massima di indagine (30 metri dal p.c.). I valori di SPT registrati sono di circa 60-70 colpi per 30cm di avanzamento.

Sempre con riferimento all'area della Centrale esistente, il livello statico della tavola d'acqua varia tra una profondità minima di 3,50 metri dal piano campagna ad una profondità massima di 4,90 metri dal p.c. delineando un flusso locale della falda verso est – nordest in accordo con l'andamento regionale. L'altezza statica della falda nell'area di progetto potrà essere determinata solo a valle dell'esecuzione della campagna geognostica nell'area in questione. In ogni caso, essa non si scosterà di molto dai valori precedentemente indicati.

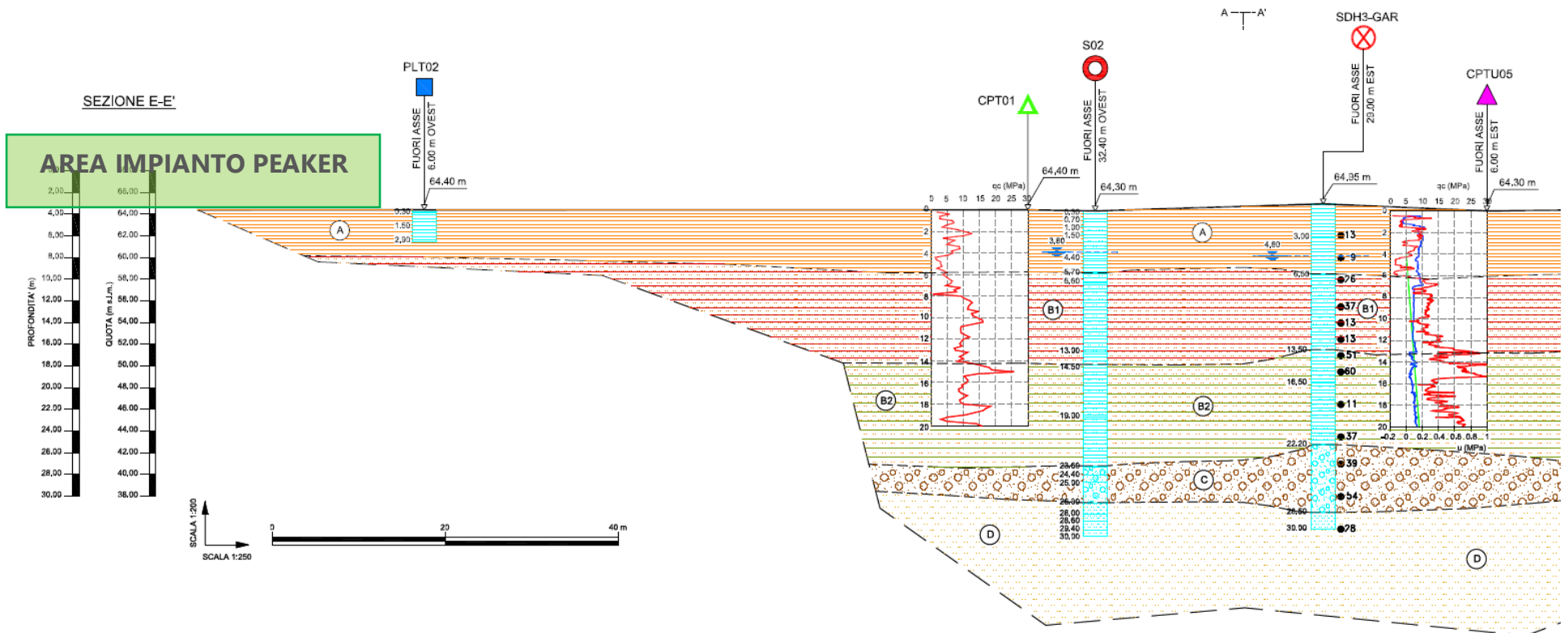
In maggior dettaglio si riportano nelle seguenti figure le ubicazioni dei sondaggi effettuati nel 2008 (campagna Garassino) e le relative stratigrafie a cui è stata aggiunta la localizzazione dell'impianto Peaker:



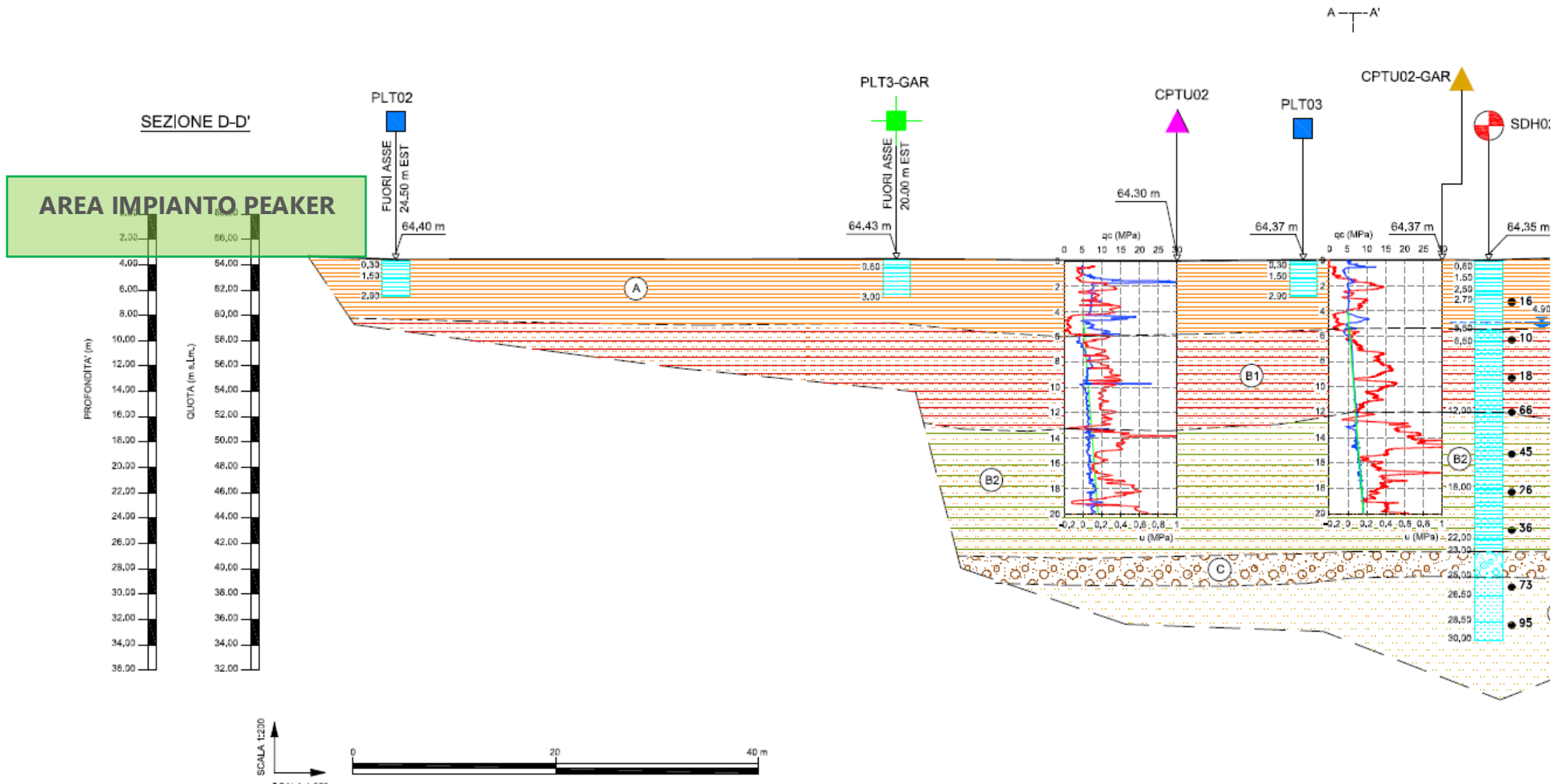
INTERFACE POINTS	
POINT	BATTERY LIMIT (for demarcation see Part 2, paragraph 2.4)
A	GAS PIPELINE
B1	OPTIONAL 690 KV (INTERCONNECTION POINT IS AT DISCONNECTOR CLAMPS)
B2	OPTIONAL 690 KV CONTROL, PROTECTION & COMMUNICATION (INTERCONNECTION POINT IS AT RELEVANT EQUIPMENT IN TERNA BUILDING)
C	30 KV FEEDER
D	RAW WATER
E	POTABLE WATER
F	WASTE WATER
G	SEWAGE
H	TELEPHONE (INTERCONNECTION POINT)
I	ACCESS ROADS

LEGENDA - PROVE ESISTENTI		N°
● SPZ	SONDAGGIO (profondità 30m) CON PIEZOMETRO. SPT OGNI 1,5m / 3.0m	1
● SDH	SONDAGGIO (profondità 30m) CON DOWN-HOLE. SPT OGNI 1.5m / 3.0m	3
● S	SONDAGGIO (profondità 30m)	2
▲ CPTU	PROVA PENETROMETRICA STATICA CPTU (profondità 20m)	8
▲ CPT	PROVA PENETROMETRICA STATICA CPT (profondità 20m)	12
● PZ	SONDAGGIO (profondità 20m) CON PIEZOMETRO, SPT OGNI 1,5m / 3.0m	4
■ PLT	POZZETTO (profondità 4.0m) CON PROVA PLT (profondità 1.0m)	8

Ubicazione sondaggi 2008



Dettaglio stratigrafia sezione E-E'



Dettaglio stratigrafia sezione D-D'

Sulla base delle caratteristiche meccaniche dei terreni e in continuità con la progettazione geotecnica sviluppata per la centrale a Ciclo Combinato si prevede per le fondazioni con il maggior carico specifico, come già realizzato per le fondazioni principali del Ciclo Combinato, la realizzazione di opere di consolidamento del terreno che consistono in colonne di ghiaia del diametro di 800 mm. La profondità sarà di 15 metri e la maglia 2 x 2 metri. Tali assunzioni progettuali saranno validate in fase esecutiva a valle delle risultanze geognostiche ottenute con una apposita campagna dedicata. Si ipotizza che tali tipo di fondazioni siano necessarie solo per le opere principali (turbogas, edificio GIS, trasformatore elevatore) mentre per gli altri ausiliari, cabinati, tettoie, etc. si prevedono fondazioni dirette.

La costruzione delle fondazioni sarà condotta, per aree, in successione alla realizzazione delle colonne di ghiaia. I terreni provenienti dagli scavi, qualora idonei, potranno essere in parte utilizzati per i rinterri e i rinfianchi e trattati come rifiuto qualora non idonei o eccedenti.

L'esecuzione dei rinterri nell'area del nuovo impianto per portare alla realizzazione del piano finito esterno verranno eseguiti progressivamente, per successione di strati di riempimento concomitanti alla realizzazione di fondazioni e underground.

Vengono rimandate ad una fase successiva le necessarie campagne geognostiche per l'accurata caratterizzazione meccanico-deformativa dei terreni in oggetto.

2.8 Zonizzazione Acustica

Ai sensi del D.P.C.M. 1 marzo 1991 (art. 2), della L. n. 447/95 (art. 6) e della L.R. n.13/2001, nell'ambito della delibera di approvazione del piano di zonizzazione n.42 del 22/12/14 e del Piano di Governo del Territorio del comune di Bertinico l'area prevista per l'insediamento dell'Impianto è definita " Area prevalentemente industriale".

3 Descrizione Generale dell’Impianto ed Interfacce con Impianto Esistente

3.1 Descrizione Generale

Il presente capitolo ha lo scopo di fornire una descrizione sintetica della struttura generale dell’impianto di produzione di energia denominato Impianto Peaker di Bertanico, identificandone i componenti, i sistemi principali ed i sistemi ausiliari, nonché le relative sistemazioni impiantistiche.

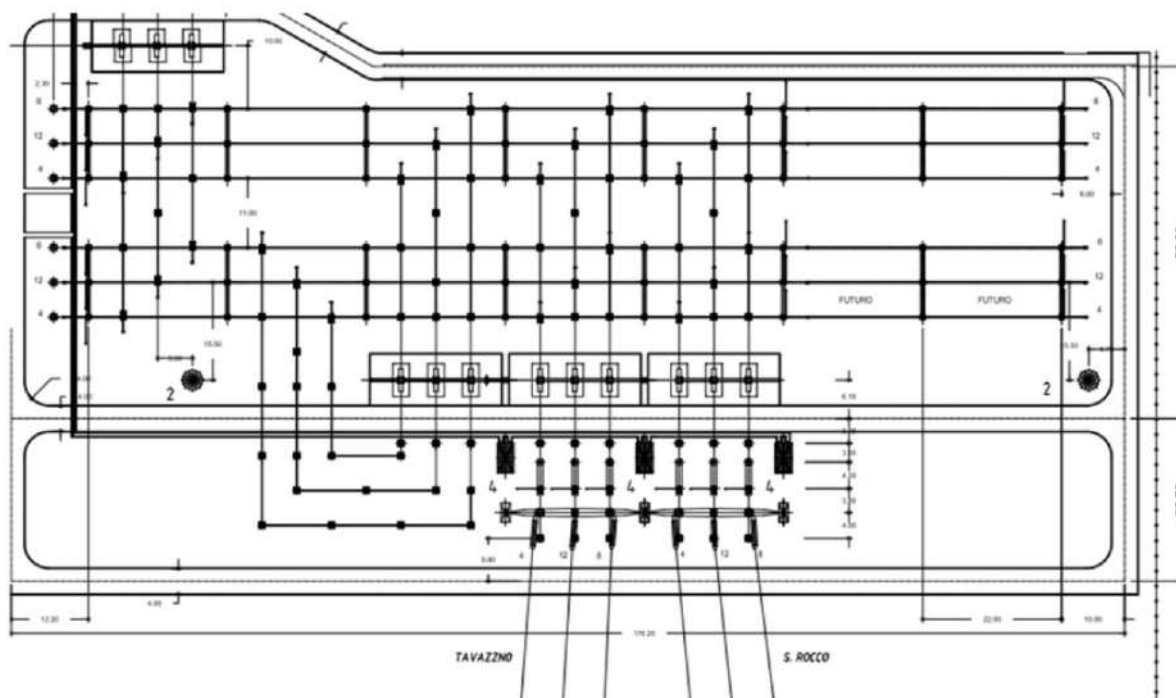
La descrizione dettagliata dei suddetti sistemi e componenti, completa dei relativi dati tecnici di progetto e di funzionamento, è riportata nei successivi capitoli.

Il nuovo Impianto sarà sostanzialmente costituito da 1 modulo turbogas in ciclo aperto per la produzione di energia elettrica della potenza massima di circa 280 MWe in condizioni ISO.

Il nuovo Impianto sarà collocato nei pressi della centrale Sorgenia Power di Bertanico / Turano Lodigiano. Pur essendo l’impianto un’unità produttiva separata e indipendente, è prevista una stretta sinergia con la Centrale per evitare duplicazione di sistemi/equipment esistenti. Infatti si prevede che:

- L’operatività del nuovo Impianto sarà gestita dalla sala controllo della Centrale esistente
- L’alimentazione del gas avverrà tramite uno stacco valvolato presente nella stazione di ricezione del gasdotto esistente di proprietà Sorgenia Power; non sarà quindi necessario erigere ulteriori opere se non una breve tubazione di collegamento fino al nuovo Impianto
- La disponibilità di acqua industriale e acqua demi sarà garantita dai sistemi di produzione e gestione della Centrale esistente
- La disponibilità di acqua potabile sarà garantita dall’allaccio esistente della Centrale esistente con l’acquedotto della Società Lodigiana Acque
- Il sistema di gestione dei reflui zero-liquid-discharge della centrale esistente provvederà a garantire la stessa qualifica per il nuovo Impianto gestendone i relativi reflui (ad eccezione degli scarichi neri, gestiti con fossa Imhoff dedicata)
- La stazione antincendio ad acqua della Centrale esistente alimenterà anche gli anelli antincendio di protezione dell’Impianto
- La gestione e manutenzione dell’Impianto avrà la possibilità di sfruttare anche le strutture e la logistica (officine e magazzini) della Centrale esistente essendo inoltre la turbina a gas della stessa tipologia di quelle presenti nell’impianto esistente.

Inoltre, la Stazione Elettrica Terna di Turano Lodigiano (adiacente alla Centrale esistente) permetterà l’esportazione in rete dell’energia prodotta dall’Impianto con la semplice installazione di un ulteriore stallo nell’area Terna già disponibile, senza dover provvedere alla realizzazione di ulteriori infrastrutture di rete (vedere predisposizione “FUTURO” nell’estratto dal disegno in pianta della stazione Terna riportato di seguito).



I principali equipaggiamenti del nuovo Impianto sono:

- Sistema gas di alimentazione (filtrazione, riduzione e misura)
- Turbina a gas ed ausiliari di macchina
- Sistema di raffreddamento
- Sistema elettrico
- Automazione

Per validare la proposta sono stati considerati modelli di turbine a gas di tipo heavy duty e per ovvie considerazioni di sinergia con l'impianto esistente si è optato per una macchina di classe F di costruzione Siemens/Ansaldo caratterizzata da parametri prestazionali e ambientali conformi ai requisiti del presente Progetto.

3.2 Sistema Gas di Alimentazione

Il gas ad alta pressione proveniente dalla Centrale esistente verrà filtrato prima di essere inviato alla stazione di riscaldamento e riduzione della pressione (due linee di riduzione al 100% della capacità) per poi essere misurato ed inviato alla camera di combustione alle condizioni operative richieste dal Sistema di controllo della macchina (indicativamente 29 bar(g)).

Si veda l'elaborato Allegato 9 - 578000183S00P003 – Schema Alimentazione Gas.

L'impianto sarà in grado di funzionare con le varie composizioni di gas contemplate dal codice di rete Snam Rete Gas. Come riferimento per la valutazione delle prestazioni d'impianto sono state assunte le seguenti caratteristiche:

COMPOSIZIONE VOLUMETRICA

▪ Metano	93,00 %
▪ Etano	2,00 %
▪ Propano	1,00 %
▪ Iso butano	0,32 %
▪ Butano	0,45 %
▪ Iso pentano	0,11 %
▪ Pentano	0,12 %
▪ Azoto	2,50 %
▪ Anidride carbonica	0,50 %
▪ PCI:	34,6 MJ/Sm ³
▪ Densità	0,72 kg/Sm ³

Il gas disponibile sul gasdotto Sorgenia ha le seguenti caratteristiche:

- Pressione nominale 70 bar
- Pressione minima 40 bar

3.3 Turbina a Gas ed Ausiliari

L'Impianto sarà costituito da un unico modulo turbogas della potenzialità massima di circa 280 MW elettrici.

Si veda l'elaborato Allegato 7 - 578000183S00P001 – Bilancio & Diagramma di Flusso

La turbina a gas sarà di tipo heavy duty (industriale) alimentata esclusivamente a gas naturale e dotata di sistema per il controllo della combustione (DLN – Dry Low NOx) per la minimizzazione di emissioni inquinanti (NOx e CO). Tale sistema di controllo emissione è a secco, cioè non utilizza iniezione di acqua o vapore in camera di combustione per tagliare i picchi di temperatura di combustione.

La turbina a gas è ad albero singolo, scarico assiale, combustore anulare, progettata per un funzionamento a 50 Hz. La turbina è della cosiddetta Classe F ad alte prestazioni ugualmente adatta sia per ciclo combinato che per ciclo aperto.

Tale tipologia di macchina bene si adatta alle esigenze di generazione di energia in considerazione del suo basso impatto ambientale, flessibilità operativa, elevate prestazioni.

Le principali caratteristiche della turbina a gas sono:

- Compressore assiale a 15 stadi con le prime 2 file di palette mobili (IGV – Inlet Guide Vanes) per gestire al meglio il flusso di aria in ingresso e massimizzare il rendimento
- 4 stadi turbina
- Palette di turbina raffreddate a film con materiali avanzati e TBC (rivestimento barriera termica),
- Tutte le palette turbina sono sostituibili con il rotore in posizione

- Scarico assiale
- Rotore monoalbero fatto con dischi e tirante centrale
- 2 cuscinetti portanti e 1 reggispinta (lato compressore)
- Camera di combustione di tipo anulare rivestita con piastrelle di ceramica sostituibili singolarmente
- Generatore azionato lato compressore (cold end drive)

La disposizione del monoalbero consente alla turbina a gas di azionare direttamente il suo compressore d'aria e il generatore elettrico separato. La combustione del gas naturale avviene nella camera di combustione anulare multi-bruciatore dotata di 24 bruciatori ad alta efficienza e basse emissioni.

Il generatore elettrico, raffreddato ad aria, della capacità di circa 330 MVA, connesso lato compressore alla turbina a gas, convertirà la potenza meccanica in potenza elettrica. Essendo la velocità di rotazione della turbina pari a 3000 giri/minuto non è necessaria l'installazione di un riduttore di giri.

L'aria aspirata attraverso filtri, dotati di un sistema di antighiaccio, verrà compressa a circa 18 bar (pressione di immissione in camera di combustione) a mezzo di un compressore assiale multistadio incluso nel gruppo turbina.

I fumi di scarico verranno convogliati al camino attraverso un condotto di scarico. L'Impianto è in grado di garantire emissioni di NOx e CO < 30 mg/Nm³ (fumi secchi al 15% O₂) nell'intero range di funzionamento al di sopra del minimo tecnico ambientale che, per la turbina a gas presa in considerazione, sarà di circa 125 MW; per il raggiungimento di tali prestazioni non si prevede l'inserimento sul condotto di scarico di un sistema di catalizzazione per l'abbattimento di NOx e CO.

Il camino di scarico avrà un'altezza di 60 metri e diametro di 8 metri, caratteristiche che garantiscono una adeguata diffusione dei fumi.

All'Allegato 16 è presente una relazione descrittiva specificamente mirata ad individuare eventuali ostacoli alla navigazione aerea posti in essere dall'installazione del nuovo Impianto. Le specifiche costruttive e di segnalazione richieste dagli enti verranno prese in carico dalla progettazione esecutiva (Allegato 16 - Relazione per valutazione ostacoli navigazione aerea).

Sono previsti anche i seguenti sistemi ausiliari al funzionamento della turbina a gas:

Sistema olio lubrificazione e di sollevamento

Skid olio lubrificazione con serbatoio, pompe principali e ausiliarie (azionate da motore a corrente alternata), pompa di emergenza (azionate da motore a corrente continua), filtri duplex, valvole, estrattori di vapore e separatore, pompa olio di sollevamento (azionata da motore a corrente alternata), viradore e relativa pompa (azionata da motore a corrente alternata)

- 2 scambiatori di calore olio lubrificante al 100% (tipo a piastre olio / acqua)
- 2 pompe 100% per dispositivo di spostamento del rotore
- Tubazioni tra skid dell'olio lubrificante, scambiatore di calore e turbina a gas

Impianto idraulico olio comprendente:

- Skid olio idraulico con serbatoio, pompa principale, pompa ausiliaria, ventilatore, accumulatori, filtri, valvole
- Tubazioni tra lo skid dell'olio idraulico e le valvole del carburante

Sistema di lavaggio del compressore comprensivo di serbatoio dell'acqua, pompa, tubi e ugelli.

Sistema pneumatico per l'attivazione delle valvole di blow-off comprendente 2 compressori al 100%, essiccatori, valvole e drenaggio, tubazioni tra lo skid pneumatico e le valvole di blow-off

Sistema di alimentazione e controllo del gas combustibile, comprendente:

- Skid gas con filtro, valvola di arresto di emergenza, valvole di controllo, valvola di sfiato
- Tubazioni tra skid del gas combustibile e turbina a gas

Sistema di aspirazione aria, comprendente:

- Cappe per protezione eventi atmosferici
- Raccogli gocce
- Sistema antighiaccio di distribuzione aria della mandata del compressore
- Pre filtro
- Filtro statico ad alta efficienza (ISO ePM1 secondo ISO 16890)
- Camera filtri con scale e piattaforma
- Silenziatore in ingresso (per pressione sonora di 80 dB (A) a 1 m)
- Serranda di aspirazione
- Porte anti-implosione
- Paranco elettrico per sollevamento elementi filtranti

Condotto gas di scarico, comprendente:

- Giunto di dilatazione tra turbina a gas e diffusore conico
- Diffusore conico (per una pressione sonora di 80 dB (A) a 1 m)
- Giunto di dilatazione tra diffusore conico e apparecchiatura a valle

3.4 Sistema di Raffreddamento

Lo smaltimento del calore derivante dal raffreddamento del generatore e dei fluidi di processo della turbina a gas (essenzialmente l'olio di lubrificazione), verrà realizzato a mezzo di moduli di batterie di aerotermini (fin fan coolers), in circuito chiuso con acqua demi in circolazione forzata.

Per mantenere alta l'affidabilità dell'Impianto i moduli saranno adeguatamente dimensionati e ridondati per consentire lo smaltimento del calore in tutte le condizioni operative ed in ogni condizione ambientale. Dato il ridotto carico termico da smaltire, l'impatto di tale sistema sia dal punto di vista di ingombro che dal punto di vista ambientale (rumore e rilascio di calore in atmosfera) è limitato.

3.5 Sistemi Acqua

I principali utilizzi di acqua nell'Impianto sono di seguito descritti.

Si veda l'elaborato Allegato 10 - 5780018300P002 – Schema Sistemi Fluidi.

3.5.1 Acqua Demi

L'impianto così come concepito necessiterà di quantitativi molto modesti di acqua demineralizzata, legati principalmente al reintegro delle perdite del ciclo chiuso di raffreddamento.

L'acqua demi verrà inoltre (saltuariamente in accordo alle indicazioni del manuale operativo) utilizzata per il lavaggio del compressore della turbina a gas.

L'acqua demi verrà fornita direttamente dall'impianto presente nella Centrale esistente. Per garantire una distribuzione ottimale si prevede la presenza di un serbatoio da 1000 m³, due pompe di rilancio ed una rete di distribuzione.

Risulteranno pertanto alimentabili:

- Circuiti raffreddamento generatore e olio
- Circuiti raffreddamento / riscaldamento locali
- Impianti lavaggio compressore turbina

I consumi stimati sono nell'ordine di 2,5-3 m³ di acqua demi a settimana, valutati per un utilizzo in continuo dell'impianto. Nel caso più probabile di utilizzo dell'impianto (cioè impianto di picco) i consumi reali saranno ulteriormente ridotti.

3.5.2 Acqua Industriale

L'acqua industriale verrà fornita dalla Centrale esistente tramite un'estensione della rete di distribuzione esistente.

L'utilizzo dell'acqua industriale sarà limitato ai lavaggi industriali (aree e attrezzature) e alle necessità durante le fermate manutentive.

3.5.3 Acqua Potabile

L'acqua potabile, fornita anch'essa attraverso l'alimentazione dalla Centrale esistente, verrà utilizzata per:

- Utilizzo civile
- Alimentazione apparecchi lavaocchi

3.6 Raccolta e Scarico Acque e Reflui

Le reti di raccolta acque (meteorologiche, oleose, lavaggi) ed eventuali oli confluiranno per pendenze o pompe di rilancio nelle reti scarichi dell'attuale centrale, ad eccezione degli scarichi delle acque nere, che confluiranno in una fossa Imhoff, con dispersione nel terreno non edificato o coperto della centrale stessa.

Si veda l'elaborato Allegato 10 -5780018300P002 – Schema Sistemi Fluidi.

Prevedendo una sinergia di reti e di servizi con la Centrale esistente, le reti idriche del nuovo sito costituiranno un prolungamento dei sistemi esistenti: in tale ambito si utilizzeranno poi i sistemi di

trattamento e scarico delle varie tipologie di acque già presenti nella Centrale esistente. Dunque, il sistema di gestione delle acque reflue del Ciclo Combinato riceverà e tratterà le acque scaricate dal nuovo Impianto Peaker.

Si veda anche l'Allegato 17 - Relazione verifica Invarianza Idraulica

3.6.1 Categorie di Reflui Trattati

I tipi di reflui che saranno trattati dall'apposito impianto all'interno della Centrale esistente possono essere suddivisi nelle seguenti categorie principali:

- acque meteoriche
- acque nere
- acque nei bacini raccolta olio trasformatori

ACQUE METEORICHE

Le acque meteoriche sono state suddivise in:

- acque meteoriche provenienti dai tetti dei fabbricati: le acque provenienti dai tetti degli edifici e dei volumi tecnici coperti saranno conferite ad una vasca volano da 430 m³ dimensionata secondo i requisiti dell'invarianza idraulica e da lì inviate alla vasca acque di processo della Centrale esistente.
- acque di prima pioggia: le acque di prima pioggia sono considerate potenzialmente oleose in quanto vengono a contatto con superfici sulle quali possono essersi verificati degli accidentali rilasci o perdite di sostanze di tale natura. Tali acque provengono principalmente da:
 - area turbina a gas
 - viabilità interna ed aree di piazzale
 - altre aree (es. magazzino, stazione di ricezione gas)
 - lavaggio dei pavimenti (discontinuo)

In accordo con la normativa vigente (Legge Regionale della Lombardia n°62 del 27/05/1985), per il pre-dimensionamento della vasca dell'acqua di prima pioggia è stata considerata una precipitazione di 5 mm uniformemente distribuita sull'intera superficie scolante servita dalla rete di drenaggio. Il volume della vasca delle acque di prima pioggia sarà pari a circa 100 m³; dopo la raccolta nella vasca di prima pioggia, le acque saranno successivamente inviate nella vasca acque oleose ove la frazione oleosa verrà separata e raccolta in apposito pozzetto mentre le acque derivanti dal primo trattamento di separazione della frazione oleosa saranno inviate alla Centrale a Ciclo Combinato per completare i trattamenti di rimozione della stessa. Le acque di seconda pioggia confluiranno nella vasca volano sopra citata.

ACQUE NERE

Le acque nere provengono dagli scarichi servizi igienici, lavandini, etc. presenti nell'edificio che ospita la sala controllo; tali acque saranno smaltite secondo quanto previsto dalla normativa regionale, mediante vasca Imhoff.

Nota: le eventuali perdite dei trasformatori sono raccolte in vasche dedicate e quindi gestite con prelievo e trattamento dedicato.

3.7 Altri Sistemi Ausiliari di Centrale

3.7.1 PRODUZIONE E DISTRIBUZIONE DI ARIA COMPRESSA

L'Impianto sarà dotato di un sistema aria compressa necessaria al funzionamento della strumentazione di impianto e per i servizi; il sistema sarà così costituito:

- 2 x 100% compressori a vite (ridondanza 100%), ognuno completo di filtro di ingresso, silenziatore e separatore di umidità
- 1 serbatoio di aria compressa
- 1 anello di distribuzione
- 2 essiccatori al 100%, progettati per aria satura, dotati di filtri in ingresso e in uscita

L'aria è aspirata dai compressori e quindi viene essiccata e scaricata in un serbatoio, da cui fluisce alla rete per la strumentazione ed i servizi.

Il compressore ridondante entra automaticamente in funzione nel caso che il principale non funzioni: in ogni caso il sistema è in grado di fornire aria compressa per un sicuro spegnimento della centrale, nel caso di malfunzionamento di entrambi i compressori.

Il sistema aria compressa dell'Impianto sarà collegato a quello della centrale esistente.

3.7.2 SISTEMA DI STOCCAGGIO DEL GASOLIO

Il gasolio verrà utilizzato per l'alimentazione del generatore elettrico di emergenza della potenza di 500 kW e pertanto verrà installato un serbatoio di 5000 litri in grado di garantire un'autonomia di 24 ore agli ausiliari dell'Impianto in caso di black out.

3.7.3 TERMOVENTILAZIONE

Ha lo scopo di assicurare il mantenimento nei locali di condizioni ambientali adeguate al servizio a cui gli stessi sono destinati e sarà autonomo per locali o gruppi di locali. Gli impianti di termoventilazione saranno presenti in tutti gli edifici e container ove sarà necessario controllare la temperatura.

3.7.4 PROTEZIONE ANTINCENDIO

La protezione antincendio, in funzione delle esigenze specifiche delle varie aree del nuovo Impianto, sarà assicurata da:trasformatore

- rete sensori gas, fumo e fiamma
- sistema dedicati a CO2
- sistemi dedicati con sistema gas tipo Novec
- rete ad anello con idranti distribuiti
- estintori portatili a CO2
- estintori carrellati a CO2

La protezione si ritiene necessaria per la presenza di:

- gas naturale presente nel gasdotto e nelle varie parti dell'impianto di distribuzione (stazione di riduzione e tubazioni) per essere utilizzato nella turbina a gas

- olio di lubrificazione dei cuscinetti della turbina e del generatore
- olio di raffreddamento dei trasformatori
- gasolio (n.1 serbatoio di capacità circa 5000 lt associato al diesel di emergenza)
- materiale plastico e resine (presenti nei cavi e nelle apparecchiature elettriche)

L'acqua della rete ad anello verrà resa disponibile dal sistema antincendio della Centrale esistente, che con le sue apparecchiature (serbatoio acqua, pompe elettriche, pompa diesel, etc.) garantirà il riempimento e la funzionalità anche dell'anello del nuovo Impianto, previa verifica di dimensionamento.

Per analisi di dettaglio della parte antincendio si veda il documento elaborato da tecnico specialista Allegato 11 - Relazione tecnica preliminare - Prevenzione incendi.

3.7.5 SISTEMA DI RILEVAZIONE CONTROLLO/ALLARME

Allo scopo di rivelare tempestivamente in modo automatico ogni anomalia, si prevede la realizzazione di un sistema di rivelazione/controllo/allarme formato dall'insieme dei rivelatori gas, fumo, incendio, pulsanti di allarme, quadri di controllo locali, quadro principale di controllo e i sistemi di allarme ottico/acustico installati nelle varie zone.

I sistemi di rivelazione saranno installati a compensazione del rischio derivante dai prodotti individuati al precedente paragrafo.

Oltre al sistema di rivelazione, la presenza incendio potrà essere segnalata dal personale tramite l'attivazione dei pulsanti di allarme che saranno installati nelle varie zone dell' Impianto. In particolare, essi saranno posizionati nei pressi dei centri di pericolo e lungo le vie di fuga.

La gestione degli allarmi e dell'attivazione automatica dei sistemi di spegnimento ad acqua o a gas (CO₂ / NOVEC) previsti sarà affidata ai quadri di controllo/allarme.

Sono previsti inoltre i quadri locali di controllo/allarme e un quadro centrale di supervisione e ripetizione allarmi in sala controllo.

I quadri di controllo locali saranno ubicati in luoghi sicuri e distribuiti in modo opportuno per essere collegati ai vari sistemi di allarme e spegnimento consentendo il controllo delle varie zone ed eventualmente azionare i sistemi di spegnimento da posizione remota.

Il quadro di controllo/allarme generale sarà invece ubicato nella sala controllo della Centrale esistente ed avrà la funzione di supervisore e ripetitore degli allarmi derivanti dalle zone controllate dai quadri locali.

I segnali di allarme provenienti dal sistema di rivelazione incendi della stazione di ricevimento e misura verranno acquisiti in sala controllo.

I quadri di controllo saranno alimentati da doppia linea di alimentazione da UPS oltre che dalla normale alimentazione. Saranno inoltre dotati di scaldiglie e prese luce all'interno dei quadri. I quadri saranno inoltre dotati di batterie tampone per supplire all'eventuale mancanza di corrente.

Le batterie hanno una autonomia di funzionamento (quindi alimentazione a tutti i componenti di impianto quali sirene, pannelli ottico/acustici, solenoidi, etc.) pari a 24 ore in stand-by e 30 minuti in allarme.

3.7.6 SISTEMA DI SPEGNIMENTO INCENDI

Il sistema generale di spegnimento incendi è rappresentato da un circuito principale antincendio ad acqua alimentato dalla stazione di pompaggio acqua antincendio della Centrale esistente.

Dal circuito principale acqua si diramano i circuiti secondari (es. circuito interno di sala macchine), gli idranti esterni, le alimentazioni agli idranti interni e ai sistemi fissi di spegnimento ad acqua.

Sono previsti inoltre:

- Impianto a CO2 a piena saturazione a norma NFPA 12 collegato ad un impianto di rivelazione e allarme incendio con rivelatori di fumo e fiamma a norma UNI 9795, a protezione delle seguenti zone: cabinato turbogas, valvole gas, alternatore TG e diesel di emergenza.
- Impianti antincendio a gas Novec collegato ad un impianto di rivelazione e allarme incendio con rivelatori di fumo e fiamma a norma UNI 9795 a protezione delle seguenti zone: locali quadri elettrici MT/BT e quadri automazione del sistema di controllo TG, locali quadri elettrici GIS, locali elettrici aerotermi.
- Impianto a schiuma a saturazione totale a norma NFPA 16 collegato ad un impianto di rivelazione e allarme incendio con rivelatori di fumo e fiamma a norma UNI 9795 a protezione dei cassoni del cabinato della turbina.
- Impianti a CO2 a norma NFPA 12 collegati ad un impianto di rivelazione e allarme incendio con rivelatori di fumo e fiamma a norma UNI 9795 nella stazione di ricezione/misura del gasdotto.

Nell'area oggetto di intervento, inoltre, verrà integrato il numero di estintori portatili a CO2 ed estintori carrellati a CO2.

3.8 SISTEMA ELETTRICO

3.8.1 Descrizione Generale del Sistema

Il sistema elettrico di centrale verrà progettato con concezione modulare, provvisto di adeguate apparecchiature ausiliarie, ridondanze, sorgenti alternative e dispositivi di protezione per garantire la continuità del servizio ed assicurare il funzionamento in sicurezza dell'impianto garantendo l'alimentazione delle utenze prioritarie anche in condizioni di emergenza.

Il nuovo Impianto Peaker sarà composto da un'unica unità di generazione, costituita da un generatore elettrico accoppiato alla turbina a gas.

L'Impianto erogherà alla rete a 380 kV tutta l'energia generata, a meno degli autoconsumi, tramite una stazione di Utente a 380 kV, che includerà uno stallo di in uscita in cavo verso la stazione TERNA di Turano Lodigiano, posta nelle immediate vicinanze della Centrale e dell'Impianto.

Al generatore verrà connesso un trasformatore elevatore, tale da elevare la tensione dal valore nominale del generatore al valore di tensione nominale della rete.

Dal montante del generatore elettrico associato alla turbina a gas verrà derivato tramite condotto sbarre a fasi isolate la connessione per il trasformatore di unità, che alimenta i quadri di distribuzione di media tensione di unità riducendo la tensione dal livello di tensione del generatore al valore di 6 kV.

Il trasformatore di unità consentirà l'alimentazione dei servizi della turbina a gas così come gli altri servizi di Impianto.

Per il quadro di media tensione sarà previsto anche un arrivo linea dalla Centrale esistente, per garantire l'alimentazione dei servizi generali (luce, condizionamento etc.) in condizioni di Impianto fermo, senza assorbire energia dalla rete.

Le connessioni tra il generatore, l'interruttore di macchina, il trasformatore elevatore ed il trasformatore di unità saranno realizzate mediante condotto sbarre a fasi isolate.

Il centro stella dei trasformatori elevatori, lato Alta Tensione (AT), sarà rigidamente connesso a terra, mentre il neutro del generatore verrà connesso a terra attraverso un trasformatore Media Tensione / Bassa Tensione (MT / BT) caricato al secondario con una resistenza, come da soluzione standard del fornitore del generatore.

L'avviamento dell'unità turbogas verrà realizzato impiegando come sorgente di alimentazione la rete nazionale, mantenendo aperto l'interruttore di macchina. La sincronizzazione del generatore con la rete avverrà attraverso la chiusura dell'interruttore di macchina.

Il sistema di distribuzione agli ausiliari di centrale consisterà di quattro principali sottosistemi:

- Alimentazione principale in c.a.;
- Alimentazione in c.c.;
- Alimentazione in c.a. privilegiata (utenze "vitali");
- Alimentazione in c.a. di emergenza

Il sistema di distribuzione principale in corrente alternata consisterà in un livello di MT ed un livello di BT

La distribuzione in MT consisterà di un unico quadro con 2 congiuntori, alimentato dal trasformatore di unità.

La connessione tra il trasformatore di unità ed il quadro MT è realizzata in cavo.

Il quadro principale di MT alimenterà tutti i trasformatori MT / BT per gli ausiliari di Impianto. Come regola generale si ipotizza di alimentare in media tensione tutte le utenze di taglia superiore a 200 kW ed in bassa tensione le utenze di taglia inferiore od uguale a 200 kW.

Il sistema in BT sarà costituito da:

- Quadri di distribuzione principali, di tipo Power Center, alimentati da trasformatori MT / BT.
- Motor Control Center e quadri di sub-distribuzione, alimentati dai quadri di distribuzione principali.

Come regola generale i motori con potenza maggiore di 110 kW saranno alimentati dai Power Center, mentre i motori fino a 110 kW saranno alimentati dai Motor Control Center.

Le connessioni tra i trasformatori MT / BT ed i relativi quadri di distribuzione principali verranno realizzate in cavo, come pure le interconnessioni tra i quadri di distribuzione e le utenze.

Il sistema di alimentazione in c.c. comprenderà batterie di accumulatori al piombo, carica batterie e quadri di distribuzione.

L'alimentazione in c.a. di utenze privilegiate ("vitali") sarà affidata ad un sistema costituito da inverter, interruttore statico, trasformatore di by-pass e quadro di distribuzione.

Il sistema di alimentazione in c.a. di emergenza sarà costituito da un gruppo diesel - generatore in bassa tensione, dimensionato per alimentare sia i carichi di emergenza in c.a. sia i carichi in c.c. (visti attraverso i relativi caricabatteria). Il generatore di emergenza si avvierà automaticamente in caso di mancanza di tensione e potrà essere arrestato solo manualmente.

I sistemi elettrici dell'impianto avranno i livelli di tensione specificati nella seguente tabella:

Sistema	Tensione Nominale
Rete	380 kV
Generatore	20 kV
Ausiliari MT	6 kV
Ausiliari BT	0,4 kV
Sbarra CC	220 V

Si vedano l' Allegato 8 - 578000183S00E003- Schema Unifilare Generale

3.8.2 Principali Componenti

GENERATORE

Il generatore accoppiato alla turbina a gas sarà di norma esercito con fattore di potenza nominale (in sovraeccitazione) pari a 0.85 rispondente al Codice di Rete Terna. I dati tecnici di massima del generatore saranno i seguenti:

Rated output	MVA	360
Fattore di potenza		0,85
Tensione	kV	20
Range regolazione di tensione	%	+/- 5
Frequenza nominale	Hz	50
Range regolazione di frequenza	%	+/-2
Massima variazione combinata tensione/frequenza	p.u.	1.05
Corrente nominale	A	10392
Velocità nominale/overspeed	rpm	3000/3600
Numero fasi /connessione		3/stella
Standard di riferimento		CEI-IEC
Classe di isolamento avvolgimenti statore/rotore		F / F
Tipo di eccitazione		Statica
Corrente di eccitazione al carico nominale	A	1478
Tensione di eccitazione al carico nominale	V	478
Grado di protezione in accordo ad IEC 34-7		IP 54
Tipo di costruzione in accordo ad IEC 34-6		IC 8 A1 W7
Tipo di raffreddamento		Aria
Rapporto di corto circuito	%	>/= 0.5
Efficienza al carico nominale	%	98,73

Il centro stella del generatore sarà collegato a terra tramite trasformatore e resistenza secondaria in modo da limitare la corrente di guasto a terra sul sistema alla tensione di generatore, seguendo le indicazioni del costruttore.

Il generatore sarà corredato di cassoni lato linea e lato centro stella per alloggiare i componenti previsti dallo standard del fornitore (es. riduttori di corrente, trasformatore e resistenza di centro stella).

L'energia lorda erogata dal generatore sul montante di macchina verrà misurata attraverso un sistema di misura di riscontro.

Sul montante di macchina verranno installati tutti i trasduttori atti a garantire sia la funzionalità delle unità (es. regolazione di velocità) che la supervisione dell'impianto dai centri TERNA.

TRASFORMATORE ELEVATORE

La potenza prodotta dall'unità di generazione sarà adeguata al livello di tensione della rete mediante trasformatore elevatore in olio con le seguenti caratteristiche di massima:

Tipo	Trasformatore trifase in olio
Norma di riferimento	IEC 60076
Raffreddamento	ODAF
Gruppo vettoriale	YNd5
Potenza di targa ODAF	360 MVA
Rapporto di trasformazione nominale	400/20 kV
Variazione di rapporto	A vuoto, con campo di regolazione $\pm 8 \times 1,25\%$
Interfaccia	Condotto sbarre a fasi isolate lato 20 kV Condotto SF6 lato 400 kV (oppure cavo)

Il centro stella lato alta tensione del trasformatore elevatore sarà collegato direttamente a terra.

Il trasformatore sarà equipaggiato con le protezioni a bordo macchina normalmente previste dallo standard del fornitore.

Il dimensionamento del trasformatore consentirà l'erogazione a tensione e fattore di potenza nominali della massima potenza generabile al variare della temperatura ambiente.

TRASFORMATORE DI UNITÀ

Il trasformatore di unità consentirà l'alimentazione degli ausiliari di Impianto.

Verrà applicato un margine di dimensionamento del 10% per impieghi futuri.

Si riportano le seguenti caratteristiche di massima del trasformatore di unità:

Tipo	Trasformatore trifase in olio
Norma di riferimento	IEC 60076
Raffreddamento	ONAN
Gruppo vettoriale	dyn11
Potenza di targa ODAF	8 MVA
Rapporto di trasformazione nominale	20/6,3 kV
Variazione di rapporto	A vuoto, con campo di regolazione $\pm 8 \times 1,25\%$
Interfaccia	Condotta sbarre a fasi isolate lato 20 kV Sbarra lato 6Kv

Il trasformatore sarà equipaggiato con le protezioni a bordo macchina normalmente previste dallo standard del fornitore.

INTERRUPTORE DI MACCHINA E CONDOTTO SBARRE A FASI ISOLATE

Lo schema unifilare prevedrà sul montante un interruttore di macchina di taglia adeguata (da definire in sede di ingegneria esecutiva) interposto tra il generatore ed il trasformatore elevatore, al fine di consentire l'alimentazione dei servizi ausiliari di Impianto dalla rete sia in fase di avviamento che quando l'unità risulta fuori servizio (attraverso il trasformatore di unità).

L'interruttore di macchina sarà in esecuzione in linea, dotato di pannello di comando e supervisione locale; il sistema interruttore di macchina conterrà al suo interno i seguenti componenti:

- Interruttore
- Sezionatore di linea lato trasformatore elevatore
- Sezionatore di terra da ambo i lati
- Riduttori di tensione necessari per i sistemi di protezione, misura e sincronizzazione
- Scaricatori di sovratensione lato trasformatore elevatore
- Condensatori da entrambi i lati come da progetto del fornitore dell'interruttore di macchina per garantire il potere di interruzione di targa dell'interruttore
- Eventuali riduttori di corrente necessari per i sistemi di protezione e misura

L'involucro dell'interruttore di macchina avrà grado di protezione IP65, mentre il pannello di controllo locale avrà grado di protezione IP54.

Il condotto sbarre sarà realizzato come segue:

- conduttore ed involucro esterno in alluminio a fasi isolate
- pressurizzato per impedire l'ingresso di polvere

- con grado di protezione dell'involucro IP65.

Consisterà di:

- Un condotto principale, tra generatore e trasformatore elevatore
- Un ramo derivato, per consentire l'alimentazione del trasformatore di unità

Il condotto sbarre potrà a sua volta essere utilizzato per alloggiare i riduttori di corrente previsti per i sistemi di protezione e misura.

La corrente nominale di dimensionamento di interruttore di macchina e condotto sbarre sarà calcolata alla minima tensione del generatore (95%).

QUADRI DI MEDIA TENSIONE

Il Sistema dei quadri in media tensione verrà utilizzato per la distribuzione ai carichi di unità e dei servizi di Impianto , trasformatori di eccitazione del gruppo qualora previsti dallo standard del fornitore della turbina)

I quadri saranno prescelti in accordo alla seguente tabella di massima (da verificare in sede di ingegneria esecutiva)

Tipo di esecuzione	Quadro in involucro metallico in esecuzione LSC2B
Tensione nominale	6kV
Grado di protezione	IP41
Tenuta all'arco interno	IAC-AFLR 25 kA/1 s
Corrente nominale delle sbarre	> 1250 A
Arrivo linea e partenze verso utenze	Interruttori SF6 o vuoto
Corrente nominale di breve durata	25 kA /1s
Corrente nominale di interruzione in cortocircuito	25 kA

Il sistema di distribuzione in media tensione verrà in principio implementato con un unico quadro dotato di un arrivo linea dal trasformatore di unità e 2 congiuntori, come da schema unifilare generale.

La sezione centrale del quadro possiederà un ulteriore arrivo linea dalla adiacente Centrale esistente Sorigenia a ciclo combinato, da utilizzare quando la Centrale Peaker oggetto del presente documento è ferma (al fine di evitare assorbimenti di energia dalla rete nazionale a 380 kV in condizioni di Centrale ferma).

Detta interconnessione potrà essere automaticamente utilizzata anche nello scenario di black out del nuovo Impianto Peaker di Bertanico qualora l'evento non coinvolga l'adiacente Centrale esistente a ciclo combinato, evitando l'avviamento del diesel di emergenza della Centrale Peaker di Bertanico.

Il sistema protezioni verrà implementato con relè a microprocessore (possibilmente dello stesso costruttore delle protezioni di montante di macchina e stazione Utente) come segue:

- Protezioni di massima corrente su arrivi linea e congiuntori di sbarra
- Protezioni integrate per le partenze motori (46, 49, 50, 51, 67N)
- Protezioni di massima corrente (50,51) e direzionali di terra (67N) per le partenze trasformatori

Verranno installati contatori di energia per monitorare il consumo degli ausiliari.

PROTEZIONI MONTANTE DI MACCHINA E SINCRONIZZAZIONE

Le protezioni del montante di macchina (a microprocessore) saranno in doppio canale (ridondato funzionalmente), e dovranno necessariamente includere tutte le funzioni protettive previste dal Codice di rete. Le protezioni generatore includeranno le funzioni protettive previste dal fornitore dell' unità turbogas.

Le varie funzioni protettive attueranno le azioni necessarie attraverso relè di blocco (86) e relè di scatto (94).

Per quanto possibile si cercherà di adottare un unico fornitore per le protezioni di Stazione Utente, montante di macchina, quadri di media tensione.

La sincronizzazione automatica in fase di avviamento avverrà attraverso la chiusura dell'interruttore di macchina, gestita nell'ambito della sequenza di avviamento. Sarà possibile anche effettuare la sincronizzazione con la rete attraverso l'interruttore AT, da utilizzare tipicamente a seguito di rifiuto di carico e passaggio in isola dell'Impianto.

Sarà possibile effettuare la sincronizzazione manuale impartendo gli opportuni ordini di aumenta/diminuisci agli anelli di regolazione tensione e frequenza.

I dispositivi di sincronizzazione consentiranno la re-sincronizzazione di ciascuna unità attraverso la chiusura dell'interruttore di stallo in alta tensione.

CONTROLLO DEL SISTEMA ELETTRICO

La gestione dell'Impianto (sia per i sistemi di processo che per il sistema elettrico) e della stazione Utente saranno demandate al Sistema di controllo di impianto (DCS), che verrà opportunamente integrato con il sistema di controllo del fornitore della turbina a gas.

Lo scambio segnali con TERNA ai fini della supervisione e controllo remoto di Impianto e Stazione d'Utente previsti dal Codice di rete avverrà attraverso una opportuna RTU di interfaccia (con protocollo IEC 60870-5-104).

TRASFORMATORI MT / BT

I trasformatori MT / BT per i carichi di unità e per i servizi saranno dimensionati per i carichi sottesi, considerando un 10% di margine nel dimensionamento.

I trasformatori saranno prescelti in accordo alla seguente tabella di massima:

Tipo	A secco
Raffreddamento	AN
Gruppo vettoriale	Dyn11

Tipo	A secco
Potenza di targa	Da dimensionare in base alle utenze sottese, con margine 10%
Rapporto di trasformazione nominale	6/0.42 kV
Variazione di rapporto	A vuoto, con campo di regolazione $\pm 2 \times 2.5\%$
Impedenza di cortocircuito	6%
Interfaccia	Cavo lato 6 kV Cavo lato 400 V
Centro stella lato 400 V	Collegato francamente a terra

I trasformatori saranno installati in opportuni armadi di protezione al fine di consentirne l'installazione nell'ambito delle sale quadri di Impianto.

QUADRI DI BASSA TENSIONE (400 V)

Il Sistema dei quadri in bassa tensione verrà utilizzato per la distribuzione ai carichi di unità e dei servizi di Impianto (motori di taglia inferiore ai 200 kW, valvole motorizzate, quadri e pannelli locali, trasformatori del sistema luce normale e luce di emergenza, caricabatterie, condizionamento, etc.).

Verrà utilizzato il Sistema TN-S. Il grado di protezione dei quadri sarà IP41 per quadri installati all'interno delle sale quadri e IP55 se installati in campo.

Il sistema di distribuzione in bassa tensione includerà in principio i seguenti quadri principali (come da schema unifilare generale):

- Un quadro Power Center,
- Un quadro MCC di turbina,
- Un quadro MCC per le utenze del ciclo chiuso,
- Un quadro misto PMCC per i servizi di Impianto
- Un quadro Power Center di emergenza, energizzato da un gruppo elettrogeno dedicato al nuovo Impianto ed opportunamente interconnesso con la rete di distribuzione in bassa tensione al fine di alimentare i servizi essenziali di Impianto nello scenario di blackout e contemporanea indisponibilità dell'alimentazione di soccorso in media tensione dall'adiacente Centrale esistente a ciclo combinato.

GRUPPO ELETTROGENO (400 V)

Un gruppo elettrogeno in esecuzione containerizzata insonorizzata assicurerà l'alimentazione ai servizi essenziali di Impianto e l'operatività della stazione d'Utente nello scenario di blackout di impianto.

Il gruppo verrà avviato automaticamente in caso di mancanza tensione sulle sbarre delle utenze privilegiate ed indisponibilità dell'alimentazione di soccorso in media tensione dalla Centrale esistente e potrà essere arrestato solo manualmente. I carichi alimentati includeranno la luce di emergenza, i caricabatterie, le utenze privilegiate di turbina, eventuali carichi dei sistemi di condizionamento e antincendio.

Il volume del serbatoio del gasolio consentirà una autonomia di 24 ore del gruppo elettrogeno a pieno carico.

Il gruppo sarà dimensionato considerando tutti i carichi essenziali e un 10% di margine.

SISTEMI IN CORRENTE CONTINUA E UPS

I sistemi in corrente continua ed UPS verranno utilizzati per alimentare i sistemi di controllo di macchina e di impianto (DCS), per fornire la tensione di controllo di quadri e pannelli, per alimentare i motori di emergenza della turbina. I sistemi corrente continua verranno introdotti al livello 220 V (per le utenze di Impianto) e 110 V (per le utenze della stazione 380 kV d'Utente). Detti sistemi verranno equipaggiati con batteria e caricabatteria ridondato. Il Sistema UPS (con inverter ridondato) verrà introdotto al livello 230 V. Le batterie potranno essere del tipo sigillato per installazione in quadro.

RETE DI TERRA

La rete di terra verrà implementata realizzando una maglia interrata con conduttore nudo in rame di sezione 95 mm² (come per l'esistente Centrale).

Le reti di terra secondarie per la messa a terra delle masse e delle masse estranee (carpenterie, strutture metalliche) verranno collegate alla maglia primaria suddetta. La maglia di terra primaria verrà interconnessa con la maglia di terra della Centrale esistente, data la vicinanza dei 2 impianti.

La rete di terra della Centrale esistente risulta a sua volta già interconnessa con la rete di terra della stazione Terna.

Le tensioni di passo e contatto verranno verificate ai sensi della normativa CEI in fase progettuale e misurate in fase realizzativa.

IMPIANTO PARAFULMINE

Una analisi di valutazione del rischio sull'intera area di impianto in ossequio alla normativa CEI-EN 62305-2 per individuare eventuali necessità puntuali di impianto parafulmine, verrà effettuata in fase esecutiva

SISTEMA LUCE

Il Sistema includerà i seguenti sottosistemi:

- Luce normale: operativo in condizioni di normale funzionamento
- Luce di emergenza: dovrà assicurare un livello ridotto di illuminamento (30%) nelle aree operative, supportato dal gruppo elettrogeno
- Luce di sicurezza: dovrà garantire un livello minimo di illuminamento per la sicurezza del personale e in sala controllo (in corrente continua o UPS o con batterie autonome integrate nei corpi illuminanti)

Il Sistema luce normale ed il Sistema luce di emergenza verranno derivati dal sistema bassa tensione di impianto attraverso trasformatori di isolamento dedicati BT / BT.

REQUISITI GENERALI DEL SISTEMA ELETTRICO

Tutti i materiali e tutte le apparecchiature impiegate dovranno rispondere alle rispettive normative ed essere provvisti delle marchiature CE e, per i materiali ammessi, del Marchio IMQ o di un equivalente Marchio di qualità di un istituto d'altro stato membro della Comunità Europea.

Tutti i componenti costruiti in materiali plastici dovranno essere di tipo autoestinguento. Tutti i cavi dovranno essere di tipo non propagante l'incendio.

Tutti i quadri elettrici dovranno essere certificati e targati secondo la Norma CEI 61439-2.

3.8.3 INTERCONNESSIONE ALLA RETE ESTERNA E STAZIONE UTENTE

COLLEGAMENTO ALLA RETE NAZIONALE

Si prevede di collegare la stazione d'Utente a 380 kV del Produttore con soluzione in antenna alla vicina stazione 380 kV TERNA di Turano Lodigiano, (si veda il documento Allegato 14 - Preventivo di connessione TERNA) che risulta a sua volta inserita in entra-esci sulla rete nazionale tramite la linea a 380 kV, n. 301 a SE San Rocco e con la linea n. 303 a SE Tavazzano, entrambe di proprietà della Società Terna, collegata tramite linea a 380 kV n. 910 con la Centrale a Ciclo Combinato Sorgenia Power.

Il collegamento dalla stazione di Utente alla stazione TERNA è ipotizzato in cavo estruso con le seguenti caratteristiche:

- Lunghezza circa 500 m
- Isolamento in XLPE
- Guaina esterna in PEAD
- Conduttore in rame di sezione 630 mm²
- Tenuta al cortocircuito 63 kA

Il percorso del cavidotto di collegamento con la SSE Terna impegna aree di proprietà Sorgenia Power sia nel comune di Bertonico, sia nel comune di Turano.

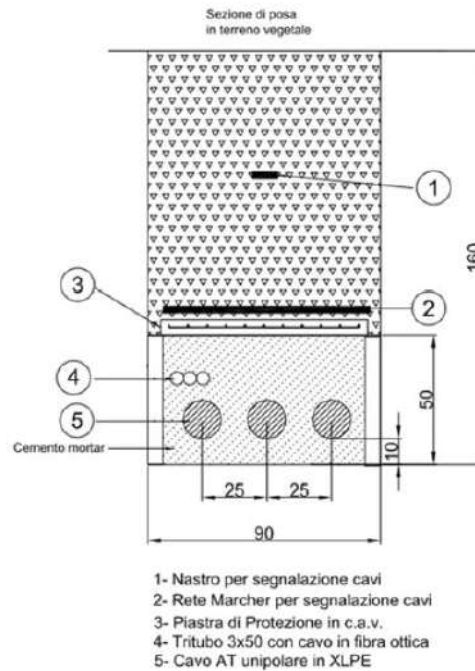
Per maggiori dettagli si veda l'elaborato in Allegato 15 - 578000183S0DT006 Ipotesi percorso di collegamento con SSE Terna su base catastale

Si ipotizza la messa a terra dello schermo del cavo da entrambi i lati della connessione (scelta da verificare con Terna in fase esecutiva).

Il limite di fornitura del Produttore per la realizzazione dell'elettrodotto si ipotizza ai codoli della prima apparecchiatura Terna all'interno della stazione Terna.

Il limite di proprietà verrà definito in sede di regolamento di esercizio. La terminazione del cavo 380 kV di collegamento all'interno della stazione Terna e la relativa carpenteria di supporto saranno forniti dal Produttore. Il tipico di posa del cavo 380 kV che verrà applicato in fase esecutiva è il seguente:

LINEA 380 kV IN CAVI SOTTERRANEI UNIPOLARI
SEZIONE TRASVERSALE DI POSA IN PIANO



STAZIONE UTENTE

La stazione d'Utente a 380 kV ubicata nel sito del Produttore ha la funzione di collettare attraverso lo stallo trasformatore elevatore la Potenza dell'unità di generazione (turbina a gas in ciclo aperto) e consentire l'esportazione della Potenza generata verso la rete nazionale attraverso lo stallo di interfaccia con Terna.

Si prevede di realizzare la stazione d'Utente del tipo isolato in gas (GIS), installato in edificio.

Le caratteristiche della stazione possono essere riassunte nella seguente tabella:

Tipo di esecuzione	Quadro blindato isolato in gas (SF6)
Schema di riferimento	Singola sbarra
Numero stalli	Nr. 1 stallo trasformatore elevatore Nr. 1 stallo interfaccia rete
Tensione nominale	380 kV
	420 kV
Tensione nominale di tenuta alla frequenza industriale	650 kV
Tensione nominale di tenuta ad impulso di manovra	1050 kV
Tensione nominale di tenuta ad impulso atmosferico	1425 kV
Corrente nominale di interruzione in cortocircuito	63 kA
Tensione ausiliaria di comando	110 Vcc

Terminazioni	Stallo trasformatore: condotto in SF6 direttamente collegato al trasformatore (in alternativa cavo) Stallo di interfaccia verso la rete: tramite terminazione cavo XLPE
--------------	--

Nello stallo di interfaccia con TERNA si ipotizza di installare opportuni scaricatori di sovratensione, dalle seguenti caratteristiche:

Tensione di servizio continuo (Uc)	265 kV
Massima tensione temporanea 1 s	366 kV
Corrente nominale di scarica	20 kA
Classe di scarica della linea	4

Il Sistema protezioni della stazione d'Utente includerà:

- Protezione distanziometrica e protezione differenziale nel collegamento verso Terna
- Protezione distanziometrica e protezione differenziale nello stallo trasformatore
- Protezione differenziale di sbarra
- Mancata apertura interruttore

In base alle definizioni della norma CEI 0-16:

- L'interruttore dello stallo di interfaccia con TERNA costituisce il Dispositivo Generale di Utente
- L'interruttore in alta tensione dello stallo trasformatore costituisce il Dispositivo di Interfaccia
- L'interruttore di macchina inserito sui montanti del turbogruppo costituisce il Dispositivo di Generatore

L'apertura dell'interruttore dello stallo di interfaccia verso Terna (sia per manovra che per intervento protezioni) comporterà il trascinarsi in apertura dell'interruttore dello stallo trasformatore.

La chiusura dell'interruttore dello stallo di interfaccia verso Terna potrà avvenire solo in condizioni di sbarra morta lato stazione di Utente.

Il parallelo dell'unità di generazione con la rete avverrà operando la chiusura dell'interruttore di macchina installato sul montante dei turbogruppi.

La re-sincronizzazione dell'unità potrà avvenire anche operando la chiusura dell'interruttore in alta tensione dello stallo di generazione.

L'energia consegnata in rete verrà misurata installando, nello stallo di uscita verso la stazione TERNA, i seguenti sistemi di misura:

- Il Sistema misure principale
- Il Sistema misure di riserva

I contatori saranno tele leggibili da remoto. Si ipotizza di concordare con Terna (in fase esecutiva) l'algoritmo di compensazione delle perdite per contabilizzare le perdite sul collegamento in cavo tra la stazione Utente e la stazione TERNA.

L'impianto possiederà una propria RTU di interfaccia per implementare lo scambio segnali con TERNA (con protocollo IEC 60870-5-104) ai fini della supervisione e controllo remoto di Impianto e Stazione d'Utente previsti dal Codice di rete.

L'impianto verrà equipaggiato con un sistema di oscillografia dedicata

3.9 SISTEMI DI AUTOMAZIONE

La conduzione dell'Impianto prevede un elevato grado di automazione e di centralizzazione di tutte le operazioni previste per realizzare le normali sequenze operative inclusi gli avviamenti e le fermate.

Tutte le informazioni necessarie a monitorare lo stato di funzionamento dell'Impianto (stato dei componenti, parametri di funzionamento, allarmi, allineamento dei sistemi, etc.) e tutte le interfacce che consentono di inviare comandi verso l'Impianto (comando di motori, organi di regolazione, interruttori, etc.) sono centralizzate in un'unica sala controllo e vengono gestite sostanzialmente tramite stazioni operatore basate su videoterminali.

Tale centralizzazione di tutte le funzioni di supervisione e di controllo è gestita essenzialmente tramite un Sistema di Controllo Distribuito (DCS) cui fanno capo direttamente gli organi di misura e di manovra o, per quelle parti di impianto controllate da sistemi dedicati, delle interfacce con tali sistemi che gestiscono il trasferimento delle informazioni.

L'architettura generale del DCS prevede l'adozione di reti di comunicazione ad alta velocità ridondate, organizzate in maniera gerarchica.

La configurazione funzionale delle varie Unità di Controllo è definita sulla base dell'organizzazione funzionale dell'impianto al fine di raggiungere i seguenti obiettivi:

- massimizzare la disponibilità di impianto
- minimizzare lo scambio di informazioni sui sistemi di comunicazione
- minimizzare i tempi di risposta del sistema
- massimizzare la flessibilità di configurazione e di messa in servizio

Come già accennato si prevede che alcune parti di impianto, per la loro specificità e per la rilevanza della funzionalità della fornitura, vengano fornite complete di sistemi di controllo dedicati. Rientrano fra questi:

- Turbina a gas
- Supervisione protezioni elettriche
- Sistema antincendio

Tali sistemi di controllo sono in genere completi di relativi dispositivi di interfaccia operatore che possono essere ubicati sia in funzione di una operazione locale del sistema che in postazione centralizzata.

Tali sistemi di controllo prevedono inoltre un livello di interfacciamento con il DCS di centrale che garantisce il trasferimento al sistema centralizzato di tutte le informazioni di supervisione che garantiscono nel normale funzionamento un corretto esercizio dell'impianto.

Tale interfacciamento, in funzione delle tecnologie che verranno proposte dai vari fornitori, potrà essere realizzato a vari livelli di integrazione, ma comunque garantirà che le stazioni operatore del DCS costituiscano la postazione di controllo centralizzata di tutto l'impianto.

Il DCS è in grado di assolvere le seguenti funzioni di base:

- Acquisizione e condizionamento dei segnali
- Controlli in ciclo chiuso
- Controlli in ciclo aperto e sequenze
- Funzioni di allarme
- Supervisione dell'impianto

Il DCS realizza l'automazione dei seguenti sistemi principali:

- turbina a gas (*)
- circuito raffreddamento ciclo chiuso
- quadri elettrici di bassa e media tensione
- sottostazione elettrica
- sistemi ausiliari (**).

(*) La turbina a gas è provvista di un proprio sistema di controllo, con il quale il DCS si interfaccia.

(**) Alcuni dei processi ausiliari connessi al funzionamento dell'impianto sono controllati localmente da dispositivi dedicati (PLC), interfacciati con il DCS e monitorati nella sala controllo centralizzata dalle stazioni operatore.

Il sistema di controllo e supervisione garantisce inoltre le seguenti funzioni:

- start-up;
- riaccelerazione motori;
- logiche di Load Rejection (rifiuto di carico),
- riconoscimento condizione di funzionamento in isola.

Nel sistema di controllo è inoltre presente un Registratore Cronologico di Eventi (SER Sequence Event Recorder), sincronizzato con i sistemi periferici, con risoluzione temporale pari almeno ad 1 ms. Il segnale di sincronismo è fornito a tutto il sistema di controllo, da una unica fonte che riceve il segnale orario del sistema satellitare GPS.

Il DCS del nuovo Impianto è installato in un edificio dedicato da considerarsi opzionale in quanto è completamente ridonato nella sala controllo della Centrale esistente.

La localizzazione della sala manovra è stata definita in base alla totale flessibilità offerta dal fatto che la supervisione dell'impianto verrà integralmente realizzata tramite stazioni operatore basate su videoterminali grafici (sia del DCS che di altri sistemi di controllo package), e che tali Stazioni Operatore saranno interconnesse all'architettura generale dei sistemi di automazione tramite reti di comunicazione locali; l'interconnessione tramite un numero ridottissimo di cavi delle apparecchiature di Sala Manovra rende la loro ubicazione pressoché indipendente da quella delle apparecchiature in campo.

Con tale impostazione un unico operatore può tenere convenientemente sotto controllo l'insieme dell'impianto e prendere le necessarie decisioni d'intervento, nel caso di anomalie e di modalità particolari; inoltre per tutte le normali operazioni di esercizio non vengono richiesti interventi operativi locali, che saranno limitati:

- alla predisposizione dei sistemi per l'avviamento
- alla conservazione, ad attività di tipo diagnostico in caso di anomalie,
- all'esercizio di apparecchiature ad operazione saltuaria e comunque non direttamente connessa al processo produttivo.

I suddetti obiettivi verranno raggiunti tramite l'applicazione sistematica dei seguenti criteri di progetto:

- La gestione dei cambiamenti di stato normali, incidentali ed il normale esercizio saranno controllati in modo automatico rendendo disponibili all'operatore gli stati di tutti i componenti, l'evoluzione delle sequenze, lo stato e i parametri di esercizio di tutti i controlli ad anello chiuso.
- Tutti gli organi e componenti coinvolti nella gestione degli stati normali di impianto e nei cambiamenti di stato normali e incidentali, saranno controllati dalla sala manovra.
- Ove una variabile fisica, per esigenze di processo, debba essere mantenuta entro valori definiti, allora la sua grandezza di controllo sarà equipaggiata di regolazione ad anello chiuso.
- Ove più parametri concorrano a mantenere una grandezza fisica entro valori definiti, l'anello di regolazione complessivo sarà costituito da più regolatori in cascata.
- Per quei sistemi la cui automazione è fornita localmente, l'interfaccia con la sala manovra sarà limitata alle segnalazioni di stato del componente stesso e alla gestione di comandi sintetici di avviamento e arresto.
- Tutti i componenti motorizzati, con i limiti detti, saranno dotati di comando e controllo centralizzato in sala manovra.
- In generale l'impianto è controllato tramite comandi singoli o comandi di sequenze relativi a gruppi di componenti concorrenti alla realizzazione di specifiche funzioni a livello di gruppi funzionali o sotto assiemi di essi. Non è previsto il controllo automatico dei cambiamenti di stato a livello di assiemi o di aree funzionali.
- Le azioni di emergenza associate alle protezioni dei componenti o dell'impianto hanno sempre priorità sui comandi manuali o automatici.
- La priorità dei comandi manuali o automatici viene definita in generale dall'operatore tramite i comandi di selezione A/M (auto/manuale).

Le funzioni assegnate all'operatore sono:

- Predisporre, con operazioni locali, l'impianto per gli avviamenti da freddo e per le fermate di lungo periodo;
- Avviare i sistemi di impianto necessari alla successiva messa in funzione dell'isola di produzione.
- Portare ciascun sistema nello stato dal quale l'automazione è qualificata a gestire in automatico lo stato stazionario e i cambiamenti di stato, normali e incidentali;
- Avviare le turbine a gas portandole nello stato dal quale l'automazione è qualificata a gestire in automatico lo stato stazionario e i cambiamenti di stato, normali e incidentali;
- Definire gli stati e i cambiamenti di stato dei singoli sistemi così come richiesto dai diversi modi di funzionamento;

- Condurre in manuale i singoli sottosistemi di regolazione in caso di malfunzionamento del sistema di automazione;
- Definire le utenze in stand-by e la relativa rotazione;
- Gestire il parallelo con la Rete di Trasmissione Nazionale;

L'operatore è chiamato a sostituirsi o a integrare le funzioni di automazione nei seguenti casi:

- malfunzionamenti del sistema di automazione;
- quando l'impianto deve essere portato in stati nei quali l'automazione non è qualificata a prendere decisioni;
- per prevenire condizioni pericolose per l'impianto o i componenti;
- per garantire la massima disponibilità dell'impianto compatibilmente con i mezzi a disposizione;
- quando un comando, automatico o manuale non è andato a buon fine (tempo operativo superato);
- quando persiste uno scostamento di regolazione fuori limite.

Ogni qualvolta un'azione dell'operatore può arrecare danno a componenti o all'impianto, o comunque compromettere la disponibilità dell'impianto, questa sarà condizionata da segnali di "consenso" elaborati dai sistemi di automazione.

3.10 PROTEZIONI

3.10.1 INSONORIZZAZIONE

Per garantire i prescritti limiti di rumore, a valle di una campagna fonometrica da effettuarsi in fase di realizzazione, si prevede l'installazione di cofanature di parti del gruppo turbina –generatore ed il posizionamento di louvers sul frontale del sistema di aspirazione / filtraggio dell'aria di combustione.

3.10.2 PROTEZIONI ANTINCENDIO

Si prevede di installare barriere REI 60 tra il trasformatore di unità e quello elevatore.

3.11 DESCRIZIONE FUNZIONALE

L'Impianto è stato configurato e progettato con l'obiettivo primario di massimizzare la produzione di energia elettrica in tutte le condizioni di riferimento compatibilmente con le prestazioni delle macchine nelle condizioni ambientali specifiche, con eventuali vincoli derivanti dalla gestione della rete elettrica e con limitazioni derivanti da eventuali anomalie di componenti.

In particolare, l'Impianto ha la caratteristica di poter portare il gruppo alla massima potenza entro 25 minuti: per tale motivo anche gli impianti ausiliari sono in posizione di stand-by caldo sia che la Centrale esistente sia in operation o ferma.

3.11.1 PRESTAZIONI DI IMPIANTO

La seguente tabella riassume i valori dei parametri più significativi del modulo di generazione tenendo conto del modello di turbina a gas preso in considerazione per l'elaborato Allegato 7 - 578000183S00P001 Bilancio & Diagramma di Flusso:

Temperatura ambiente	°C	15
Potenza Combustibile	kW	738.600
Potenza elettrica netta	kW	280.000
Rendimento elettrico netto	%	37,9

È stata presa come riferimento la condizione di progetto della macchina e dei suoi ausiliari, questo bilancio è stato eseguito nella condizione operativa così definita:

- turbina a gas funzionante a pieno carico
- temperatura ambiente di 15°C

L'Impianto avrà la potenzialità di funzionare 8760 h/anno (meno le ore previste dai cicli di manutenzione programmata) , anche se si prevede un utilizzo parziale di tipo stop and go.

I consumi propri dell'Impianto sono stati valutati, in via preliminare, sulla base dell'elenco carichi elettrici principali e si sono stimati inferiori a 3 MWe,

I risultati più significativi di questo bilancio termico sono riassunti nella tabella riportata qui di seguito.

Temperatura ambiente	°C	15
Potenza netta turbina a gas	kWe	280,000
Portata fumi	Kg/s	733
Temperatura fumi	°C	559

3.11.2 OPERATIVITÀ DELL'IMPIANTO

L'operatività dell'Impianto è garantita con continuità dalla disponibilità dell'alimentazione del gas e della rete elettrica nazionale.

La disponibilità delle sinergie con la Centrale esistente non condiziona, infatti, la funzionalità del nuovo Impianto in quanto esso potrà essere tenuto in stand-by caldo, con gli ausiliari operativi, i circuiti operativi, gli stoccaggi di acqua demi e acqua industriali garantiti e le vasche di recupero reflui vuote.

Il gruppo turbina richiede una manutenzione programmata ogni 25.000 EOH (ore equivalenti di funzionamento) oltre a ispezioni minori periodiche per monitorare eventuali degni nelle piastrelle ceramiche protettive della camera di combustione.

3.11.3 AFFIDABILITÀ E DISPONIBILITÀ ATTESE

L'architettura generale dell'automazione di impianto e la progettazione e realizzazione dei vari sistemi di controllo che la costituiscono, sono definiti per perseguire obiettivi di massima affidabilità e più in

generale per garantire che la disponibilità complessiva dell'Impianto non sia condizionata in maniera apprezzabile da guasti e malfunzionamenti delle apparecchiature facenti parte dei sistemi di controllo.

Oltre che tramite l'affidabilità intrinseca delle apparecchiature, il suddetto obiettivo è perseguito tramite una estesa applicazione di criteri di ridondanza a livello della configurazione dei sistemi di processo, della loro strumentazione e della configurazione dei sistemi di automazione che li controllano.

Vengono di seguito riportati i principali aspetti di tali criteri di progetto:

- Le regolazioni il cui disservizio comporta, direttamente o indirettamente, una rapida indisponibilità (tempo < 30 min) della produzione di energia elettrica avranno sensori per la misura della variabile di controllo raddoppiati.
- I segnali relativi a strumentazione funzionalmente ridondante e i segnali di controllo relativi a utenze ridondate sull'impianto verranno gestiti, nell'ambito del sistema di automazione cui fanno capo, tramite schede di ingresso/uscita diverse;
- Le protezioni di impianto saranno realizzate in logica fail-safe e con sensori triplicati, acquisiti su schede diverse ed elaborati in logica 2/3;
- Tutti i sistemi di automazione di tipo programmabile avranno CPU ridondate;
- Tutti i sistemi di automazione che fanno capo a reti di comunicazione prevedranno schede di gestione dell'interfaccia di comunicazione ridondanti
- Le reti locali di comunicazione saranno completamente ridondate;
- Ogni unità di controllo di qualsiasi sistema di automazione sarà dotata di alimentatori ridondate;
- Tutte le commutazioni in caso di guasto sul componente ridonato saranno completamente automatiche, ed all'operatore verrà fornita una segnalazione del guasto;
- Le stazioni operatore centralizzate, saranno tra loro completamente ridondate, intercambiabili e da ciascuna di esse sarà possibile controllare e supervisionare l'intero impianto;
- I sistemi di automazione saranno in grado di mantenere la funzionalità delle loro funzioni di controllo e regolazione anche con tutte le stazioni operatore fuori servizio;

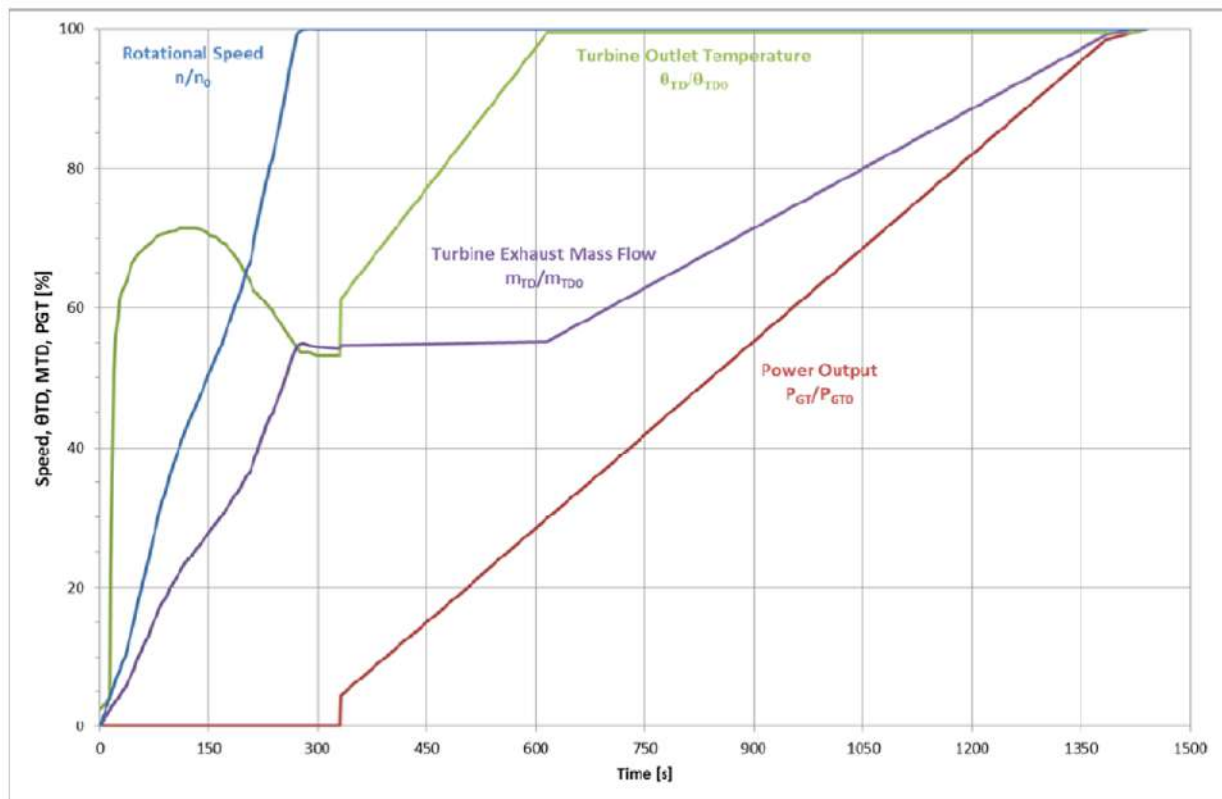
Per le funzioni di protezione verranno applicati i seguenti requisiti aggiuntivi:

- Le cause di blocco dell'impianto saranno acquisite tramite misure analogiche triple se utilizzate anche per regolazione o tramite elementi a scatto;
- Le uscite di protezione (digitali) saranno eccitate in condizioni normali;
- In generale l'intervento finale verso l'impianto o apparecchiature dovrà essere effettuato tramite apertura di un contatto in modo da garantire l'intervento anche in caso di scollegamento del cavo di interconnessione;

3.11.4 SEQUENZE E TEMPI DI AVVIAMENTO

La tipica curva di avviamento della turbina a gas prevista per il Progetto Peaker è di seguito illustrata in figura. In sostanza, la macchina viene portata ai giri nominali dal motore di lancio in circa 300s dopo start, viene quindi avviata la combustione e si sincronizza ad un carico minimo di anti-motorizzazione. Successivamente, con IGV (Inlet Guide Vanes, cioè il primo stadio di compressione con pale mobili che regolano l'afflusso di aria) tutte chiuse si aumenta il carico fino al raggiungimento della temperatura nominale allo scarico (600s dopo start). Da questo punto in avanti le IGV cominciano ad aprire per aumentare la portata aria in ingresso e contemporaneamente si aumenta la temperatura di combustione:

il sistema di controllo mantiene costante la temperatura allo scarico. Come si può vedere dal grafico, la potenza sale linearmente fino al raggiungimento del pieno carico dopo circa 1500 s (i.e. 25 minuti).



3.11.5 FLESSIBILITÀ / DISPONIBILITÀ OPERATIVA

Per la tipologia propria della turbina prevista si evidenzia che le variazioni di carico, con rampe in salita e in discesa dal minimo tecnico ambientale (circa 45%) al 100% sono molto rapide e caratterizzate da rampe nell'ordine dei 20-30 MW/min (anche fino a 40MW/min), consentendo quindi di fornire il servizio richiesto dalla rete in modo ottimale, offrendo una range molto ampio di funzionamento (da 126MW a 280MW), caratteristica quest'ultima particolarmente utile nei servizi di rete

Inoltre i dati storici di impianti di questo tipo, particolarmente semplici come configurazione impiantistica, sono caratterizzati da valori di affidabilità molto elevati e prossimi al 100%.

4 SISTEMAZIONI IMPIANTISTICHE

Le sistemazioni impiantistiche dell'Impianto sono state studiate con l'intenzione di ottimizzare la sinergia con la Centrale esistente e la connessione elettrica con l'adiacente SSE Terna di Turano Lodigiano dotata di spazio per ulteriori stalli. Inoltre si è studiato un layout tale da minimizzare l'utilizzo di area, consentendo di poter utilizzare fasce adiacenti all'impianto per compensazioni ambientali e ridurre, quindi, l'impatto visivo. Si vedano anche:

Allegato 5 578000183S00I002 – Planimetria Generale Impianto

Allegato 6 - 578000183S00I003 - Sezioni Impianto

La sistemazione impiantistica prevede la definizione di un'area compatta dedicata al gruppo di produzione e ai suoi ausiliari, compreso l'aerotermo per il ciclo chiuso, una dedicata alla riduzione di pressione del gas e di due aree dedicate, una (lato nordovest) alla gestione delle connessioni con la Centrale esistente ed ai servizi ausiliari e l'altra (lato sudest) alla gestione della connessione con la sottostazione Terna di allaccio alla rete. In quest'ultima area si prevede la sistemazione di un edificio uffici / sala controllo dedicata.

La sistemazione dei componenti principali del modulo di produzione è intrinsecamente definita dalla configurazione con tutti i componenti in linea. L'asse della macchina sarà quindi disposto in direzione nordest – sudovest.

Per minimizzare le volumetrie e allo stesso tempo garantire un'adeguata insonorizzazione, i gruppi di componenti rotanti, turbina a gas – alternatore, sono installati ciascuno all'interno di un cabinato dedicato, realizzato con strutture in carpenteria metallica con tamponamenti e pannelli sandwich per ridurre l'impatto sonoro all'esterno. Connessi al gruppo turbina sono installati anteriormente il sistema di captazione e filtraggio dell'aria comburente, e in coda il sistema di scarico fumi (divergente e camino)

A valle dell'alternatore sono installate, in linea, le apparecchiature elettriche: interruttore di macchina, trasformatore di unità e trasformatore elevatore e quindi una linea di conferimento energia elettrica a 380 kV alla stazione d'Utente del tipo isolato in gas (GIS).

Adiacenti, sono previsti i locali per l'installazione di tutti i quadri elettrici relativi alla distribuzione ed al controllo; in particolare verranno installati in questi locali i quadri in media tensione (MT), i quadri in bassa tensione (BT) e di automazione.

L'area dedicata alle connessioni con la Centrale esistente ed ai servizi, in prossimità del vertice nordovest dell'area di Impianto, contiene la stazione di ricevimento gas da Centrale esistente e relativa stazione di decompressione gas, il generatore elettrico di acqua calda per la distribuzione di calore alle utenze, le connessioni acque e relative pompe di rilancio, serbatoio aggiuntivo di acqua demi (1000 m3), le vasche per la prima pioggia e per le acque di processo, l'impianto aria compressa dedicato, un edificio per la quadristica, MCC ed automazione ausiliari ed infine un gruppo diesel.

La stazione ricezione gas è in un'area recintata come richiesto dalla normativa

Le apparecchiature per la distribuzione fluidi sono installate in strutture civili dedicate, come pure i compressori aria e le componentistiche elettriche / automazione. Il generatore diesel di emergenza è

installato in uno skid cofanato ed il serbatoio di gasolio è installato in posizione adiacente, all'aperto. È anche previsto un edificio magazzino per lo storage delle parti di ricambio.

Sul vertice sudest del sito è posizionato l'edificio che contiene il quadro isolato in gas, lo stallo collegato al trasformatore elevatore ed uno stallo d'interfaccia rete.

Un pipe rack, cunicoli e cavidotti garantiranno l'interconnessione fra le varie apparecchiature poste nelle aree in cui è ripartito l'impianto.

Sono previste aree per gli smontaggi e la manutenzione, mentre l'officina ed il magazzino ricambi della Centrale esistente sono adeguati alle manutenzioni ordinarie previste.

5 PARAMETRI AMBIENTALI

Il progetto di base è stato sviluppato assumendo il rispetto dei seguenti vincoli ambientali elencati qui nel seguito:

5.1.1 EFFLUENTI GASSOSI

Le emissioni gassose in atmosfera sono costituite dai fumi di scarico del turbogas, che vengono rilasciati in atmosfera tramite il camino

Per tali emissioni sono stati assunti come riferimento i seguenti limiti di concentrazione di inquinanti (@15% O₂ dry):

- Ossidi di azoto (NO_x) < 30 mg/Nm³
- Monossido di carbonio (CO) < 30 mg/Nm³
- NH₃ N/A

Tali concentrazioni sono riferite ai fumi secchi e rapportate ad un contenuto di Ossigeno pari al 15%.

Un contributo saltuario alle emissioni viene fornito da:

- diesel di emergenza che entra in funzione per mancanza di energia di rete ad impianto fermo e per prove di funzionamento periodiche.
- caldaie per riscaldamento gas nella stazione di riduzione, per prevenire la formazione di ghiaccio e mantenere comunque la temperatura del gas al di sopra del dew point

Inoltre, considerando i limiti di emissioni NO_x (@15% O₂ dry) come per AIA per la Centrale esistente, verranno considerati i seguenti limiti nella configurazione Centrale esistente più Impianto peaker (Camini E1 ed E2 relativi alla Centrale esistente, camino E4 relativo al nuovo Impianto peaker):

- Camino E1 (GVR1): 25 mg/Nm³ come media giornaliera basata sulle effettive ore di funzionamento
- Camino E2 (GVR2): 25 mg/Nm³ come media giornaliera basata sulle effettive ore di funzionamento
- Camino E4 (TG peaker): 30 mg/Nm³ come media giornaliera basata sulle effettive ore di funzionamento

Nella configurazione sopra descritta, la somma delle emissioni massiche giornaliere dei camini E1, E2 e E4 non supererà la somma delle emissioni massiche giornaliere massime dei camini E1 e E2 attualmente autorizzate. Pertanto in caso di esercizio del peaker, il proponente si impegna a ridurre durante la giornata l'esercizio del ciclo combinato.

5.1.2 EFFLUENTI IDRICI

L'adozione di un sistema zero-liquid-discharge anche per il nuovo Impianto è resa possibile dalla disponibilità degli adeguati impianti nella Centrale esistente a cui tutti gli effluenti sono convogliati.

Quindi non è previsto alcun rilascio di liquidi verso l'esterno, salvo la dispersione delle acque della vasca Imhoff.

5.1.3 EMISSIONI ACUSTICHE

Il Progetto di Base è stato sviluppato assumendo il criterio guida che tutte le macchine ed apparecchiature costituenti l'impianto, nonché l'impianto nel suo complesso, vengano realizzati in conformità alla direttiva CEE 188/86, della vigente normativa nazionale in tema di emissioni acustiche e delle norme ISO.

Il dettaglio dello studio acustico è sviluppato nello Studio Ambientale

5.1.4 VIBRAZIONI

Le vibrazioni sono prodotte dal macchinario rotante (turbina a gas e relativo generatore, ventilatori, pompe) e sono dannose anzitutto alle macchine stesse, le quali vengono protette contro il funzionamento che generi livelli di vibrazione inaccettabili.

Pertanto i sistemi di protezione provocano automaticamente l'arresto delle macchine in sicurezza quando il livello di vibrazione trasmesso alle parti fisse superi una soglia ben definita, dipendente dalle caratteristiche della macchina stessa. Detti livelli di intervento delle protezioni sono tali per cui risultano impercettibili per le strutture ed il suolo su cui insiste il Progetto e quindi trascurabili ai fini delle valutazioni di impatto ambientale di qualunque tipo.

6 OPERE CIVILI

6.1 OPERE CIVILI PRINCIPALI

Le opere civili che verranno realizzate possono essere raggruppate nelle seguenti categorie:

- Miglioramento delle caratteristiche meccaniche del terreno in posto mediante colonne in ghiaia vibroflottate;
- Opere di Fondazione e edifici in cemento armato;
- Vasche in cemento armato;
- Rete di distribuzione del gas alla turbina a gas (pipe rack);
- Cavidotti e cunicoli;
- Pannelli insonorizzanti perimetrali e muri tagliafiamma (previsti il trasformatore elevatore e il trasformatore di unità e tra il trasformatore di unità e l'interruttore di macchina);
- Cofanature insonorizzanti delle apparecchiature;
- Rete antincendio;
- Opere di viabilità di impianto e di raccordo con viabilità esistente oltre alle relative opere idrauliche;

In analogia a quanto fatto nella limitrofa Centrale (rif. sezione 2.7) è previsto, in corrispondenza delle fondazioni principali, l'impiego di colonne di ghiaia vibroflottate per il miglioramento delle caratteristiche meccaniche dei terreni in posto.

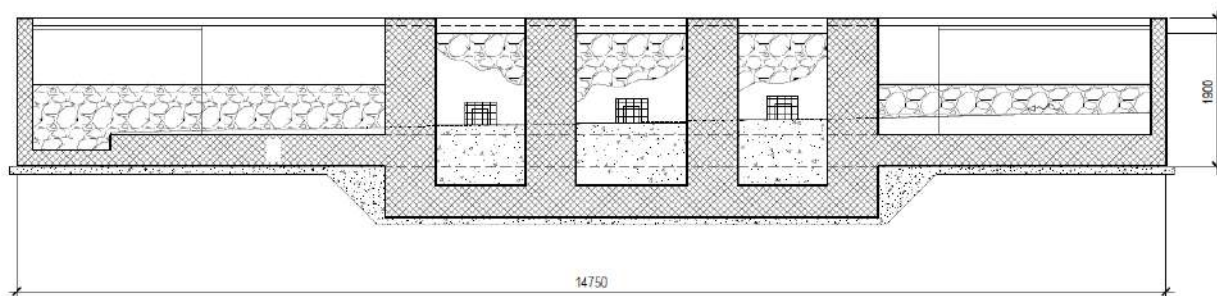
Circa il diametro, la lunghezza ed il passo delle colonne, sono stati mantenuti i parametri progettuali ivi adottati e dunque è stato considerato un diametro di 800mm, lunghezza delle colonne pari a 15 metri e passo delle colonne pari a 2 metri. I parametri progettuali da assumere per le colonne in ghiaia saranno confermati a valle dell'esecuzione di idonee campagne geognostiche.

Le fondazioni di tutti i componenti dell'impianto saranno realizzate in cemento armato. In linea di massima, per i componenti principali dell'area di potenza (quali ad esempio: turbina a gas e relativo generatore, il camino, i componenti ausiliari della turbina a gas, dei trasformatori ed interruttori di macchina) verranno impiegate platee di fondazione di idonea altezza; per gli edifici, per l'aeroterma e per gli skid si farà riferimento a platee di fondazione di opportuna altezza o a fondazioni su plinto. Per i pipe rack e per i supporti delle tubazioni in ingresso (pipeline sleeper) verranno impiegati plinti di fondazione.

In maggior dettaglio, per le fondazioni dell'alternatore si prevede un basamento in calcestruzzo armato con dimensioni minime di 14 x 6,5 metri ed uno spessore di 2,5 metri. Una struttura analoga è necessaria per la turbina a gas.

Il camino è vincolato ad un basamento circolare di raggio 8 metri ed uno spessore di 2.5 metri. Nello spessore del basamento sono annegati i tirafondi di fissaggio del camino.

La fondazione del trasformatore principale ha, oltre al compito di supporto del trasformatore, stesso altre funzioni: contenimento olio dielettrico nel caso di rotture, contenimento dell'incendio con i sassi rompifiamma, raccolta e smaltimento delle acque piovane di prima pioggia. Tali funzionalità rendono complessa la struttura. A titolo di esempio si riporta la sezione longitudinale di una fondazione realizzata per una apparecchiatura del tutto simile di quella prevista in questo impianto.



L'edificio GIS ha una fondazione a platea dello spessore di 50 cm. La geometria è particolarmente articolata per la presenza di una galleria sotterranea necessaria al passaggio dei cavi di alta tensione. Altri cunicoli distribuiscono il complesso sistema di controllo.

L'impianto peaker è inoltre dotato di numerose apparecchiature (valvole, pompe, strumentazione) spesso alloggiata in cabinati dedicati. Lo standard delle fondazioni per cabinati e apparecchiature è costituito da un basamento dello spessore di 50 cm nel caso di apparecchiature impegnative soprattutto se rotanti oppure un basamento di 25 cm per dispositivi più leggeri. I basamenti sono semplici parallelepipedi, raramente in altre geometrie, ma articolati in sezione per alloggiamenti di cavi, dreni, sistemi di fissaggio delle apparecchiature, supporteria per tubazioni. L'input per la progettazione civile (casseri e armature) in fase esecutiva è dato dal fornitore designato dell'apparecchiatura in esame.

Sarà realizzata una vasca di prima pioggia per raccogliere tutte le acque di piazzale, una vasca acque oleose e una vasca volano di raccolta acqua piovana pulita che raccoglierà le acque provenienti dai tetti di tutti gli edifici. Inoltre, verrà realizzata una vasca raccolta olio trasformatore per tener conto del caso di rottura di uno dei trasformatori presenti. Tutte le vasche verranno realizzate in cemento armato.

Il gas di alimentazione per la turbina a gas verrà veicolato dalla stazione di decompressione alla macchina attraverso tubazione che correrà su pipe rack in acciaio. Sul pipe rack correranno anche tubazioni con l'acqua demi, l'aria compressa e le vie cavi di strumentazione/controllo e potenza.

Verrà realizzata una rete antincendio collegata a quella della Centrale Esistente che correrà attorno all'area di potenza con la funzione di estinguere incendi nella fase iniziale e/o di particolare rilevanza per mezzo di idranti (UNI45) o idranti a colonna (UNI70).

Verrà realizzata la viabilità di impianto e quella eventuale di raccordo con la viabilità esistente, le relative opere idrauliche stradali ed i marciapiedi ove necessario.

6.2 MOVIMENTO TERRE

Le terre derivanti dagli scavi delle fondazioni dei componenti e delle vasche del futuro Impianto (quali ad esempio la vasca delle acque di prima pioggia, la vasca acque oleose e la vasca raccolta olio trasformatore) saranno riutilizzate in sito per la sistemazione interna delle aree. Per il dettaglio si veda l'Allegato 18 – Relazione terre e rocce da scavo.

6.3 EDIFICI ED AREE TECNICHE

Gli edifici / volumi che verranno realizzati sono:

- n.1 edificio GIS (sottostazione elettrica isolata in gas)
- n.1 edificio per la sala controllo
- n.1 edificio elettrico per i servizi di unità,
- n.1 edificio ospitante zona per aria compressa, stanza batterie e diesel di emergenza,
- n.1 edificio per il magazzino
- n.1 area per la decompressione del gas in arrivo dalla centrale di Sorgenia

La tipologia di struttura, le finiture esterne, le coperture verranno definite precisamente nella fase pre-esecutiva. Alcuni volumi potranno essere in carpenteria metallica con rivestimento, altri saranno in cemento, altri ancora semplici container (come p.e. quelli che alloggiavano il sistema di controllo locale delle turbine gas).

7 APPLICAZIONE DELLE MIGLIORI TECNICHE DISPONIBILI

La nuova installazione si configura come impianto allineato e rispondente alle Conclusioni sulle BAT per i Grandi Impianti di Combustione pubblicate in data 17/08/2017 sulla Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea ("Decisione di esecuzione (UE) 2017/1442 della Commissione del 31 luglio 2017 che stabilisce le Conclusioni sulle migliori tecniche disponibili (BAT) a norma della direttiva 2010/75/UE (Integrated Pollution Prevention and Control): "Best Available Techniques (BAT) Reference Document for Large Combustion Plants") del Parlamento europeo e del Consiglio, per i grandi impianti di combustione.

Le tabelle seguenti riassumono lo stato di applicazione delle Migliori Tecniche Disponibili per la prevenzione integrata dell'inquinamento, compatibili con il processo di produzione di energia con Turbina a Gas alimentata a solo gas naturale.

CONCLUSIONI GENERALI SULLE BAT		
BAT	STATO APPLICAZIONE	OSSERVAZIONI
Sistemi di gestione ambientale		
<p>BAT 1: Per migliorare la prestazione ambientale complessiva, la BAT consiste nell'istituire e applicare un sistema di gestione ambientale avente tutte le seguenti caratteristiche:</p> <ul style="list-style-type: none"> . impegno della direzione, compresi i dirigenti di alto grado; i. definizione, a opera della direzione, di una politica ambientale che preveda il miglioramento continuo della prestazione ambientale dell'installazione; ii. pianificazione e adozione delle procedure, degli obiettivi e dei traguardi necessari, congiuntamente alla pianificazione finanziaria e agli investimenti; v. attuazione delle procedure; v. controllo delle prestazioni e adozione di misure correttive; vi. riesame del sistema di gestione ambientale da parte dell'alta direzione al fine di accertarsi che continui ad essere idoneo, adeguato ed efficace; vii. attenzione allo sviluppo di tecnologie più pulite; viii. attenzione agli impatti ambientali dovuti a un eventuale smantellamento dell'installazione in fase di progettazione di un nuovo impianto, e durante l'intero ciclo di vita; 	Applicata	La Centrale esistente è già dotata di un Sistema di Gestione Ambientale (SGA) UNI EN ISO 14001 e certificata EMAS in accordo alla politica aziendale. La nuova installazione sarà dotata dello stesso sistema.
Monitoraggio		
BAT 2: consiste nel determinare il rendimento elettrico netto e/o il consumo totale netto di combustibile e/o l'efficienza	Applicata	A valle della messa in servizio della turbina a gas verranno effettuate le prove di

CONCLUSIONI GENERALI SULLE BAT										
BAT	STATO APPLICAZIONE	OSSERVAZIONI								
meccanica netta delle unità di gassificazione, IGCC e/o di combustione mediante l'esecuzione di una prova di prestazione a pieno carico (1), secondo le norme EN, dopo la messa in servizio dell'unità e dopo ogni modifica che potrebbe incidere in modo significativo sul rendimento elettrico netto e/o sul consumo totale netto di combustibile e/o sull'efficienza meccanica netta dell'unità. Se non sono disponibili norme EN, la BAT consiste nell'applicare le norme ISO, le norme nazionali o altre norme internazionali che assicurino di ottenere dati di qualità scientifica equivalente.		performance per determinare e verificare il rendimento elettrico netto								
<p>BAT 3: consiste nel monitorare i parametri di processo relativi alle emissioni atmosfera e nell'acqua, tra cui quelli indicati seguito.</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Flusso</th> <th>Parametro</th> <th>Monitoraggio</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">Effluente gassoso</td> <td>Portata</td> <td>Determinazione e periodica o in continuo</td> </tr> <tr> <td>Tenore di ossigeno, temperatura e pressione</td> <td>Misurazione periodica o in continuo</td> </tr> </tbody> </table>	Flusso	Parametro	Monitoraggio	Effluente gassoso	Portata	Determinazione e periodica o in continuo	Tenore di ossigeno, temperatura e pressione	Misurazione periodica o in continuo	<p>Applicata</p> <p>Per la parte relativa al monitoraggio degli effluenti liquidi derivanti dal trattamento fumi la BAT 3 non è applicabile in quanto il nuovo impianto non produrrà acque reflue dal trattamento di effluenti gassosi</p>	<p>Verrà installato sul camino un sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni (SME) in atmosfera che misurerà i seguenti parametri: portata fumi, tenore di ossigeno, temperatura, pressione.</p>
Flusso	Parametro	Monitoraggio								
Effluente gassoso	Portata	Determinazione e periodica o in continuo								
	Tenore di ossigeno, temperatura e pressione	Misurazione periodica o in continuo								
<p>BAT 4: consiste nel monitorare le emissioni in atmosfera almeno alla frequenza indicata di seguito e in conformità con le norme EN. Se non sono disponibili norme EN, la BAT consiste nell'applicare le norme ISO, le norme nazionali o altre norme internazionali che assicurino di ottenere dati di qualità scientifica equivalente.</p> <p>Per le turbine alimentate a gas naturale la BAT prevede il monitoraggio in continuo di NOx (monitoraggio associato alla BAT 42), CO (monitoraggio associato alla BAT 44) e NH3 monitoraggio associato.</p>	Applicata	<p>Verrà installato sul camino un sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni (SME) in atmosfera che misurerà i seguenti parametri: concentrazione di ossidi di azoto (NOx) e il monossido di carbonio (CO).</p>								
<p>BAT 5: consiste nel monitorare le emissioni in acqua derivanti dal trattamento degli effluenti gassosi almeno alla frequenza indicata di seguito e in conformità con le norme EN.</p>	Non applicabile	<p>Il nuovo impianto non produrrà acque reflue dal trattamento di effluenti gassosi</p>								
Prestazioni ambientali generali e di combustione										
<p>BAT 6: Per migliorare le prestazioni ambientali generali degli impianti di combustione e per ridurre le emissioni in atmosfera di CO e delle sostanze incombuste, la BAT consiste nell'ottimizzare</p>	Applicata	<p>La nuova turbina a gas sarà alimentata a gas naturale e sarà equipaggiata di un moderno sistema di combustione. Sarà installato</p>								

CONCLUSIONI GENERALI SULLE BAT		
BAT	STATO APPLICAZIONE	OSSERVAZIONI
la combustione e nel fare uso di un'adeguata combinazione delle tecniche indicate di seguito: Dosaggio e miscela dei combustibili; Manutenzione del sistema di combustione; Sistema di controllo avanzato; Buona progettazione delle apparecchiature di combustione; Scelta del combustibile.		un sistema di controllo avanzato che garantisce una combustione ottimizzata e di conseguenza la minimizzazione delle emissioni di CO e incombusti.
BAT 7: Riduzione emissioni di ammoniaca in atmosfera	Non applicabile	Non è previsto utilizzo di ammoniaca
BAT 8: Al fine di prevenire o ridurre le emissioni in atmosfera durante le normali condizioni di esercizio, la BAT consiste nell'assicurare, mediante adeguata progettazione, esercizio e manutenzione, che il funzionamento e la disponibilità dei sistemi di abbattimento delle emissioni siano ottimizzati.	Applicata	Il sistema di combustione della turbina a gas sarà progettato, esercito e mantenuto in modo tale da garantire la piena disponibilità
BAT 9: Al fine di migliorare le prestazioni ambientali generali degli impianti di combustione e/o di gassificazione e ridurre le emissioni in atmosfera, la BAT consiste nell'includere gli elementi seguenti nei programmi di garanzia della qualità/controllo della qualità per tutti i combustibili utilizzati, nell'ambito del sistema di gestione ambientale (cfr. BAT 1).	Applicata	La Centrale esistente è alimentata con gas naturale prelevato da un gasdotto della rete Snam, che garantisce la qualità del combustibile, anche con controlli regolari. La nuova installazione preleverà il gas naturale dallo stesso gasdotto.
BAT 10: Al fine di ridurre le emissioni in atmosfera e/o nell'acqua durante le condizioni di esercizio diverse da quelle normali, la BAT consiste nell'elaborare e attuare, nell'ambito del sistema di gestione ambientale, un piano di gestione commisurato alla rilevanza dei potenziali rilasci di inquinanti	Applicata	Verrà elaborato, gestito ed aggiornato un piano di gestione in modo da garantire un'elevata affidabilità di funzionamento nel rispetto della normativa e delle prescrizioni autorizzative.
BAT 11: La BAT consiste nel monitorare adeguatamente le emissioni in atmosfera e/o nell'acqua durante le condizioni di esercizio diverse da quelle normali	Applicata Non Applicabile	Sarà previsto un sistema di misura e archiviazione delle emissioni in aria in tutte le condizioni di marcia dei moduli (start / stop, regime e transitori). Per la parte relativa al monitoraggio degli effluenti liquidi derivanti dal trattamento fumi non presenti.
Efficienza energetica		
BAT 12: Al fine di aumentare l'efficienza energetica delle unità di		La turbina a gas che verrà considerata per l'impianto

CONCLUSIONI GENERALI SULLE BAT		
BAT	STATO APPLICAZIONE	OSSERVAZIONI
<p>combustione, gassificazione e/o IGCC in funzione ≥ 1 500 ore/anno, la BAT consiste nell'utilizzare una combinazione adeguata delle tecniche indicate di seguito.</p> <ol style="list-style-type: none"> Ottimizzazione della combustione Ottimizzazione delle condizioni del fluido di lavoro Ottimizzazione del ciclo del vapore Riduzione al minimo del consumo di energia Preriscaldamento dell'aria di combustione Preriscaldamento del combustibile Sistema di controllo avanzato Preriscaldamento dell'acqua di alimentazione per mezzo del calore recuperato Recupero di calore da cogenerazione (CHP) Disponibilità della CHP Condensatore degli effluenti gassosi Accumulo termico Camino umido Scarico attraverso torre di raffreddamento Pre-essiccamento del combustibile Riduzione al minimo delle perdite di calore I materiali avanzati si sono dimostrati resistenti a temperature e pressioni operative elevate e quindi capaci di aumentare l'efficienza dei processi di combustione/vapore Potenziamento delle turbine a vapore Condizioni del vapore supercritiche e ultra supercritiche 		<p>rappresenta la miglior tecnologia attualmente disponibile sul mercato per produrre energia elettrica con il più alto rendimento energetico possibile (upper level del range di efficienza indicato nella BAT 40 per i nuovi cicli aperti) per la taglia applicabile alla nuova installazione .</p> <p>Le tecniche utilizzate sono quelle applicabili per la tecnologia di impianto e non è previsto il CHP per assenza di utilizzo di calore nei pressi dell'impianto (punti a, b, d, f, g, o, p, q). Gli altri punti non sono applicabili.</p>
Consumo d'acqua ed emissioni nell'acqua		
<p>BAT 13: Al fine di ridurre il consumo d'acqua e il volume delle acque reflue contaminate emesse, la BAT consiste nell'utilizzare una o entrambe le tecniche indicate di seguito.</p> <ol style="list-style-type: none"> riciclo dell 'acqua; movimentazione a secco delle ceneri pesanti (relativa a impianti che bruciano combustibili solidi). 	Applicata	I flussi d'acqua residui sono recuperati dai sistemi di trattamento e recupero dell'impianto esistente.
<p>BAT 14: Al fine di prevenire la contaminazione delle acque reflue non contaminate e ridurre le emissioni nell'acqua, la BAT consiste nel tenere distinti</p>	Applicata	I flussi delle acque reflue sono tenuti distinti e trattati separatamente:

CONCLUSIONI GENERALI SULLE BAT		
BAT	STATO APPLICAZIONE	OSSERVAZIONI
i flussi delle acque reflue e trattarli separatamente, in funzione dell'inquinante		Acque di dilavamento non potenzialmente inquinabili non vengono trattate. Acque oleose che insieme alle acque di prima pioggia vanno al sistema di trattamento della centrale esistente. Acque acide e alcaline vanno al sistema di trattamento dedicato della centrale esistente.
BAT 15: Al fine di ridurre l'emissione nell'acqua di acque reflue da trattamento degli effluenti gassosi, la BAT consiste nell'utilizzare una combinazione adeguata delle tecniche indicate di seguito e utilizzare tecniche secondarie il più vicino possibile alla sorgente per evitare la diluizione.	Non applicabile	L'impianto non prevede trattamento effluenti gassosi con acqua.
Gestione rifiuti		
BAT 16: Al fine di ridurre la quantità da smaltire dei rifiuti risultanti dalla combustione e/o dal processo di gassificazione e dalle tecniche di abbattimento, la BAT consiste nell'organizzare le operazioni in modo da ottimizzare, in ordine di priorità e secondo la logica del ciclo di vita.	Non applicabile	La turbina a gas in ciclo aperto viene alimentata a solo gas naturale e non è previsto trattamento effluenti gassosi.
Emissioni sonore		
BAT 17: Al fine di ridurre le emissioni sonore, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche indicate di seguito: <ul style="list-style-type: none"> • Misure operative; • Apparecchiature a bassa rumorosità; • Attenuazione del rumore; • Dispositivi antirumore; • Localizzazione adeguata delle apparecchiature e degli edifici. 	Applicata	Le apparecchiature sono state posizionate nella parte interna dell'area di Impianto. Il gruppo è progettato in modo da rispettare le vigenti normative in tema di emissioni acustiche, prevedendo in particolare: <ol style="list-style-type: none"> a) Cabinato antirumore per TG, generatore ed ausiliari di macchina; b) Silenziatori nel sistema di aspirazione aria del compressore aria di combustione del TG; c) Impiego di materiali termo-fonoassorbenti di opportuno spessore lungo il percorso fumi dal TG al camino; d) Ulteriori sistemi insonorizzanti saranno

CONCLUSIONI GENERALI SULLE BAT		
BAT	STATO APPLICAZIONE	OSSERVAZIONI
		valutati durante lo sviluppo del progetto esecutivo per rispettare i limiti di classificazione acustica dell'area
Efficienza energetica		
<p>BAT 40: Al fine di aumentare l'efficienza nella combustione di gas naturale la BAT consiste nell'utilizzare una combinazione adeguata delle tecniche indicate nella BAT 12.</p> <p>Tabella 23 Livelli di efficienza energetica per la combustione di gas naturale:</p> <p>Turbina a gas a ciclo aperto > 50 MWth: rendimento elettrico netto (%): 36-41,</p>	Applicata	<p>La turbina a gas di tipo heavy duty rappresenta la miglior tecnologia attualmente disponibile sul mercato per produrre energia elettrica con il più alto rendimento energetico per macchine di taglia compatibili con il progetto (taglia circa 300MWe).</p> <p>Il valore del rendimento elettrico netto del nuovo Impianto ricadrà ampiamente all'interno del range indicato nella Tabella 23 relativa alla BAT 40 per i nuovi Cicli Aperti.</p>
Emissioni in atmosfera di NOX, CO, NMVOC e CH4		
<p>BAT 42: Al fine di prevenire o ridurre le emissioni di NOX in atmosfera risultanti dalla combustione di gas naturale nelle caldaie, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche tra quelle indicate di seguito.</p> <ol style="list-style-type: none"> Sistema di controllo avanzato; Aggiunta di acqua/vapore; Bruciatori a bassa emissione di NOx a secco (DLN); Modi di progettazione a basso carico; Bruciatori a basse emissioni di NOx (LNB); riduzione catalitica selettiva <p>Tabella 24 Livelli di emissioni associati alle BAT (BAT-AEL) per le emissioni in atmosfera di NOx risultanti dalla combustione di gas naturale nelle turbine a gas</p> <p>Nuove turbine a gas in ciclo aperto (OCGT) Media annua 15-35 mg/Nm3 @15% O2 dry Media giornaliera 25-50 mg/Nm3 @15% O2 dry</p>	Applicata	<p>Per l'abbattimento degli NOx verranno utilizzate le seguenti tecniche tra quelle menzionate nella BAT:</p> <ul style="list-style-type: none"> Sistema di controllo avanzato; Bruciatori a bassa emissione di NOx (DLN). <p>Con riferimento ai BAT-AEL associati si fa presente che per il nuovo turbogas sarà garantita una concentrazione media giornaliera di NOx pari a 30 mg/Nm3 @15%O2dry incluso nell'intervallo delle BAT-AEL di riferimento.</p>
<p>BAT 44: Al fine di prevenire o ridurre le emissioni di CO in atmosfera risultanti dalla combustione di gas naturale, la BAT consiste</p>	Applicata	<p>La turbina a gas avrà un moderno sistema di combustione ed un sistema</p>

CONCLUSIONI GENERALI SULLE BAT		
BAT	STATO APPLICAZIONE	OSSERVAZIONI
nell'ottimizzare la combustione e/o utilizzare catalizzatori ossidanti		<p>di controllo avanzato che garantiscono una combustione ottimizzata e di conseguenza la minimizzazione delle emissioni di CO.</p> <p>Con riferimento ai BAT-AEL associati si fa presente che per il nuovo turbogas sarà garantita una concentrazione media giornaliera di CO pari a 30 mg/Nm³ @15% O₂ dry incluso nell'intervallo delle BAT-AEL di riferimento, (valore riferito a condizioni di normale funzionamento)</p>

8 COSTRUZIONE

8.1 PROGRAMMA DI COSTRUZIONE

Il programma di realizzazione dell'Impianto prevede il completamento dello stesso, a partire dall'ordine fino all'inizio dell'esercizio commerciale, in un tempo di circa 19 mesi.

In considerazione dello stato attuale del sito, tale da non richiedere significativi lavori preparatori quali demolizioni, sbancamenti bonifiche, etc., un inizio continuativo delle attività di costruzione può essere ipotizzato al completamento del Progetto di Base del fornitore, quindi al 6° mese del programma.

L'attività di costruzione in sito si svilupperà pertanto nell'arco di 24 mesi. Le principali tipologie di attività di costruzione saranno prevalentemente concentrate nei seguenti periodi:

- Opere civili mesi 4 - 14
- Montaggi meccanici mesi 8 - 14
- Montaggi elettrostrumentali mesi 13 - 16
- Messa in servizio mesi 16 - 19

Tali periodi si riferiscono ovviamente a quelli di massima concentrazione delle attività che prevederanno comunque a monte alcune modeste attività preparatorie e a valle attività di completamento e finitura, che potranno avere anche una certa rilevanza.

Il picco di risorse in cantiere è stimato, fra i mesi 16 - 23, in circa 300 unità. Si veda l'elaborato Allegato 12 - 578000183S00R001 – Programma di Realizzazione

8.2 MOVIMENTAZIONI E TRASPORTI

Durante la fase di realizzazione delle opere civili la fonte principale di movimentazioni e trasporti è costituita dalla necessità di rifornire il cantiere dei necessari materiali da costruzione (inerti per calcestruzzo, ferri di armatura, materiale di finitura quale pavimentazione, pannellature, infissi, etc.). In considerazione della tipologia di tali materiali è sicuramente ipotizzabile un approvvigionamento degli stessi sul mercato locale. Il tipo di trasporto è sicuramente su ruota, di tipo normale e, in considerazione delle dimensioni complessive dell'opera, il traffico associato risulta modesto e limitato nel tempo. Relativamente alla fase di montaggio la fonte principale è costituita dall'arrivo in cantiere dei componenti d'impianto e dei materiali di montaggio (tubazioni, carpenterie metalliche, cavi elettrici, etc.).

Alcuni dei componenti principali invece necessitano di un grado di preassemblaggio in fabbrica molto spinto e risultano di dimensioni e peso rilevanti e tali comunque da richiedere la necessità di trasporti eccezionali.

I principali componenti che pongono tali problemi sono:

- la turbina a gas
- il generatore elettrico
- il trasformatore elevatore

L'impatto sul traffico locale sarà costituito dalle limitazioni che verranno definite dalle autorità locali in occasione dei trasporti, che saranno autorizzati secondo modalità che minimizzino tali limitazioni, che risulteranno comunque estremamente limitate nel tempo.

Durante tale fase il cantiere potrà disporre di un'area di stoccaggio materiali di dimensioni adeguate per cui la movimentazione dallo stoccaggio alle aree di montaggio non pone aggravii al traffico locale.

La fase di messa in servizio è caratterizzata infine da necessità di trasporto pressoché trascurabili e limitate in generale all'arrivo in cantiere dei fluidi di primo riempimento, in particolare oli; tali trasporti non pongono nessun problema se non quello di effettuarli in accordo alle normali procedure di sicurezza relative agli specifici fluidi.

8.3 GESTIONE DEI RIFIUTI NELLA FASE DI COSTRUZIONE

Durante tutte le fasi della costruzione vengono prodotti rifiuti, materiali di risulta e scarti, sia solidi che liquidi o come rilasci in atmosfera.

Si riporta di seguito una sintetica analisi delle tipologie di rifiuti nelle varie fasi di costruzione identificando le problematiche legate al loro smaltimento.

8.3.1 RIFIUTI SOLIDI

Fase di realizzazione delle opere civili

Il principale materiale di risulta legato alle opere civili è costituito dalla terra rimossa nelle attività di scavo.

La terra verrà per quanto possibile riutilizzata per reinterri e livellamenti. Durante la fase di esecuzione dei lavori in elevazione verranno invece prodotti scarti di materiali vari come sfridi di lavorazione di materiali vari, quali ad esempio: ferri di armatura, legno di cassetture, tamponature, piastrelle, rivestimenti, laterizi, pannelli in cartongesso, lamiera di rivestimento, pluviali, tubazioni fognarie, carta da macero, ecc.

Tutti i suddetti materiali potranno essere conferiti alle discariche della zona.

Fase di montaggi meccanici

Durante la fase di montaggio delle apparecchiature meccaniche, delle strutture metalliche e del piping i rifiuti solidi consistono essenzialmente in scarti di lavorazioni quali tubazioni, lamiera, tiranteria, ecc.

Si tratta quindi di rifiuti assimilabili a rottami metallici e possono essere trattati in tal senso. Nella fase delle finiture dei montaggi meccanici verranno invece prodotti i seguenti rifiuti che dovranno essere conferiti a ditte specializzate autorizzate al loro smaltimento:

- residui del materiale isolante delle coibentazioni
- contenitori di vernice

Fase di montaggi elettrostrumentali

Durante la fase di montaggi elettrostrumentali vengono generati rifiuti solidi essenzialmente di due tipi:

- residui di lavorazione di materiali metallici quali: passerelle, supporti, conduit, tubing, ecc. Tali rifiuti possono essere trattati come rottami metallici
- sfridi relativi al taglio di cavi elettrici

Fase di messa in servizio

Durante la fase di messa in servizio vengono generate le seguenti tipologie di rifiuti:

- materiale di montaggio, quali tubazioni, supporti, valvolame o altro utilizzati per interconnessioni temporanee necessarie per eseguire fasi particolare quali i lavaggi
- rimozione di componenti temporanei legati alla messa in servizio dei componenti, quali: filtri temporanei, guarnizioni, tenute, ecc

Tutti i suddetti rifiuti sono assimilabili a rottami metallici. Durante tale fase verranno inoltre effettuati i riempimenti dei vari fluidi operativi. Al riguardo i contenitori di oli, lubrificanti in genere e prodotti chimici nocivi verranno conferiti a ditte specializzate e autorizzate al loro smaltimento.

8.3.2 CONSUMI E SCARICHI IDRICI

Durante tutte le fasi di costruzione e montaggio le esigenze di prelievi idrici sono estremamente limitate e sostanzialmente riguardano:

- acqua per usi sanitari
- acqua per umidificazione del terreno per il contenimento delle polveri aerodisperse o per preparazione di materiali di costruzione

Relativamente alle acque per usi civili, stimabili nel periodo di massime presenze in cantiere in circa 3 mc/giorno, i relativi scarichi verranno tratti dai sistemi di raccolta dei servizi stessi per poi essere periodicamente spurgati.

Relativamente invece alle acque di cantiere esse trascinano in sospensione solidi provenienti dal terreno dell'area e, poichè nel loro deflusso verranno riassorbiti dal terreno stesso, non produrranno alcun impatto nè sulle acque in superficie nè su quelle sotterranee.

Durante la fase di messa in servizio dell'impianto invece, con la progressiva messa in servizio dei sistemi fluidi, i consumi idrici e i relativi reflui tenderanno progressivamente ad essere uguali a quelli del normale esercizio.

Sarà quindi necessario provvedere tempestivamente all'interconnessione con il sistema zero-discharge della centrale esistente che provvederanno al riciclo dei reflui.

In alcune particolari fasi della messa in servizio, quali le procedure di lavaggio dei sistemi, pur richiedendo le operazioni prelievi idrici molto limitati, il loro scarico dovrà avvenire in apposita vasca dalla quale il sistema zero-discharge verrà alimentato.

Nel caso di flussaggi di tubazioni e apparecchiature con acqua, i reflui conterranno allo scarico solidi in sospensione costituiti principalmente da materiali ferrosi quali calamina o ematite. È sufficiente pertanto

ai fini del riciclo di tali acque una fase di decantazione, per la quale potranno essere utilizzate le diverse vasche di raccolta presenti sull'impianto.

Nel caso invece dei lavaggi delle tubazioni potranno anche essere utilizzate soluzioni acide e/o alcaline. Per il loro riciclo potranno ancora essere utilizzate le vasche di raccolta esistenti dove potrà essere effettuata la loro neutralizzazione, o in alternativa potranno essere conferite alle stesse ditte specializzate che effettuano i lavaggi acidi per un loro trattamento e smaltimento esterno all'area di centrale.

Relativamente infine al flussaggio di tubazioni olio lo scarico dovrà essere conferito a ditte specializzate autorizzate al loro smaltimento.

8.3.3 EMISSIONI IN ATMOSFERA

Durante tutte le fasi di costruzione e montaggio le principali fonti di emissione in atmosfera sono originate dallo scarico e movimentazione di materiali da costruzione e dagli scarichi di mezzi di trasporto e macchine operatrici.

Nel primo caso il contaminante principale è costituito dalle particelle unite ai componenti propri del terreno o dei materiali. Si tratta per lo più di particelle sedimentabili per cui, essendo minima la loro dispersione, la loro emissione interesserà solo l'area di cantiere e marginalmente le relative aree di confine.

Tali emissioni non interesseranno quindi la popolazione, ma una loro riduzione verrà comunque perseguita attraverso normali procedure di igiene e sicurezza del lavoro (umidificazione dell'ambiente, delimitazione delle aree di lavorazioni particolari quali sabbiature, etc.).

Relativamente invece agli scarichi da macchine di cantiere e camion da trasporto materiali il loro impatto risulta minimo trattandosi di una attività come detto precedentemente di carattere temporaneo e risultando l'impatto di tipo reversibile.

Nella fase di messa in servizio si inizieranno progressivamente ad avere le emissioni tipiche dell'esercizio dell'Impianto. Va sottolineato come nelle fasi iniziali della messa in servizio potranno aversi ripetuti avviamenti del turbogas o fasi più prolungate che nel normale esercizio, in cui il turbogas verrà mantenuto al di sotto del minimo tecnico. Essendo tuttavia la configurazione d'impianto a ciclo aperto, tali fasi saranno molto brevi non dovendo eseguire commissioning/test e settaggi tipici dei cicli a vapore installati a valle del turbogas.

8.4 LINEE GUIDA PER LA DISMISSIONE DELL'IMPIANTO

8.4.1 PREMESSE

A premessa della definizione di linee guida per un piano di dismissione dell'impianto, si ritiene opportuno precisare alcuni criteri base che permettono di ipotizzare lo stato di funzionalità dei componenti e dei manufatti costituenti l'Impianto, nonché i presumibili impatti prodottisi nel corso della vita dell'impianto sul sito nel suo complesso.

Stato di funzionalità dei componenti

L’Impianto verrà realizzato con l’obiettivo prioritario di produrre energia elettrica da rendere disponibile per la vendita sul libero mercato; ciò significa che non solo l’Impianto dovrà essere progettato e realizzato per garantire i più elevati valori di rendimento ottenibili dalle migliori tecnologie disponibili, ma che tale elevata efficienza dovrà essere mantenuta per tutta la vita utile, dovendo nel futuro competere in un mercato di nuove realizzazioni che presumibilmente beneficeranno di ulteriori sviluppi tecnologici.

Ciò potrà essere ottenuto solo attraverso un continuo ed efficiente programma di manutenzioni e di interventi di ripristini e ammodernamenti.

Proprio al fine di legare il più strettamente possibile tale programma di manutenzione con lo sviluppo tecnologico, l’impostazione strategica del contratto di costruzione prevede di incaricare lo stesso Costruttore dell’Impianto della realizzazione del programma stesso; tale incarico verrà assegnato tramite ordini per periodi lunghi e rinnovabili e impegnerà il Costruttore a fornire una garanzia di funzionamento, a garantire cioè il mantenimento della migliore funzionalità ed efficienza dei sistemi in relazione agli obiettivi produttivi.

Da quanto sopra si ritiene pertanto di potere sicuramente ipotizzare che molti dei componenti costituenti l’Impianto possano essere allo stato della dismissione alienati in funzione del loro stesso uso.

Presenza di materiali pericolosi

Materiali o elementi pericolosi sono tassativamente esclusi dalla progettazione realizzativa dell’Impianto.

Impatti dell’operazione dell’Impianto sulle caratteristiche del sito

I criteri di progetto adottati in fase di realizzazione dell’impianto sono finalizzati a limitare al massimo tutti i rilasci sia gassosi che liquidi o solidi, e comunque di confinarne i rilasci accidentali per evitarne dispersioni verso l’ambiente.

Fra tali criteri di progetto si può ricordare:

- immissione al suolo di effluenti gassosi trascurabile grazie ai limiti bassissimi e alla dispersione garantita dall’altezza del camino.
- vasche di contenimento realizzate attorno a tutti i componenti che prevedono stoccaggio di materiali pericolosi o inquinanti (oli, prodotti chimici, etc.)
- reti di drenaggio dei componenti e di tutte le superfici dell’impianto con raccolta differenziata dei vari flussi di reflui e separazione e intrappolamento degli elementi potenzialmente inquinanti.
- Interconnessione con il sistema zero-discharge della centrale esistente per l’eliminazione di effluenti liquidi.

I suddetti criteri sono tali che si può sicuramente ipotizzare che nessun evento di contaminazione significativa del suolo si produrrà durante la vita dell’impianto.

8.4.2 IPOTESI DI DESTINAZIONE DELLE RISULTE DELLA DISMISSIONE

Dalle premesse riportate al paragrafo precedente si può concludere che la dismissione dell’Impianto comporterà attività di rimozione di componenti, smantellamento di strutture e demolizioni di manufatti, ma che non dovrà prevedere attività particolari di bonifica del suolo e del sottosuolo.

L'attività di smantellamento riguarderà pertanto il trattamento, manipolazione e smaltimento delle seguenti tipologie di apparecchiature e materiali di risulta.

Fluidi di servizio

Lo smaltimento dei fluidi di servizio non porrà alcun problema particolare rispetto alle procedure normalmente seguite durante l'esercizio e già tenute in conto a livello progettuale. Infatti, la Centrale esistente già prevede impianti per la raccolta differenziata dei drenaggi dei fluidi, per il loro trattamento fino ai limiti di legge per il loro scarico o per il loro stoccaggio (come nel caso degli oli) che ne consenta il loro conferimento a ditte specializzate e autorizzate al loro smaltimento.

Componenti di impianto

Come detto precedentemente si ritiene che molti dei componenti risultino facilmente alienabili in considerazione del loro ottimo stato di funzionalità ed efficienza. Rientrano sicuramente in tali tipologie di componenti: i motori elettrici, i trasformatori, le batterie, le pompe, i compressori aria, etc.

Relativamente ai componenti non alienabili essi sono per lo più costituiti da apparecchiature meccaniche e pertanto il loro trattamento e la loro finalità potrà essere assimilata a quella delle strutture metalliche.

Strutture metalliche

Rientrano in tale tipologia le strutture metalliche di supporto (pipe rack e supporti), le strutture di servizio (scale, passerelle, grigliati), le tubazioni e i loro ausiliari di linea, le lamiere di rivestimento, le carpenterie metalliche costituenti le strutture degli edifici e come detto tutti i componenti non alienabili quali serbatoi, scambiatori di calore, valvole, etc

Per tali materiali la destinazione finale sarà quella di essere conferiti come rottami a stabilimenti siderurgici. A tal fine le attività di smantellamento dovranno prevedere le seguenti sequenze:

- separazione di materiali non ferrosi (quali materiali di coibentazione termica, gomma, filtri) che richiedono per il loro smaltimento il conferimento a ditte specializzate e autorizzate.
- separazione dei materiali, componenti e apparecchiature che risulteranno inquinati da incrostazioni di oli o lubrificanti.
- decontaminazione dei suddetti materiali in un'area di trattamento che verrà specificamente attrezzata allo scopo (le aree disponibili, anche limitrofe a quella di centrale, consentono sia la creazione di tale area di trattamento che la realizzazione di parchi rottami)
- rottamazione di tutti i materiali risultanti dalle demolizioni e dai trattamenti fino a dimensioni pronto forno.
- Trasporto.

Materiale elettrico

I materiali di tale tipologia che non consistano in componenti alienabili rientrano essenzialmente nelle seguenti categorie:

- materiali costituenti rottami ferrosi, quali carpenterie di armadi, passerelle, conduit, etc.).
- materiali conduttori, quali cavi elettrici o condotti sbarre, da conferire a ditte specializzate per il recupero di rame o alluminio.

- materiale da avviare a discarica.

Manufatti in muratura

Si tratta di tutte le parti edificate in muratura relative a edifici, fabbricati, recinzioni, etc. di cui non è previsto alcun riutilizzo dal piano di dismissione, per le quali si dovrà procedere a demolizione. Il materiale di risulta in funzione delle situazioni locali esistenti all'atto della dismissione verrà preferibilmente utilizzato come inerte per il riempimento di strutture cave interrate o aree sottoposte da livellare, o in alternativa verrà conferito a discarica.

Strutture in calcestruzzo

Sono tutte le strutture realizzate in calcestruzzo che insistono sull'area dell'impianto al di sopra del piano campagna e che riguardano principalmente fondazioni di componenti, strutture o opere di contenimento.

Tali strutture, delle quali non si prevede il recupero dei ferri d'armatura, dovranno essere demolite, per i relativi materiali di risulta si prevede una destinazione finale comune a quella delle opere in muratura.

8.4.3 REALIZZAZIONE DEL PROGRAMMA DI DISMISSIONE

La fase di realizzazione del programma di dismissione dell'impianto verrà preceduta da una fase di sviluppo dettagliato del progetto relativo e della sua programmazione.

Tale fase includerà in linea di massima le seguenti attività:

- Raccolta di tutta la documentazione tecnica costruttiva dell'impianto.
- Suddivisione dell'impianto in aree omogenee.
- Identificazione dei manufatti da riutilizzare.
- Identificazione dei componenti alienabili.
- Predisposizione di schede tecniche per ogni area omogenea che definiscano liste dettagliate dei materiali e componenti presenti suddivisi per tipologia e per necessità di trattamento.
- Determinazione riassuntiva dei quantitativi delle varie tipologie di materiali.
- Determinazione delle necessità delle aree di stoccaggio e identificazione delle stesse.
- Determinazione delle necessità delle aree di trattamento, identificazione delle stesse e progettazione della loro attrezzatura
- Identificazione delle destinazioni finali delle varie tipologie di materiali
- Programmazione delle attività

Sulla base di tale programma le attività di dismissione si svolgeranno sostanzialmente secondo la seguente sequenza:

- preparazione delle aree di stoccaggio
- preparazione e attrezzatura delle aree di trattamento
- drenaggio, raccolta, trattamento e smaltimento di tutti i fluidi di servizio
- smontaggio e immagazzinamento di tutti i componenti alienabili
- smontaggio dei componenti meccanici non alienabili e separazione di quelli da trattare
- smontaggio dei componenti elettrici e loro separazione per tipologia
- demolizione delle strutture metalliche, delle tubazioni e separazione di quelle da trattare
- decontaminazione di tutte le apparecchiature meccaniche che lo richiedano

- taglio, stoccaggio e trasporto di tutti i rottami metallici
- demolizione delle opere in muratura
- demolizione delle opere in calcestruzzo
- sgombero delle aree

9 ALTERNATIVE PROGETTUALI

Nell'analisi delle scelte possibili per la realizzazione dell'Impianto Peaker di Bertanico, i principali elementi considerati sono stati:

- La disponibilità di aree per insediamenti industriali
- La disponibilità di collegamenti viari sul territorio
- La vicinanza a punti esistenti di connessione alla rete SNAM ed alla rete elettrica nazionale
- La possibilità di realizzare sinergie con altri impianti industriali
- La individuazione di una tecnologia per la produzione di energia elettrica matura controllabile in modo sicuro per quanto riguarda le emissioni, caratterizzata da un alto coefficiente di affidabilità e disponibilità ad alto rendimento energetico
- Le indicazioni ricevute derivanti dalla prima proposta progettuale presentata da Sorgenia

Per quanto riguarda i primi punti relativi alla localizzazione si è individuata l'area adiacente alla Centrale a Ciclo Combinato di Turano Lodigiano Bertanico.

L'opportunità di avere presso la Centrale esistente:

- margini di capacità sul gasdotto e sulla rete di dispacciamento dell'energia elettrica,
- disponibilità di aree da utilizzare per impieghi industriali
- capacità e sinergie per le funzioni ausiliarie d'impianto

hanno determinato la scelta del sito.

Relativamente alla tecnologia, considerando i tempi di presa di carico, con modalità di avvio e di fermata non pianificate la scelta si restringe all'utilizzo di:

- Motori a gas a combustione interna
- Turbine a gas "aereoderivative"
- Turbine a gas "heavy duty "

Relativamente alla prima soluzione, la taglia disponibile sul mercato di tali motori necessiterebbe di una eccessiva frammentazione dei moduli produttivi. A titolo di esempio, la taglia maggiore sul mercato è di 18,5MW che comporterebbe un utilizzo di almeno 15 motori con evidenti complicazioni impiantistiche e gestionali. Tali complicazioni comporterebbero l'impossibilità di convogliare 15 camini in un unico punto di emissione, con impatto negativo sull'efficienza di dispersione dei fumi e quindi sulle ricadute.

L'impatto visivo derivante dalla necessità di installare almeno 3 camini multicanna (5 canne per ogni camino) peggiorerebbe l'impatto visivo rispetto ad una soluzione con camino singolo. Per il rispetto dei limiti sulle concentrazioni di NOx risulterebbe inoltre necessario installare catalizzatori su ciascuna linea fumi, con emissioni di NH3.

In aggiunta a tali aspetti, è inoltre penalizzante l'esigenza di prevedere pesanti manutenzioni ordinarie (condizionate però dall'effettivo impiego), con quindi rischi di disponibilità di tutti i gruppi motori per contemporaneità di gruppi fuori servizio. Come indicato in seguito, tale soluzione non consentirebbe sinergie con la Centrale esistente dal punto di vista della gestione della manutenzione e dei pezzi di ricambio.

La seconda soluzione ha tempi di fuori servizio molto limitati per le manutenzioni ordinarie gestibili con flessibilità e quindi un basso rischio di indisponibilità contemporanea dei gruppi. Tuttavia anche in questo caso, la taglia di questo tipo di macchine richiede un numero di moduli (tre, considerando il progetto già presentato da Sorigenia) che non ottimizza gli aspetti gestionali e le volumetrie impiantistiche, con relativi impatti acustici e visivi. La tecnologia prevista inoltre richiede l'utilizzo di voluminosi intercoolers che soluzioni di tipo heavy duty non richiedono. Dal punto di vista dell'impatto ambientale, il rispetto dei limiti emissivi considerati (30mg/Nm³ @15% O₂ dry sia per NO_x che per CO) richiede l'utilizzo di catalizzatori (SCR) che generano emissioni di ammoniaca, per quanto limitate.

La terza soluzione , a parità di potenza termica installata, consente di avere i seguenti vantaggi:

- sinergia tecnologica con la Centrale esistente (pezzi di ricambio, esperienza di Sorigenia nella gestione sia operativa che delle manutenzioni)
- elevata potenza specifica per ingombro (la presente soluzione permette un risparmio in termini di area rispetto alla soluzione già presentata pari a circa il 30%)
- data la tipologia di utilizzo previsto (peaker con ore di funzionamento annue limitate) , il leggero gap di efficienza elettrica rispetto ai motori e alle turbine a gas aeroderivative risulta poco impattante sia dal punto di vista ambientale che dal punto di vista economico. Va inoltre segnalato che le macchine heavy duty sono adattabili al modo di funzionamento previsto con opportuni accorgimenti nel piano della manutenzione ordinaria e straordinaria. Gli intervalli di manutenzione standard prevedono intervalli di 25000 EOH tra un intervento importante e il successivo; va da sé che prevedendo 500 ore di funzionamento atteso all'anno, pur tenendo conto degli impatti degli avviamenti (che aumentano le ore effettive in ore di funzionamento equivalenti), è probabile che tale tipologia di macchina subisca interventi di manutenzione molto rarefatti nel tempo.
- Sistema di controllo delle emissioni di tipo a secco (dry low NO_x) che non richiede l'utilizzo di catalizzatori (SCR) per il rispetto delle emissioni con benefici impatti sugli aspetti gestionali, manutentivi e di disponibilità impiantistica.

Tale considerazione è stata determinante per la scelta della tecnologia effettuata.

10 DOCUMENTI DI RIFERIMENTO / ALLEGATI

Allegato 1	578000183S0DT001 Inquadramento su ortofoto 1:100.000
Allegato 2	578000183S0DT002 Inquadramento su ortofoto 1:5.000
Allegato 3	578000183S0DT004 Inquadramento su planimetria catastale
Allegato 4	Piano particellare
Allegato 5	578000183S00I001 Planimetria Generale
Allegato 6	578000183S00I002 Sezioni d'impianto
Allegato 7	578000183S00P001 – Bilancio & Diagramma di Flusso
Allegato 8	578000183S00E003 – Schema Unifilare Generale
Allegato 9	578000183S00P003 – Schema Alimentazione Gas
Allegato 10	5780018300P002 – Schema Sistemi Fluidi
Allegato 11	Relazione tecnica preliminare - Prevenzione incendi
Allegato 12	578000183S00R001 – Programma di Realizzazione
Allegato 13	Verifica disponibilità SNAM
Allegato 14	Preventivo di connessione TERNA
Allegato 15	578000183S0DT006 – Percorso di collegamento con SSE Terna su base catastale
Allegato 16	Relazione per valutazione ostacoli navigazione aerea
Allegato 17	Relazione verifica Invarianza Idraulica
Allegato 18	Relazione terre e rocce da scavo
Allegato 19	Relazione campi elettromagnetici
Allegato 20	RELAZIONE GEOTECNICA GENERALE VOL. I (id. 0406 A0YAGC008) e VOL. II (id. 0406 A0YAGC009).