





Progetto:	NUOVA CENTRALE DI COGENERAZIONE
Contratto:	A1/000669

Titolo del documento:

RELAZIONE TECNICO DESCRITTIVA

<p><i>Committente:</i></p>  <p>CARTIERE DEL POLESINE <i>Passion for paper</i></p> <p>Cartiere del Polesine S.p.A. Viale Stazione, 1 45017 Loreo (RO)</p>	<p><i>Cliente finale</i></p>  <p>Cartiere del Polesine S.p.A. Via Smergoncino, 20 - Loc. Cavanella Po 45011 Adria (RO)</p>
---	--

<p><i>Progettazione:</i></p>  <p>Power Engineering Srl Via G. Garibaldi, 81/16B 15067 Novi Ligure (AL) P.IVA 02521140067</p>	<p><i>Progettista:</i></p> 
---	---

--	--	--	--

0	10/12/2021	Emissione		PWE	PWE	CdP			
Rev.	Data	Descrizione		Preparato	Controllato	Approvato			

Doc. N:									
21003	AD	TR	004	0					

Sommario

1	Premessa	4
2	Documenti di riferimento	5
2.1	Leggi	5
2.2	Norme	5
2.3	Prescrizioni e linee guida	7
3	Dati generali	8
3.1	Condizioni ambientali di riferimento	8
3.2	Sito di intervento	9
4	Stato di fatto	10
4.1	Generalità	10
4.2	Rete gas naturale	10
4.3	Rete elettrica	10
4.4	Impianti ausiliari	11
4.4.1	Aria compressa	11
4.4.2	Acqua demi	11
4.4.3	Acqua di canale	11
4.5	Impianto di cogenerazione esistente	11
4.6	Impianto a biogas	12
4.7	Assetti di esercizio	12
5	Stato di progetto	14
5.1	Descrizione dell'impianto	14
5.2	Sito di installazione	14
5.2.1	Area impianto	15
5.2.2	Edificio quadri e sala controllo	15
5.2.3	Cabina di riduzione	15
5.2.4	Collegamento alle centrali esistenti	15
5.3	Schema a blocchi impianto	16
5.4	Turbina a gas	17
5.4.1	Generatore elettrico	18
5.4.2	Camera filtri	18
5.4.3	Gear box	19
5.4.4	Sistema di lubrificazione	19
5.4.5	Package insonorizzato	19
5.4.6	Sistemi di sicurezza	19
5.4.7	Sistema di controllo	20
5.5	Caldaia a recupero	21
5.5.1	Generatore di vapore	21
5.5.2	Corpo cilindrico	22
5.5.3	Economizzatore - ECO ed ECO2	22
5.5.4	Coibentazioni e rivestimenti	22
5.5.5	Portine di ispezione, struttura portante, scale e passerelle	23
5.5.6	Impianto di combustione	23
5.5.7	Sistema di Fresh-Air	23

5.5.8	Condotti aria/fumi	24
5.5.9	Predisposizione per sistema di abbattimento emissioni	24
5.5.10	Camino di bypass	24
5.5.11	Camino finale	24
5.5.12	Degasatore	24
5.5.13	Serbatoio di blow down	25
5.5.14	Gruppo elettropompe acqua di alimento	25
5.5.15	Quadro BMS per gestione sicurezze caldaia	25
5.5.16	Interconnessioni meccaniche di centrale	26
5.6	Assetti di esercizio	27
5.7	Quadro Energetico	28
5.8	Emissioni in Atmosfera	28
5.9	Rete gas metano	29
5.9.1	Interventi nelle cabine esistenti	29
5.9.2	Linea di alimentazione impianto	29
5.9.3	Nuova cabina di riduzione	29
5.10	Rete elettrica	30
5.11	Impianti ausiliari	30
5.11.1	Aria compressa	30
5.11.2	Acqua demi	30
5.11.3	Acqua di canale	30
5.12	Consumo idrico e scarichi	31

	NUOVA CENTRALE DI COGENERAZIONE RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	Doc	21003ADTR004_0_Relazione Tecnica Descrittiva
		Rev.	Data
		0	10/12/2021

1 PREMESSA

Il presente documento descrive il nuovo impianto di cogenerazione composto da turbina a gas e caldaia a recupero da installarsi c/o lo stabilimento di Cartiere del Polesine S.p.A. di Adria (RO) al fine di soddisfare le esigenze di fabbisogno termico ed elettrico derivanti dagli impianti di processo attuali e futuri.

Attualmente nell'installazione sono presenti n. 2 impianti di cogenerazione denominati MC/3 e MC/4, composti ciascuno da una turbina a gas naturale e una caldaia a recupero dotata di post-combustore a gas naturale, oltre ad un cogeneratore alimentato a biogas di piccola taglia.

Il progetto prevede l'installazione di un nuovo impianto di cogenerazione, composto da una turbina a gas naturale e una caldaia a recupero dotata di post-combustore a gas naturale (entrambi predisposti per essere alimentati con una miscela gas naturale/idrogeno in percentuale 80/20) destinato a sostituire i n. 2 impianti di cogenerazione esistenti a gas naturale, i quali vengono mantenuti come backup nei casi di fermata del nuovo impianto di cogenerazione a gas naturale

Il nuovo impianto di cogenerazione è progettato per soddisfare i fabbisogni energetici attuali dell'installazione (52 t/h di vapore) e anche quelli futuri (fino a 85 t/h di vapore), ed ha le seguenti caratteristiche:

- potenza termica immessa in assetto cogenerativo+ caldaia a recupero in modalità "post firing":
82,51 MW_t
- potenza termica immessa con sola caldaia a recupero in modalità "fresh air":
66,0 MW_t
- potenza elettrica nominale erogata:
17,71 MW_e

La nuova centrale sarà connessa idraulicamente alle reti di utenza esistenti tramite due nuove linee di distribuzione di vapore ed una linea di acqua calda, mentre sarà connessa alla rete elettrica di stabilimento esercita alla tensione di 20kV. Le eventuali eccedenze rispetto ai fabbisogni saranno cedute alla rete TERNA tramite una sottostazione di trasformazione esistente ed una connessione in cavo a 132kV.

All'entrata in esercizio della nuova centrale, le centrali esistenti verranno mantenute in backup freddo ed utilizzate esclusivamente nei periodi di fermo macchina per manutenzione ordinaria e straordinaria della nuova centrale.

	NUOVA CENTRALE DI COGENERAZIONE RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	Doc	21003ADTR004_0_Relazione Tecnica Descrittiva
		Rev.	Data 0 10/12/2021

2 DOCUMENTI DI RIFERIMENTO

2.1 LEGGI

Leggi e direttive	
Legge n° 186 del 01/03/1968	Disposizioni concernenti la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni e impianti elettrici ed elettronici.
R.D. 11-12-1933 n°1775	Testo unico delle acque e degli impianti elettrici
D.Lgs 9 aprile 2008, n.81	Testo unico sulla salute e sicurezza sul lavoro
Legge 22 febbraio 2001, n. 36	Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici
DPCM 8 luglio 2003	Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz) generati dagli elettrodotti;
Regolamento (UE) n. 548/2014 della Commissione	Modalità di applicazione della direttiva 2009/125/CE del Parlamento europeo e del Consiglio per quanto riguarda i trasformatori di potenza piccoli, medi e grandi
D.Lgs 15 febbraio 2016, n. 26	Attuazione della direttiva 2014/68/UE - (Direttiva PED)
D.Lgs. del 01.08.2003 n° 259 Artt. 95 e 97 e s.m.i.	Codice delle comunicazioni elettroniche
DM 29/05/2008 e s.m.i.	Approvazione della metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto degli elettrodotti
D.Lgs. 3 aprile 2006, n. 152	Norme in materia ambientale
D.M. 22 gennaio 2008, n. 37	Regolamento concernente l'attuazione dell'articolo 11-quaterdecies, comma 13, lettera a) della legge n. 248 del 2005, recante riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti all'interno degli edifici.
Legge 26 ottobre 1995, n. 447	Legge quadro sull'inquinamento acustico.
D.P.C.M. 14 novembre 1997	Determinazione dei valori limite delle sorgenti sonore.
D.Lgs. 22 gennaio 2004, n. 42	Codice dei beni culturali e del paesaggio, ai sensi dell'articolo 10 della legge 6 luglio 2002, n. 137.
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.
L.R. 11/2004	Norme per il governo del territorio
...	

2.2 NORME

Norme	
CEI 7-6	Class. CEI 7-6 - CT 11/7 - Fasc. 2989 - 1997 - Ed. III "Norme per il controllo della zincatura a caldo per immersione su elementi di materiale ferroso destinati a linee e impianti elettrici"
CEI EN 61936-1	Class. CEI 99-2 - CT 99 - Fasc. 13787 - 2014 "Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata"
CEI EN 50522	Class. CEI 99-3 - CT 99 - Fasc. 11372 - 2011 "Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in c.a."
CEI EN 61869 - Serie	Class. CEI 38 - CT 38 - Trasformatori di misura

CEI 11-17;V1	Class. CEI 11-17;V1 - Fasc. 11559 - 2011 "Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica. Linee in cavo"
CEI EN 62271-100/A1	Class. CEI 17-1;V1 - Fasc. 13750 - 2014 "Interruttori a corrente alternata a tensione superiore a 1000 V";
CEI 20-21/1-1;V1	Class. 20-21/1-1;V1 - Fasc. 16456 E - 2018 - Cavi elettrici - Calcolo della portata di corrente - "Equazioni per il calcolo della portata di corrente (Fattore di Carico=100%) e delle perdite"
CEI IEC 60287-3-1	Class. 20-21/3-1 - Fasc. 16459 E - 2018 - Cavi elettrici - Calcolo della portata di corrente - "Parte 3-1: Condizioni operative - Condizioni di riferimento del sito"
CEI 20-24/Ab	Class. 20-24/Ab - Fasc. 8399 - 2006 "Giunzioni e terminazioni per cavi di energia"
CEI 211-6	Class. 211-6 - Fasc. 5908 - 2001 - "Guida per la misura e per la valutazione dei campi elettrici e magnetici nell'intervallo di frequenza 0 Hz - 10 kHz, con riferimento all'esposizione umana"
CEI 211-4	Class. 211-4 - Fasc. 9482 - 2008 - "Guida ai metodi di calcolo dei campi elettrici e magnetici generati da linee e da stazioni elettriche"
CEI 106-11	Class. 106-11 - Fasc. 8149 - 2006 - "Guida per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti [ex DPCM 8 luglio 2003, Art. 6] - Parte 1: Linee elettriche aeree e in cavo";
CEI 103-6	Class. 103-6 - Fasc. 4091 - 1997 - "Protezione delle linee di telecomunicazione dagli effetti dell'induzione elettromagnetica provocata dalle linee elettriche vicine in caso di guasto"
CEI EN 60076 - Serie	Class. CEI 14 - "Trasformatori di potenza"
CEI 20-89	Class. CEI 20-89 - CT 20 - Fasc. 9880 - 2009 - Edizione Prima - "Guida all'uso e all'installazione dei cavi elettrici e degli accessori di MT"
CEI 20-13;V3	Class. CEI 20-13;V3 - Fasc. 16511 - 2018 - "Cavi con isolamento estruso in gomma per tensioni nominali da 1 a 30kV"
CEI EN 60228	Class. CEI 20-29 - CT 20 - Fasc. 7885 - 2005 - Edizione Terza+EC1 - "Conduttori per cavi isolati"
CEI 20-22/0	Class. CEI 20-22/0 - CT 20 - Fasc. 8354 - 2006 - Ed. Seconda - "Prove d'incendio su cavi elettrici"
CEI 64 - Serie	Class. CEI 64 - CT 64 - "Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1 000 V in corrente alternata e a 1 500 V in corrente continua"
CEI EN 60794 Serie	Class. CEI 86-360 - CT 86 - Cavi in fibra ottica
CEI EN 61439 Serie	Class. CEI 17 - CT 121 - "Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT)"
CEI EN 62208	Class. CEI 17-87- CT 121 Fasc. 11784- 2012 - Involucri vuoti per apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione - Prescrizioni generali
CEI IEC/TR 60890	Class. CEI 17-43 - CT 121- Fasc. 16048 - 2018 - "Modalità di verifica tramite calcolo della sovratemperatura per le apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione"
CEI 0-16	Class. CEI: 0-16;V2 CT316 - Fasc.18061 - 2019 - "Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica"
CEI 0-16;V2	Classificazione CEI: 0-16;V2 - CT316 - Fasc. 18061 - 2021 - "Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica"
CEI EN 60529/A2	Class. CEI 70-1;V2 - CT 70 - Fasc. 13885 - 2014 "Gradi di protezione degli involucri (Codice IP)"
UNI 9034 / 2020	Tubazioni per la distribuzione del gas con pressione massima di esercizio (MOP) minore o uguale 0,5 MPa (5 bar) - Materiali e sistemi di giunzione
UNI 9165 / 2020	Infrastrutture del gas - Condotte con pressione massima di esercizio minore o uguale a 5 bar - Progettazione, costruzione, collaudo, conduzione, manutenzione e risanamento.
UNI 9167-1 / 2020	Infrastrutture del gas - Stazioni di controllo della pressione e di misura del gas, connesse con le reti di trasporto - Parte 1: Termini e definizioni
UNI 9167-2 / 2020	Infrastrutture del gas - Stazioni di controllo della pressione e di misura del gas, connesse con le reti di trasporto - Parte 2: Alloggiamenti, impianti di controllo della pressione del gas e di preriscaldamento - Progettazione, costruzione e collaudo

UNI 9167-3 / 2020	Infrastrutture del gas - Stazioni di controllo della pressione e di misura del gas, connesse con le reti di trasporto - Parte 3: Sistemi di misura del gas - Progettazione, costruzione e collaudo
UNI EN 13611/2019	Dispositivi di sicurezza e controllo per bruciatori ed apparecchi a gas e/o combustibili liquidi - Requisiti generali
UNI 8827-1:2015	Sistemi di controllo della pressione del gas funzionanti con pressione a monte compresa fra 0,04 bar e 5 bar - Progettazione, costruzione e collaudo - Parte 1: Generalità
UNI 8827-2:2015	Sistemi di controllo della pressione del gas funzionanti con pressione a monte compresa fra 0,04 bar e 5 bar - Progettazione, costruzione e collaudo - Parte 2: Sistemi di controllo
EN 13445	Unfired pressure vessels
EN ISO 15614	Specification and qualification of welding procedures for metallic materials
EN 13480	Abilitazione saldatori EN287-1:2012
EN 10204:2005 3.1	Materiali principali membrane a pressione
EN10204:2005 2.2	Materiali secondari
UNI EN ISO 3183:2019	Industrie del petrolio e del gas naturale - Tubi di acciaio per i sistemi di trasporto per mezzo di condotte
EN 10253-2 / 2008	Raccordi per tubazioni da saldare di testa - Parte 2: Acciai non legati e acciai ferritici legati con requisiti specifici di controllo
EN 1092-1 / 2018	Flange e loro giunzioni - Flange circolari per tubazioni, valvole, raccordi e accessori designate mediante PN - Parte 1: Flange di acciaio
UNI EN ISO 3183:2019	Industrie del petrolio e del gas naturale - Tubi di acciaio per i sistemi di trasporto per mezzo di condotte
UNI EN 10216-2:2020	Tubi di acciaio senza saldatura per impieghi a pressione - Condizioni tecniche di fornitura - Parte 2: Tubi di acciaio non legato e legato per impieghi a temperatura elevata
ASME B36.10	Welded and Seamless Wrought Steel Pipe
EN 13480 – Serie	Tubazioni industriali metalliche – Stress Analysis
UNI 11143-1	Metodo per la stima dell'impatto e del clima acustico per tipologia di sorgenti. Parte 1: Generalità.
UNI ISO 9613-2	Attenuazione sonora nella propagazione all'aperto. Parte 2: Metodo generale di calcolo.

2.3 PRESCRIZIONI E LINEE GUIDA

Prescrizioni	
ENEL	Linea Guida per l'applicazione del § 5.1.3 dell'Allegato al DM 29.05.08. Distanza di prima approssimazione (DPA) da linee e cabine elettriche.
Terna	Codice di Trasmissione, Dispacciamento, Sviluppo e Sicurezza della Rete ex art. 1, comma 4, DPCM 11 maggio 2004
GSE – Linee guida per CAR	Linee guida per l'applicazione del Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 5 settembre 2011 – Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR)

	NUOVA CENTRALE DI COGENERAZIONE RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	Doc	21003ADTR004_0_Relazione Tecnica Descrittiva
		Rev.	Data 0 10/12/2021

3 DATI GENERALI

Denominazione Società	Cartiere del Polesine S.p.A.		
Codice fiscale	00184940278		
Partita IVA	01148340290		
SEDE LEGALE			
Comune	Loreo	Provincia	Rovigo
Località	-	CAP	45017
Indirizzo	Viale Stazione n.1		
Telefono	+39 0426 922 299	PEC	cartieredelpolesinespa@legalmail.it
LEGALE RAPPRESENTANTE			
Nome	Girolamo	Cognome	Scantamburlo
Nato a	Trebaseleghe	Nazione	Italia
Data di nascita	23/01/1947	Codice Fiscale	SCNGLM47A23L349V
Residente a	Adria	Nazione	Italia
SITO DI INSTALLAZIONE			
Stabilimento	Cartiere del Polesine S.p.A.		
Comune	Adria	Provincia	Rovigo
Località	-	CAP	45011
Indirizzo	Via Smergoncino, 1	Elevazione	0 m.s.l.m.
Coordinate	45°2'42.64" N, 12°9'11.78" E		
Catasto	Area impianto da NCT del Comune di Adria (RO): Fgl. 34, Part. 186, 290, 119, 250, 254		
Settore di attività	Fabbricazione di carta e cartone		
Codice ATECO	17 12 00		
Classificazione impianto	Grande impianto di combustione – Nuovo		

3.1 CONDIZIONI AMBIENTALI DI RIFERIMENTO

Nella tabella seguente sono riportate le condizioni ambientali di riferimento per il Progetto in esame:

Parametro	Valore	UdM
Altitudine	0	m.s.l.m.
Temperatura minima ambiente	-10	°C
Temperatura massima ambiente	+40	°C
Umidità Relativa (U.R.)	min	50 %
	max	100 %

3.2 SITO DI INTERVENTO

L'area dello stabilimento di Smergoncino è identificata al Nuovo Catasto Terreni del Comune di Adria al Foglio 34 con riferimento ai seguenti mappali:

- Part. 186, 290 stabilimento produttivo
- Part. 119 magazzino ricambi ed il centro direzionale
- Part. 250 fabbricato a destinazione produttiva
- Part. 254 impianto di depurazione biologica

L'area è classificata dal PRG del Comune di Adria come sottozona D1/E/1, Area Industriale Attrezzata (AIA) il cui Piano degli Insediamenti Produttivi (P.I.P.) indica specificamente il lotto come zona D1 "area produttiva da completare"; in accordo con le Norme Tecniche di Attuazione, in tale area sono previsti unicamente insediamenti produttivi.

Nell'area di localizzazione dell'impianto produttivo, entro un raggio di 500 m, sono presenti altri impianti industriali, oltre ad un autodromo prospiciente lo stabilimento Cartiere del Polesine separato dalla SP 41.



Figura 1 – Aerofoto dell'area di installazione

L'area individuata all'interno dello stabilimento per l'installazione del nuovo impianto di cogenerazione è rappresentata negli elaborati di progetto. L'impianto sarà installato in adiacenza al lato Sud del Magazzino e sul lato Est della sottostazione AT/MT, precisamente sui seguenti mappali:

- Part. 119, 186 nuovo impianto CHP e pipe-rack MC3
- Part. 290 pipe-rack MC4

	NUOVA CENTRALE DI COGENERAZIONE RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	Doc	21003ADTR004_0_Relazione Tecnico Descrittiva
		Rev.	Data
		0	10/12/2021

4 STATO DI FATTO

4.1 GENERALITÀ

L'impianto dello stabilimento Cartiere del Polesine di Smergoncino produce carta e cartone per ondulatori attraverso l'utilizzo di materie prime provenienti dalla raccolta differenziata (carta da macero). L'unità produttiva è costituita da due linee di produzione in serie, denominate Macchina 3 (MC3) e Macchina 4 (MC4).

L'unità produttiva è situata su un'area complessiva di 150.000 m², di cui circa 35.000 m² coperti.

Le due linee di produzione sono dotate di macchinari e attrezzature tecnologicamente avanzate ed innovative per una capacità produttiva di oltre 650 t/giorno. Lo stabilimento è stato costruito tenendo presente l'esigenza di ridurre al minimo l'impatto dell'attività sull'ambiente circostante, adottando tutte le tecniche e tecnologie in grado di garantire il rispetto dell'ambiente, nonché la sicurezza e la salute dei propri addetti.

La produzione avviene in regime continuativo 24h/24 per 7 giorni/settimana per circa 320 gg/anno.

Di seguito si riporta la descrizione della configurazione impiantistica esistente all'intero dello stabilimento e dell'attuale assetto di esercizio.

4.2 RETE GAS NATURALE

Lo stabilimento di Cartiere del Polesine S.p.A. di Adria è collegato alla rete AP di distribuzione del gas naturale tramite cabina di consegna SNAM alla pressione $p=50$ bar e cabina di riduzione di stabilimento con salto di pressione $50 \div 22$ bar.

La pressione di distribuzione delle linee interne che alimentano le due centrali termiche MC/3 e MC/4 è pari a 22 bar. In prossimità di ciascuna centrale termica è presente una cabina di secondo salto che riduce la pressione in ingresso alle turbine e alle caldaie per il funzionamento in post firing e fresh air. In particolare:

- la riduzione di pressione per le utenze della centrale MC/3 è rispettivamente:
 - o $22 \div 17$ bar per l'alimentazione della turbina a gas
 - o $22 \div 2,2$ bar per l'alimentazione dei bruciatori della caldaia a recupero
- la riduzione di pressione per le utenze della centrale MC/4 è rispettivamente:
 - o $22 \div 20$ per l'alimentazione della turbina a gas
 - o $22 \div 2,4$ bar per l'alimentazione dei bruciatori della caldaia a recupero

Il consumo totale di gas da parte dello stabilimento registrato nell'anno 2020 è stato di circa 36 MSm³ (35.915.635 Sm³). Il PCI di riferimento è di 9,71 kWh/Sm³.

4.3 RETE ELETTRICA

L'alimentazione dello stabilimento è garantita da una connessione sulla rete TERNA a 132kV e la trasformazione nella sottostazione di stabilimento alla tensione di 20kV e da una connessione sulla rete E-Distribuzione a 20kV.

La rete interna di stabilimento alla tensione di 20kV è costituita da tre cabine elettriche (CE2/CE3/CE4) connesse in anello e una cabina (PPMC/4) derivata in radiale dalla cabina CE4; le cabine sono alimentate dalla cabina primaria della sottostazione di trasformazione 132/20kV (CE0) e dalla cabina di ricezione di emergenza CE1 connessa alla rete E-Distribuzione.

	NUOVA CENTRALE DI COGENERAZIONE RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	Doc	21003ADTR004_0_Relazione Tecnico Descrittiva
		Rev.	Data
		0	10/12/2021

La rete di stabilimento comprende anche un'autoproduzione in grado di soddisfare il fabbisogno di impianto costituita da n. 2 turbine a gas (MC/3 e MC/4) per una potenza elettrica complessiva erogata di 14,976 MW.

Lo scambio con la rete del Gestore varia da 2,5 MW nel periodo invernale a circa zero nel periodo estivo.

La consegna dell'energia è effettuata nella sottostazione di trasformazione 132/20kV connessa alla rete TERNA nella S.E. "Adria Sud", con potenza contrattuale disponibile in prelievo è pari a 20 MW e potenza contrattuale in immissione pari a 14,976 MW.

In assenza di alimentazione dalla rete TERNA, la Cartiera può essere alimentata, con limitazioni sulla potenza immessa, mediante la fornitura di emergenza attestata alla rete E-Distribuzione a 20kV, la cui potenza disponibile in prelievo è pari a 7,288 MW e la potenza contrattuale in immissione è pari a 7 MW.

4.4 IMPIANTI AUSILIARI

4.4.1 ARIA COMPRESSA

Sono presenti in stabilimento due centrali di compressione aria, una per ciascuna centrale termica, per le utenze di centrale e di ciascuna linea di produzione.

La distribuzione interna è realizzata mediante linee alla pressione di 7 bar che alimentano gli attuatori delle linee di processo

4.4.2 ACQUA DEMI

L'acqua demineralizzata viene prodotta tramite impianto a osmosi inversa e da qui distribuita agli impianti cogenerativi esistenti per il reintegro (in miscela con le condense di ritorno dal processo) dell'acqua di alimento delle caldaie a recupero.

Sulla base dei dati di produzione attuali, il fabbisogno di vapore attuale è di circa 370.000 t/anno, che comportano l'impiego di circa 55.000 mc/anno di acqua di reintegro prelevata dai punti di prelievo denominati "Canal Bianco" (principalmente) e "Punta Stramazzo".

4.4.3 ACQUA DI CANALE

L'acqua industriale per usi tecnologici e di processo viene prelevata da n. 1 pozzo (Punta Stramazzo) e da n. 3 punti di emungimento situati a circa 5km dallo stabilimento sul cosiddetto "Canal Bianco".

4.5 IMPIANTO DI COGENERAZIONE ESISTENTE

Le due linee produttive Macchina 3 e Macchina 4 sono alimentate con vapore alla pressione di 10 barg da due impianti di cogenerazione, uno dedicato alla linea 3 e l'altro alla linea 4.

Gli impianti sono ubicati all'interno delle centrali termiche delle rispettive linee produttive.

Gli impianti sono così configurati:

- n. 1 turbina a gas alimentata a gas naturale
- n. 1 caldaia a recupero fumi per la produzione di vapore a 12 barg, provvista di:
 - sistema di post-combustione (post-firing PF) a gas naturale per la copertura del fabbisogno istantaneo di vapore
 - sistema di fresh-air per garantire il funzionamento durante le ore di indisponibilità della turbina a gas

	NUOVA CENTRALE DI COGENERAZIONE RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	Doc	21003ADTR004_0_Relazione Tecnico Descrittiva
		Rev.	Data
		0	10/12/2021

- camino principale a valle della caldaia
- camino di bypass utilizzato per bypassare la caldaia tramite l'azionamento di un diverter fumi

Le reti di distribuzione vapore dei due impianti sono indipendenti, pertanto la produzione di vapore di ciascun impianto è dedicata esclusivamente alla relativa linea di produzione.

I gruppi di cogenerazione sono connessi alla rete elettrica di stabilimento a 20kV mediante trasformatori elevatori, in particolare

- il gruppo MC/3 è connesso tramite un trasformatore elevatore 6,3/20kV da 6,5 MVA
- il gruppo MC/4 è connesso tramite due trasformatori elevatori 6,3/20kV da 7,5 MVA cadauno

Entrambi i gruppi sono predisposti in configurazione CAR, ancorché negli anni non sempre abbiano raggiunto il PES minimo di riferimento per ottenere i titoli di efficienza energetica.

Complessivamente, il sistema di produzione e consumo rappresentato dallo stabilimento rispetta i requisiti della normativa SEU/SESEU di cui alla Del. AEEG 578/13 R/eel e smi ed è qualificato come SESEU-A.

Nella tabella seguente si riportano i dati tecnici di massima dei due impianti:

Gruppo	Potenza introdotta [MW]	Potenza elettrica nominale [MW]	Portata vapore nominale [t/h]
MC/3	Turbogas + Post Firing = 17,54 Caldaia in Fresh Air = 14,8	5,2	19
MC/4	Turbogas + Post Firing = 29,155 Caldaia in Fresh Air = 31	10,14	40

4.6 IMPIANTO A BIOGAS

In stabilimento è presente anche un impianto di digestione anaerobica per la produzione di biogas che va ad alimentare un gruppo di generazione elettrica (motore a combustione interna) della potenza di 999 kW.

Il calore recuperato dai sistemi di raffreddamento del motore endotermico alimenta esclusivamente l'impianto di digestione anaerobica (digestore) al fine di mantenere la temperatura interna atta alla produzione di biogas che a sua volta alimenta il gruppo. Eventuali eccedenze termiche vengono disperse in atmosfera tramite elettro-dissipatori.

4.7 ASSETTI DI ESERCIZIO

Gli assetti di esercizio degli impianti di cogenerazione esistenti sono i seguenti:

- a) Assetto "PARALLELO RETE":
 - i. Gruppo turbina MC/3 esercito in "full load" elettrico; post firing in assetto modulante per il costante ed istantaneo bilanciamento tra portata di vapore prodotta dall'impianto ed il fabbisogno di vapore del processo (inseguimento termico)
 - ii. Gruppo turbina MC/4 esercito in "partial load" elettrico; post firing modulante per il costante ed istantaneo bilanciamento tra portata di vapore prodotta dall'impianto ed il fabbisogno di vapore del processo (inseguimento termico)

	NUOVA CENTRALE DI COGENERAZIONE RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	Doc	21003ADTR004_0_Relazione Tecnico Descrittiva
		Rev.	Data
		0	10/12/2021

iii. le eventuali eccedenze di energia elettrica vengono cedute alla rete, ovvero, in caso di aumento del fabbisogno elettrico, l'energia viene prelevata dalla rete.

b) Assetto "ISOLA DI STABILIMENTO":

- Gruppo turbina MC/4 funzionante come "MASTER", in regolazione di frequenza, con inseguimento del carico elettrico
- Gruppo turbina MC/3 funzionante come "SLAVE", in regolazione di tensione, segue e integra la produzione elettrica in ragione del fabbisogno di stabilimento
- Entrambi i post-firing delle caldaie a recupero posti in inseguimento termico

c) Assetto "INDISPONIBILITÀ GRUPPO TURBOGAS"

- copertura del carico termico con caldaia in assetto fresh-air
- copertura carico elettrico mancante tramite prelievo da rete

d) Assetto "INDISPONIBILITÀ CALDAIA A RECUPERO"

- Arresto della linea di produzione
- Arresto della turbina a gas
- Copertura del carico elettrico residuo mediante prelievo da rete

	NUOVA CENTRALE DI COGENERAZIONE RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	Doc	21003ADTR004_0_Relazione Tecnico Descrittiva
		Rev.	Data
		0	10/12/2021

5 STATO DI PROGETTO

5.1 DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO

Il nuovo impianto di cogenerazione sarà costituito da:

- n. 1 turbina a gas di potenza massima erogabile pari a 17,6 MWe alimentata a gas naturale con predisposizione per alimentazione parziale con miscela gas naturale/idrogeno in percentuale 80/20
- n. 1 caldaia a recupero posta in coda alla turbogas con le seguenti caratteristiche:
 - produzione di vapore pari a 85 t/h alla pressione di 14 barg
 - corredata di banco ECO2 della potenza di 3,1 MWt per la produzione di circa 60 mc/h di acqua calda a 60 °C tramite scambiatore secondario
 - sistema di post-combustione a gas naturale per la copertura totale del fabbisogno di vapore con predisposizione per alimentazione parziale con miscela gas naturale/idrogeno in percentuale 80/20
 - sistema di fresh air per l'esercizio in caso di indisponibilità della turbogas con predisposizione per alimentazione parziale con miscela gas naturale/idrogeno in percentuale 80/20
- n. 1 camino di bypass fumi di emergenza
- n. 1 camino di uscita fumi a valle del banco ECO2
- n. 1 impianto di trattamento dell'acqua di reintegro ad osmosi inversa con doppio sistema di filtrazione con portata massima pari a 85 mc/h
- n. 1 impianto di raccolta e rilancio delle acque meteoriche del piazzale impianto che raccoglierà temporaneamente le stesse e le convoglierà al depuratore esistente
- n. 1 cabina di decompressione del gas metano per la riduzione della pressione ai valori di esercizio della turbina e della caldaia
- n. 1 edificio prefabbricato a due piani per l'alloggiamento di:
 - n. 1 trasformatore elevatore da 25MVA, 11/20kV in resina
 - n. 1 trasformatore servizi ausiliari da 1,6MVA, 20/0,4kV in resina
 - n. 1 quadro di media tensione
 - quadri servizi ausiliari, quadri di comando controllo
 - sala controllo impianto
 - spogliatoio e locale servizi addetti

L'elaborato 21003GPLA003 CHP - *Pianta e sezioni* riporta la disposizione dei diversi elementi di impianto che saranno descritti nel prosieguo della relazione.

5.2 SITO DI INSTALLAZIONE

La zona di installazione dell'intero impianto, comprensivo di tutti gli impianti accessori, è di circa 2500 m². L'area è situata in prossimità della sottostazione di trasformazione, ad Est della stessa, in una zona attualmente adibita a parcheggio delle macchine operatrici e a deposito temporaneo di pezzi di ricambio dei componenti di processo.

	NUOVA CENTRALE DI COGENERAZIONE RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	Doc	21003ADTR004_0_Relazione Tecnica Descrittiva
		Rev.	Data
		0	10/12/2021

5.2.1 AREA IMPIANTO

Il gruppo di cogenerazione, costituito dalla turbina a gas e dalla caldaia a recupero con i relativi accessori, occuperà un'area di circa 1000 m², con una dimensione dell'area di installazione di circa 58 x 18 m.

Il gruppo sarà posato su fondazioni in cemento armato rinforzate al piede mediante palificazioni.

La fondazione della turbina ha dimensioni pari a 15,5 x 3,4 x 1 m (fuori terra) mentre la fondazione della caldaia ha dimensioni complessive pari a 15 x 4 m (filo piazzale), quest'ultima suddivisa in due parti rispettivamente caldaia a recupero (dim. 10 x 4 m) ed economizzatori ECO/ECO2 (dim. 5 x 4 m).

Gli accessori caldaia, quali i camini, il degasatore e il motore della ventola estrazione fumi, poggiano su singole fondazioni di dimensioni decisamente più contenute.

Nell'intorno dell'area di installazione sarà realizzata una platea atta a sopportare i carichi transitori determinati da mezzi d'opera di dimensioni pari a circa 65 x 25 x 0,1 m (fuori terra), dotata di rete di raccolta acque meteoriche con pendenza interna tale da convogliare le stesse all'interno delle vasche di raccolta temporanee situate sul lato Ovest dell'impianto, posteriormente all'edificio quadri.

5.2.2 EDIFICIO QUADRI E SALA CONTROLLO

In prossimità del gruppo di cogenerazione sarà costruito un edificio con moduli prefabbricati in c.a. destinato a contenere le apparecchiature elettriche e la sala controllo di impianto.

L'edificio sarà disposto su due piani, con alloggiamento dei quadri controllo caldaia e turbina al piano superiore, all'interno della sala controllo d'impianto, e alloggiamento dei trasformatori e dei quadri di bassa e media tensione al piano terreno.

Il piano terreno dell'edificio sarà sopraelevato rispetto al piano campagna di circa 1 m per preservare le apparecchiature elettriche da eventuali esondazioni dei canali fluviali esistenti nella zona.

Il locale trasformatori sarà dotato di pavimentazione di tipo industriale in cemento, mentre i locali quadri posti al piano terreno saranno dotati di pavimento flottante sopraelevato di circa 40 cm rispetto al piano finito di cemento; ciò allo scopo di realizzare con facilità il passaggio dei cavi elettrici destinati all'esercizio dell'impianto.

L'edificio sarà dotato di un locale servizi e spogliatoi per gli addetti all'impianto posto al piano superiore.

5.2.3 CABINA DI RIDUZIONE

In prossimità della recinzione lato Sud della zona di installazione dell'impianto, sarà realizzata una nuova cabina di riduzione del gas metano atta ad alimentare le utenze dell'impianto.

La cabina sarà realizzata in calcestruzzo armato, con tetto alleggerito per l'evacuazione rapida dei gas combusti in caso di esplosione e realizzata secondo le vigenti Norme e tecniche prescritte per tale tipo di manufatti.

L'altezza della cabina sarà di circa 3 m e la dimensione in pianta sarà pari a 9 x 3 m. La cabina sarà dotata di recinzione perimetrale posta a distanza di due metri dalle pareti secondo il vigente DM 17/04/2008.

5.2.4 COLLEGAMENTO ALLE CENTRALI ESISTENTI

Il gruppo sarà collegato alle centrali termiche esistenti, MC/3 e MC/4, mediante linee vapore e acqua posizionate su una struttura in acciaio (pipe rack) posta in elevazione a circa 8 m dal piano campagna per permettere il libero transito dei mezzi circolanti all'interno dello stabilimento.

Il pipe rack sarà appoggiato su pilastri in cemento armato con relativi plinti di fondazione e palificazioni di sostegno, distribuiti lungo i percorsi verso le rispettive centrali.

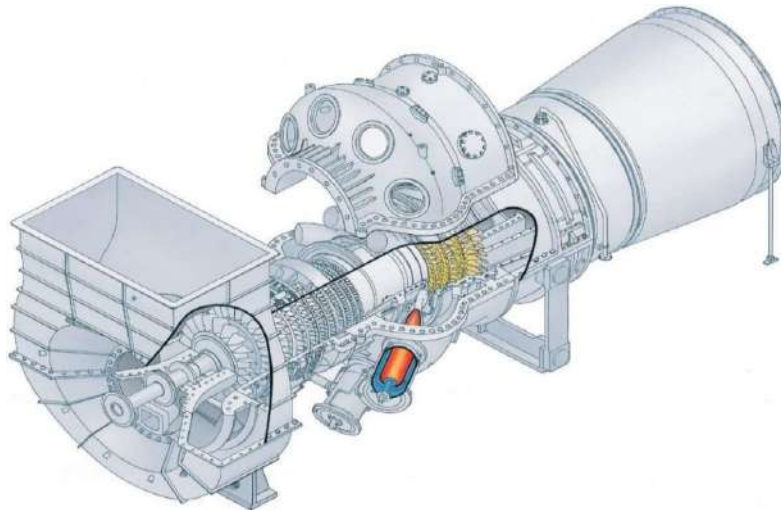
5.4 TURBINA A GAS

La turbina a gas è del tipo a singolo albero progettata e costruita per installazione all'aperto e per esercizio continuativo.

Il canale di aspirazione dell'aria, è protetto da un idoneo sistema di filtraggio e insonorizzazione ed è direttamente connesso alla sezione di compressione dell'aria. Il compressore a flusso assiale è costituito da 11 stadi con rapporto di compressione 18:1; è presente un sistema di controllo della massa d'aria in ingresso mediante palette di statore a geometria variabile.

La camera di combustione è dotata di un sistema a iniettori multipli con relativi sistemi di innesco a scintilla (spark igniter). Il sistema è del tipo DLE (Dry Low Emission) con bruciatori pilota, principale e supplementare progettati per ottimizzare il flusso del combustibile allo scopo di ridurre al minimo le emissioni contenute nei gas esausti.

A valle della camera di combustione sono presenti tre stadi di espansione della turbina e un diffusore dei gas esausti espressamente progettato per massimizzare il recupero dei gas con pressioni nell'intorno della pressione atmosferica; completa la serie dei dispositivi un giunto di espansione atto ad assorbire le dilatazioni termiche assiali della turbina stessa.



I dati prestazionali della turbina a gas in condizioni ISO, a 15°C di temperatura ambiente, considerati per una perdita di carico all'aspirazione di 0,98 kPa ed una contropressione allo scarico di 2,5 kPa, sono i seguenti:

- Potenza elettrica 17.624 kW
- Potenza combustibile in ingresso 52.352 kW
- Portata fumi 59,23 kg/s
- Temperatura fumi 536,25 °C

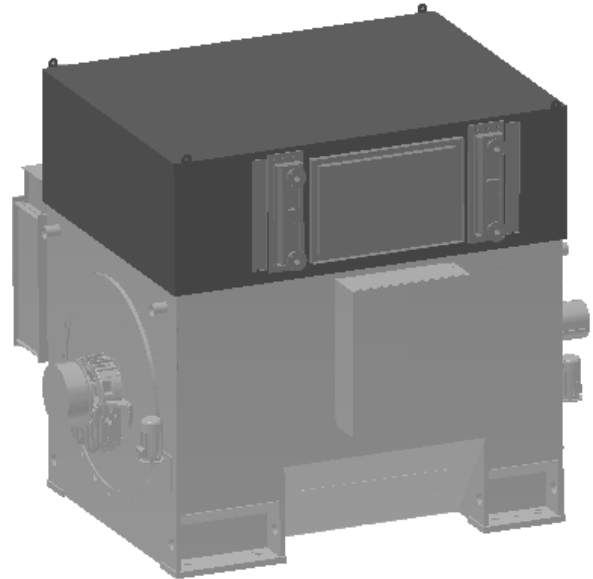
La turbina a gas ha un peso pari a 16,5 t.

5.4.1 GENERATORE ELETTRICO

La turbina è connessa assialmente mediante riduttore ad un generatore sincrono trifase rispondente ai seguenti parametri:

- n. 4 poli
- potenza nominale 22MVA
- tensione nominale 11kV
- sistema di eccitazione di tipo brushless
- regolatore di tensione (AVR) integrato
- raffreddamento mediante scambiatore aria-acqua
- velocità di rotazione pari a 1500 g/1'

Il generatore elettrico ha un peso stimato di circa 50 t ed una dimensione (LxWxH) pari a 4,5x3,4x3,5 m.

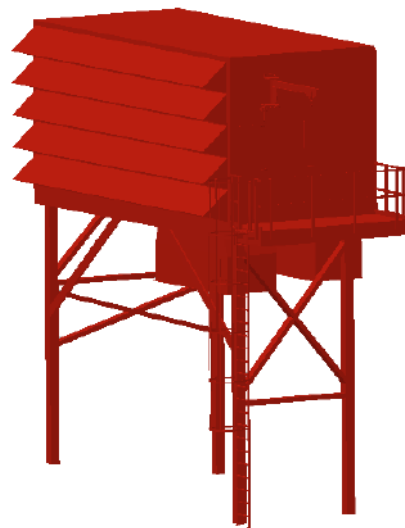


5.4.2 CAMERA FILTRI

L'aria in ingresso alla turbina verrà trattata attraverso una camera filtri atta a ridurre la velocità di ingresso dell'aria allo scopo di evitare o quantomeno ridurre la possibilità di formazioni di ghiaccio sulle superfici dei filtri; la stessa camera filtri è costituita da una sezione di ventilazione del gruppo alternatore/turbina e da una sezione di filtrazione a più stadi atta a filtrare le componenti spurie onde evitare l'ingresso di polveri all'interno della camera di combustione e nel corpo turbina.

L'aria di combustione è stimata in un massimo di circa 170.000 mc/h.

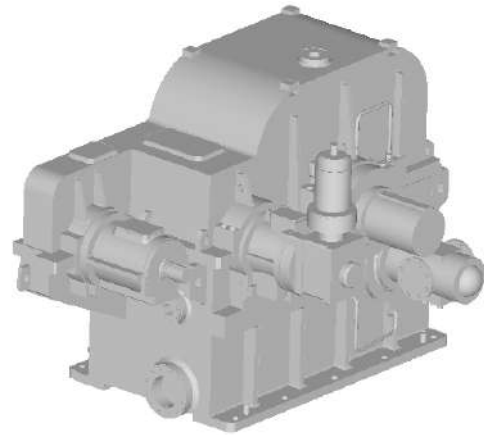
L'aria di ventilazione è stimata in un massimo di circa 38.000 mc/h.



5.4.3 GEAR BOX

Allo scopo di ridurre il numero di giri della turbina al valore idoneo alla frequenza di rete da parte del generatore elettrico, tra turbina e generatore è installato un riduttore di giri (Gear Box).

Il riduttore porta i giri del motore turbina alla velocità fissa di 1500 g/1' atti a rendere a bocca di alternatore una tensione e corrente alla frequenza di rete, ovvero a 50Hz.



5.4.4 SISTEMA DI LUBRIFICAZIONE

La turbina è dotata di un sistema di lubrificazione ad olio che mantiene i cuscinetti turbina, il riduttore e i cuscinetti del generatore elettrico perfettamente lubrificati.

Tale sistema consiste in un contenitore d'olio di circa 6 mc di volume, un sistema di preriscaldamento dell'olio, un sistema di raffreddamento con scambiatore olio-acqua e ventilatori assiali di raffreddamento, un separatore olio-aria, le pompe olio, i filtri, etc.

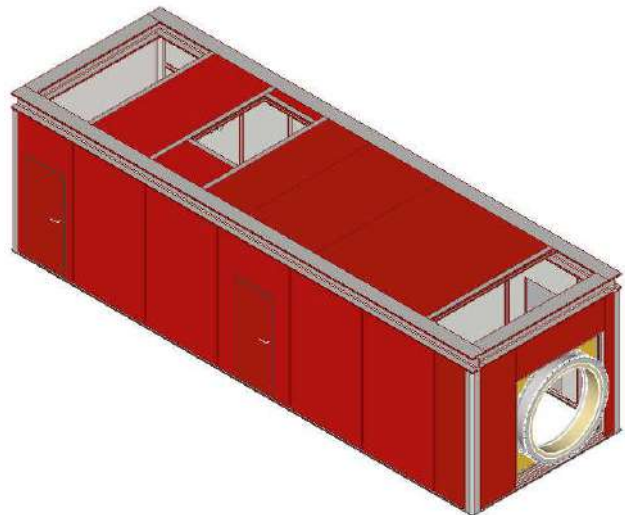
Il consumo di olio lubrificante è stimato in circa 0,1 l per ogni ora di funzionamento.

5.4.5 PACKAGE INSONORIZZATO

Il gruppo turbina alternatore è installato all'interno di un package insonorizzato.

Tale package porta il livello di pressione sonora al valore di 75 dB(A) @ 1m di distanza dalla parete del package in campo libero.

Tale valore determina, a confine dei ricettori, un valore di pressione sonora inferiore a quanto previsto dal vigente piano di insonorizzazione per le aree industriali.



5.4.6 SISTEMI DI SICUREZZA

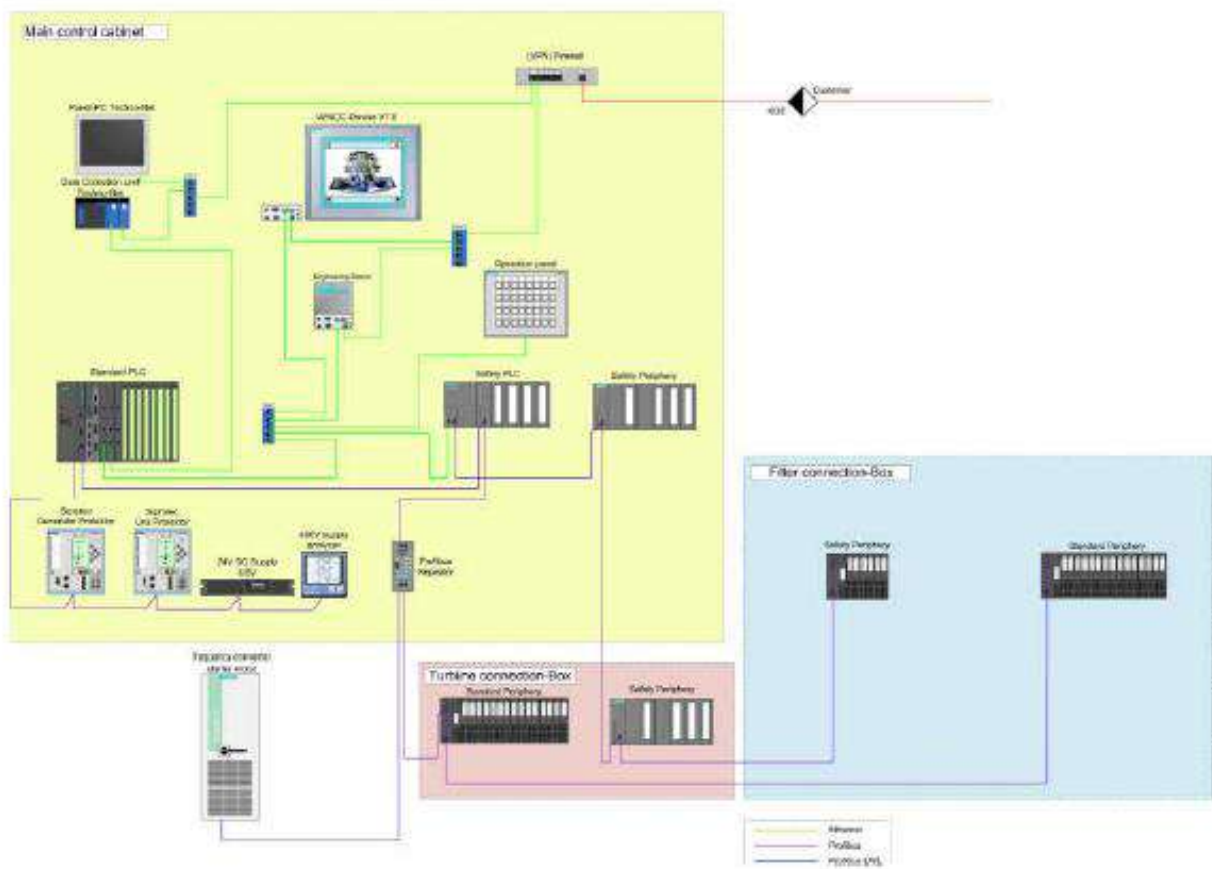
Sono presenti nel package turbina i sistemi di rivelazione ed allarme necessari ad esercire la turbina in totale sicurezza. In particolare, si identificano:

- sistema di rivelazione fumo e calore tramite rilevatori posizionati all'interno del package che inviano segnali ad una centralina di rivelazione ed allarme che attiva un allarme ottico acustico duplicato in sala controllo

- sistema di rilevazione di gas costituito da sensori multipli che rilevano la presenza di gas e inviano il segnale ad una centralina di rivelazione ed allarme che attiva un allarme ottico acustico duplicato in sala controllo

5.4.7 SISTEMA DI CONTROLLO

Il gruppo turbogas sarà interamente gestito da un sistema di controllo proprietario del Costruttore che si interfacerà con il DCS di impianto. Il sistema è costituito da un PLC standard accoppiato ad un PLC fail-safe entrambi connessi alle periferiche dell'impianto. Il sistema di controllo sarà dotato di un'interfaccia operativa uomo-macchina (HMI) basata su personal computer di tipo industriale e sistema operativo WinCC.



Attraverso l'HMI l'operatore potrà gestire tutti i parametri di macchina come pure ricevere allarmi e segnali di misura dei principali parametri della turbina (masse in gioco, temperature, flussi, correnti, etc.). Inoltre sarà possibile registrare trends operativi di macchina sì da poter confrontare le performance attuali con quelle passate e gestire le operazioni di manutenzione ordinaria e straordinaria.

5.5 CALDAIA A RECUPERO

5.5.1 GENERATORE DI VAPORE

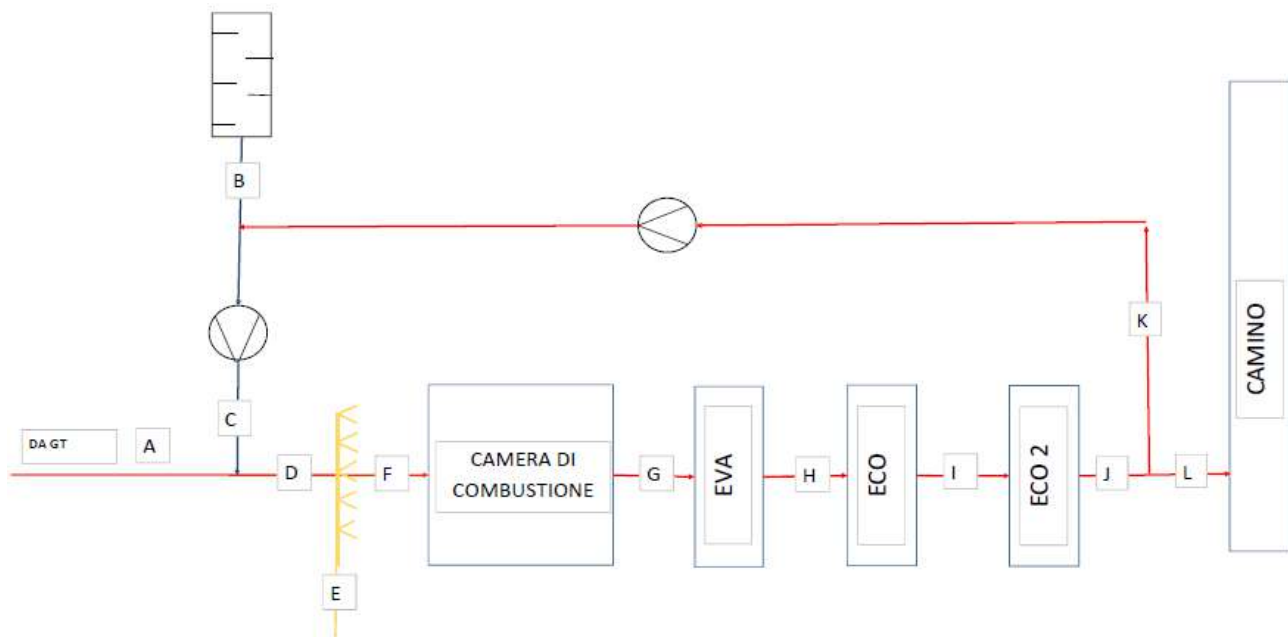
La caldaia a recupero (Heat Recovery Steam Generator – HRSG) che verrà installato in coda alla turbina avrà il compito di massimizzare il recupero termico dai fumi di scarico del turbogas e, contemporaneamente, soddisfare l'intero fabbisogno termico istantaneo (di vapore ed acqua calda) dello stabilimento colmando la differenza tra la potenza recuperata dai fumi e la potenza richiesta tramite un sistema di post-combustione modulante a gas naturale installato in vena d'aria in ingresso alla camera di combustione.

Il sistema di gestione sicurezza Caldaia sarà del tipo BMS (logica 2 su 3), mentre il sistema di gestione Caldaia sarà del tipo DCS.

La costruzione del generatore di vapore sarà completamente saldata. Il banco evaporante sarà costituito da tubi verticali saldati a collettori superiori e inferiori a formare pannelli accostati collegati tra loro.

I collettori che formano i pannelli saranno a loro volta collegati tramite tubi che convogliano la miscela acqua/vapore nella parte superiore e il ritorno nella parte inferiore, in modo da innescare la circolazione naturale del fluido.

Lo schema di massima del generatore a recupero è rappresentato nella figura sottostante:



I tubi di caduta sono installati esternamente al percorso fumi per consentire una corretta e sicura distribuzione a tutti i carichi di funzionamento. I tubi avranno andamento verticale, con disposizione a quinconce e saranno investiti trasversalmente dal flusso dei gas.

I tubi a contatto con il flusso dei gas inferiori a 650°C saranno alettati, per mezzo di saldatura in continuo con riporto di materiale, per aumentare efficienza di scambio termico e solidità. Le prime file a contatto con i fumi di combustione saranno formate da tubi lisci, e il numero di questi sarà definito in base al caso di funzionamento peggiore con massima temperatura di combustione.

La camera di combustione con relative ispezioni sarà dimensionata per un adeguato carico termico e particolare attenzione sarà rivolta al giusto volume per garantire basse emissioni e formazioni di CO e NOx.

	NUOVA CENTRALE DI COGENERAZIONE RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	Doc	21003ADTR004_0_Relazione Tecnica Descrittiva
		Rev.	Data
		0	10/12/2021

Sarà previsto un vano ad una adeguata temperatura dei fumi in tutti i casi di funzionamento operativi che permetta l'installazione futura di un sistema di abbattimento emissioni di Nox e CO per far fronte ad eventuali riduzioni future dei limiti.

5.5.2 CORPO CILINDRICO

Il corpo cilindrico sarà formato da virole saldate con i fondi ricavati per stampaggio a freddo con trattamento termico di normalizzazione. La costruzione sarà interamente saldata, con saldature radiografate secondo norme.

Il corpo cilindrico sarà completo di fondi para-ellittici con aperture per il passaggio dell'uomo e munito di tutti gli accessori interni per la separazione dell'umidità del vapore in modo da assicurare un alto titolo (> 99%) del vapore saturo.

Il corpo cilindrico sarà, corredato di tubo interno per lo scarico continuo, tubo per la distribuzione dell'acqua di alimento, attacchi per iniezione chimica, per analisi, per gli strumenti di misura, per colonne di calma, per lo scarico, etc.

5.5.3 ECONOMIZZATORE - ECO ED ECO2

La superficie di scambio sarà realizzata da file di tubi alettati disposti in orizzontale e percorsi trasversalmente dal flusso dei fumi avente direzione orizzontale in contro corrente.

La carpenteria di contenimento in lamiera di acciaio, opportunamente rinforzata con profilati di acciaio, avrà le estremità parallele al percorso dei fumi flangiate, in modo da poter ispezionare tutte le saldature presenti nel banco, e accelerare le attività di manutenzione.

L'economizzatore sarà direttamente collegato alla caldaia, dimensionato per evitare vaporizzazione in qualsiasi carico operativo; la valvola di controllo sarà posizionata a monte, in modo da operare sempre con fluido allo stato liquido e quindi minimizzarne l'usura.

Il processo di stabilimento richiede circa 60 mc/h di acqua calda alla temperatura di 60 °C; l'acqua sarà prelevata da canale ad una temperatura media di 15 °C da cui si determina una potenza richiesta di circa 3,1 MWt.

Tale potenza sarà prodotta tramite il banco ECO2 posto a valle dell'Economizzatore del circuito vapore, connesso in circuito chiuso con uno scambiatore secondario per il riscaldamento dell'acqua di canale.

La copertura del fabbisogno di acqua calda sarà garantita in ogni condizione di funzionamento della Caldaia, pertanto sarà previsto anche un opportuno sistema di serrande interno per il bypass del banco ECO2 (o altro sistema di dissipazione del calore) nei casi di esubero di potenza ai carichi parziali del Post Firing.

5.5.4 COIBENTAZIONI E RIVESTIMENTI

Il generatore di vapore, l'economizzatore e i condotti fumi a bassa temperatura (< 400°C) saranno rivestiti con uno strato di materiale isolante costituito da materassini di lana di roccia, ad alto grado di coibenza e con una densità di 100 kg/m³, mentre i condotti ad alta temperatura avranno un ulteriore strato di rivestimento in fibra ceramica a contatto con la lamiera calda.

Lo spessore sarà tale da garantire una temperatura sulle pareti esterne non irraggiate dal sole non superiore alla temperatura ambiente di oltre 25°C con aria calma (v < 0.5 m/s).

La pannellatura esterna di rivestimento sarà di alluminio dello spessore di 1 mm, fissato mediante viti autofilettanti all'intelaiatura di profilati di acciaio. Attraverso il rivestimento saranno previste le aperture per le porte di visita e di ispezione e per le prese di misura.

	NUOVA CENTRALE DI COGENERAZIONE RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	Doc	21003ADTR004_0_Relazione Tecnico Descrittiva
		Rev.	Data
		0	10/12/2021

Sarà limitato l'utilizzo di refrattario alle zone strettamente necessarie: dove possibile sarà sostituito con il rivestimento interno con liner di protezione in acciaio inossidabile.

5.5.5 PORTINE DI ISPEZIONE, STRUTTURA PORTANTE, SCALE E PASSERELLE

Il generatore sarà corredato di portine di ispezione situate nei punti ottimali per permettere eventuali ispezioni e pulizia, situate al massimo ogni 16 file di tubi.

La caldaia sarà appoggiata su un basamento in grado di assicurarne la trasportabilità ed il sollevamento senza indurre sollecitazioni eccessive sulle strutture e sulla platea di appoggio. Le parti in pressione saranno montate in modo da consentirne la libera dilatazione.

Una idonea struttura metallica supporterà i banchi economizzatore. Il generatore sarà completo di tutte le passerelle e scale necessarie per l'esercizio, realizzate con piani e gradini in grigliato zincato, che permetteranno il raggiungimento di tutta la strumentazione e gli organi che necessitano di manutenzione.

5.5.6 IMPIANTO DI COMBUSTIONE

L'impianto sarà costituito da 10 file (preliminare) di bruciatori in vena a basse emissioni, in grado di bruciare gas metano per raggiungere la potenzialità richiesta in modalità post combustione e in Fresh-Air e pari a 85 t/h a 14 barg.

Il bruciatore a gas combustibile in vena d'aria, installato nel condotto con rivestimento isolante interno e copertura in lamierino inox, ha un disegno modulare e sarà idoneo ad operare con gas di scarico a ridotto contenuto di ossigeno ed alta temperatura e/o aria ambiente.

Il bruciatore sarà costituito da ranghi con elementi modulari ciascuno, dotati di diffusori in acciaio inossidabile, che consentono l'efficace mescolamento tra comburente e gas combustibile e verranno fissati al distributore gas con ugelli rimovibili filettati in acciaio inossidabile.

Per ogni rango è previsto n. 1 pilota di accensione a gas naturale premiscelato ad alta tensione, NFPA Classe 3, per servizio continuo, con sistema di rivelazione fiamma a ionizzazione integrato; inoltre, per ogni rango, è previsto n. 1 sistema di rilevazione di fiamma UV, con amplificatore di fiamma incorporato.

5.5.7 SISTEMA DI FRESH-AIR

L'impianto sarà corredato del sistema di distribuzione aria ai bruciatori per permettere il funzionamento del generatore al massimo carico anche con turbina spenta.

Esso sarà composto da un ventilatore principale, aspirante aria ambiente, e da uno di ricircolo che aspirerà parte dei fumi in uscita dai banchi di scambio per miscelarsi con l'aria a monte dei bruciatori, con lo scopo di ridurre le emissioni di inquinanti in atmosfera.

I condotti saranno completamente coibentati, ad eccezione di quelli contenenti solo aria a temperatura ambiente. Le portate di aria e di ricircolo saranno costantemente misurate, per verificare la corretta combustione ad ogni carico dei bruciatori.

Una serranda a tenuta 100% con sbarramento d'aria, idonea per il funzionamento alle temperature di scarico turbina, garantirà l'esclusione di questo sistema durante il funzionamento con turbina accesa.

La regolazione del carico dei ventilatori sarà effettuata tramite inverter.

	NUOVA CENTRALE DI COGENERAZIONE RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	Doc	21003ADTR004_0_Relazione Tecnico Descrittiva
		Rev.	Data
		0	10/12/2021

5.5.8 CONDOTTI ARIA/FUMI

I condotti di collegamento tra i vari componenti saranno di dimensioni e spessori idonei e saranno realizzati con materiali in grado di resistere a temperature maggiori di quelle dei gas in ingresso.

I condotti saranno opportunamente rinforzati esternamente per evitare vibrazioni, e la velocità nei condotti a bassa temperatura non supererà i 18 m/s per evitare generazione di rumore sopra le soglie garantite.

Tra i condotti saranno interposti giunti tessili che permettano le corrette dilatazioni dei componenti senza sforzi: i giunti ad alta temperatura conterranno uno strato di isolamento interno che protegge ed isola la tela esterna.

5.5.9 PREDISPOSIZIONE PER SISTEMA DI ABBATTIMENTO EMISSIONI

In caso di necessità futura di riduzione delle emissioni di inquinanti al camino finale, l'impianto sarà dotato di un opportuno condotto posto tra turbina e caldaia predisposto per l'alloggiamento di un sistema di abbattimento emissioni.

5.5.10 CAMINO DI BYPASS

Allo scopo di evacuare i prodotti della combustione nella fase di avviamento della turbina e in caso di emergenza, è prevista l'installazione di un camino di bypass azionato da serranda di tipo ON-OFF.

Il camino di bypass è posizionato all'ingresso della caldaia a recupero ed ha un'altezza di circa 20 m dal piano campagna ed un diametro di 2,8 m alla base. All'interno sarà alloggiato il silenziatore fumi. Il camino sarà coibentato con fibra ceramica e rivestito esternamente con lamierino in alluminio.

5.5.11 CAMINO FINALE

Il camino finale a valle della caldaia a recupero sarà di tipo cilindrico, in lamiera costruito in 2 tronchi assemblati sul posto prima del posizionamento finale tramite flangiatura. L'altezza del camino sarà pari a 20 m dal piano finito con diametro della bocca pari a 2 m e velocità allo sbocco al 100% in PF pari a 15 m/s.

Il camino sarà dotato di passerella a 360° con scala marinara di accesso per il servizio delle prese SME, sarà coibentato con lana minerale e rivestito esternamente con lamierino in alluminio.

5.5.12 DEGASATORE

Il degasatore sarà costituito da un polmone cilindrico orizzontale installato su selle, nella cui parte superiore è posizionata una torretta ove sono alloggiati i piatti di distribuzione e la tubazione di immissione acqua di make up e ritorno condense.

La capacità del degasatore sarà tale da consentire un tempo di hold-up di 40 min anche senza afflusso di acqua in ingresso, senza mandare in blocco l'impianto.

Il flusso di vapore per il degasaggio sarà regolato da una valvola di regolazione di tipo elettropneumatico e in grado di preriscaldare l'acqua a 105°C. La portata di acqua in ingresso sarà regolata da una valvola elettropneumatica e immessa dalla parte alta della torretta.

Sia il serbatoio che la torretta saranno coibentati con lana minerale isolante e rivestiti con lamierino di alluminio. Le caratteristiche principali del degasatore sono:

- capacità totale: 80000 lt
- pressione di bollo: 2 barg
- pressione di esercizio: 0.2 barg

	NUOVA CENTRALE DI COGENERAZIONE RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	Doc	21003ADTR004_0_Relazione Tecnico Descrittiva
		Rev.	Data
		0	10/12/2021

- portata acqua in uscita: 85.000 kg/h
- temperatura di esercizio: 105°C
- ossigeno residuo: < 10 ppb

Il degasatore sarà posizionato sopra ad una struttura di sostegno dedicata, posta ad un'altezza sufficiente da garantire il battente idraulico necessario in aspirazione alle pompe, considerando anche le perdite date dallo scambiatore rigenerativo e dalle tubazioni con almeno il 30% in più della portata massima di progetto.

Lo scambiatore rigenerativo sarà dimensionato con un margine minimo del 10% per agevolarne la regolazione ai massimi carichi.

5.5.13 SERBATOIO DI BLOW DOWN

Il serbatoio di raccolta spurghi, del tipo atmosferico, cilindrico verticale sarà provvisto di struttura di sostegno ed avrà lo scopo di ricevere gli spurghi continui della caldaia e i vari scarichi dei sistemi di controllo e visualizzazione.

L'uscita dell'acqua per lo smaltimento avviene per mezzo di una tubazione posizionata come troppo pieno nella parte inferiore, e scaricherà direttamente in un pozzetto di adeguata misura (1 mc).

Il serbatoio sarà completo di valvola di regolazione della temperatura azionata da trasmettitore di temperatura. Non saranno utilizzate valvole di tipo termostatico o a capillare. Il serbatoio sarà completamente isolato con lana minerale.

5.5.14 GRUPPO ELETTROPOMPE ACQUA DI ALIMENTO

Il gruppo pompe alimento caldaia sarà dimensionato in accordo alla vigente normativa italiana (DPR 5/9/66).

L'impianto comprende n° 3 gruppi pompa, dimensionati ciascuno per almeno il 50% della portata totale di caldaia e di cui funzionanti N°2 in parallelo, e aventi le seguenti caratteristiche:

- portata: 46 m³/h
- prevalenza finale: 190 m
- temperatura dell'acqua: 75 °C
- motore elettrico: 55 kW

5.5.15 QUADRO BMS PER GESTIONE SICUREZZE CALDAIA

Per la protezione del generatore di vapore, sarà installato un sistema di sicurezza e protezione con PLC dedicato. Oltre alle logiche di sicurezza dell'impianto di combustione, è previsto che il sistema BMS prenda in carico i blocchi di caldaia.

Per le caratteristiche funzionali saranno eseguite le prescrizioni NFPA 85 ultima edizione – Boiler And Combustion System Hazards Code nella versione Automatic Management System con accensione e gestione da sala controllo.

Il sistema sarà idoneo alla gestione del bruciatore in vena d'aria con accensione da remoto. Il sistema provvederà a realizzare che tutte le sequenze inerenti alle sicurezze, la gestione dei blocchi, il lavaggio della camera di combustione, l'accensione dei bruciatori, la movimentazione delle valvole di blocco e verificherà che le stesse vengano realizzate in sicurezza.

Il PLC sarà una macchina "Fail Safe" e sarà certificato con grado di sicurezza fino a SIL3. Il BMS si interfacerà con il DCS di impianto tramite protocollo Profibus / Modbus.

	NUOVA CENTRALE DI COGENERAZIONE RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	Doc	21003ADTR004_0_Relazione Tecnico Descrittiva
		Rev.	Data
		0	10/12/2021

Attraverso tale comunicazione saranno messi a disposizione i dati relativi allo stato dei bruciatori, gli allarmi e lo stato delle valvole (aperta/chiusa/malfunzionamento), mentre tutti i segnali in scambio con il DCS quali comandi bruciatori e forzature, saranno realizzate con collegamento HW.

Il BMS consentirà le seguenti logiche principali:

- blocco generale
- reset
- sequenze di accensione bruciatori
- sequenza di spegnimento bruciatori
- ripartenza con lavaggio in fresh air
- change over automatico da fresh air a recupero con post-combustione
- change over automatico da recupero con post-combustione a fresh air per trip tg.

5.5.16 INTERCONNESSIONI MECCANICHE DI CENTRALE

Dalla nuova isola cogenerativa partiranno le seguenti interconnessioni meccaniche:

- Connessione vapore verso MC/4
- Ritorno condense da MC/4
- Acqua di reintegro da MC/4
- Acqua calda verso MC/4
- Acqua calda da MC/4
- Acqua Canale
- Acqua di prima pioggia
- Connessione vapore verso MC/3
- Ritorno condense da MC/3
- Acqua di reintegro da MC/3

	NUOVA CENTRALE DI COGENERAZIONE RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	Doc	21003ADTR004_0_Relazione Tecnico Descrittiva
		Rev.	Data
		0	10/12/2021

5.6 ASSETTI DI ESERCIZIO

La nuova centrale di cogenerazione sarà gestita con una logica di funzionamento che tiene in considerazione anche gli impianti di cogenerazione esistenti che verranno gestiti come riserva fredda.

In particolare, si prevedono i seguenti assetti di esercizio:

a) Assetto "PARALLELO RETE":

- i. Il nuovo gruppo turbina è esercito in "full load" elettrico; il post firing risulta in assetto modulante per il costante ed istantaneo bilanciamento tra portata di vapore prodotta dall'impianto ed il fabbisogno di vapore del processo (inseguimento termico)
- ii. i gruppi turbina MC/4 ed MC/3 risultano spenti
- iii. le eventuali eccedenze di energia elettrica vengono cedute alla rete, ovvero, in caso di aumento del fabbisogno elettrico, l'energia viene prelevata dalla rete

b) Assetto "ISOLA DI STABILIMENTO":

- Il nuovo gruppo turbina sarà esercito in regolazione di frequenza, con inseguimento del carico elettrico e carico termico a seguire
- il post firing di caldaia risulta in assetto modulante per il costante ed istantaneo bilanciamento tra portata di vapore prodotta dall'impianto ed il fabbisogno di vapore del processo (inseguimento termico)
- i gruppi turbina MC/4 ed MC/3 risultano spenti
- le eventuali eccedenze di energia elettrica vengono cedute alla rete, ovvero, in caso di aumento del fabbisogno elettrico, l'energia viene prelevata dalla rete

c) Assetto "INDISPONIBILITÀ NUOVO GRUPPO TURBINA"

- nel caso di indisponibilità del nuovo gruppo turbina, la copertura del carico termico sarà soddisfatta con caldaia in assetto fresh-air
- la copertura del carico elettrico mancante sarà soddisfatta tramite prelievo da rete; in alternativa, saranno riattivati uno o entrambi i gruppi di cogenerazione esistenti MC/3 e MC/4

d) Assetto "INDISPONIBILITÀ NUOVA CALDAIA A RECUPERO"

- nel caso di indisponibilità della nuova caldaia a recupero, verrà fermato completamente il nuovo impianto di cogenerazione e saranno riattivate le turbine MC/3 ed MC/4 al fine di soddisfare i fabbisogni dello stabilimento
- la copertura del carico elettrico mancante sarà soddisfatta tramite prelievo da rete

La manutenzione programmata del nuovo impianto di cogenerazione è stimata orientativamente in circa 15 gg/anno. In tale caso, l'avviamento ed esercizio dei due impianti esistenti, sarà previsto senza comunicazione alla Provincia.

Nel caso di indisponibilità del nuovo impianto per manutenzione su guasto grave, l'avviamento ed esercizio dei due impianti esistenti avverrà previa comunicazione alla Provincia del periodo stimato di esercizio.

5.7 QUADRO ENERGETICO

Di seguito è riportata la tabella riassuntiva dei dati di produzione energetica previsti per la nuova centrale di cogenerazione considerando i fabbisogni orari di stabilimento del 2019 ed un numero di ore effettive di funzionamento con turbogas a pieno carico pari a 7729 h/anno.

Il numero di ore di funzionamento deriva da una disponibilità media annua del Turbogas pari al 96,5% e da un cut-off di macchina pari al 50% della potenza a pieno carico in condizioni ISO.

DATI DI CONSUMO IMPIANTO COGENERATIVO		
Consumo globale gas cogenerazione	42.796.007	Sm ³ /y
Consumo Gas Defiscalizzato cogenerazione	30.202.682	Sm ³ /y
Consumo gas metano PF	4.185.235	Sm ³ /y
Consumo gas metano Fresh Air	13.233	Sm ³ /y
Consumo gas globale	46.994.475	Sm ³ /y
DATI DI PRODUZIONE ELETTRICA IMPIANTO COGENERATIVO		
Energia elettrica autoprodotta lorda	137.285	MWh/Y
Energia elettrica autoprodotta netta	134.961	MWh/Y
Energia elettrica utilizzata lorda	110.953	MWh/Y
Energia elettrica utilizzata netta	108.629	MWh/Y
Energia elettrica immessa in rete	26.332	MWh/Y
Energia elettrica prelevata dalla rete	4.748	MWh/Y
DATI DI PRODUZIONE TERMICA IMPIANTO COGENERATIVO		
Energia termica autoprodotta HT @vapore 14 barg	243.432	MWh/Y
Vapore @14 barg autoconsumato e autoprodotta con feed water @75°C	357.456	Tonn/Y
Energia termica eccedente HT @ vapore 14 barg	3.752	MWh/Y
Energia termica integrazione PF @ vapore 14 barg	41.858	MWh/Y
Energia termica integrata Fresh Air	12.571	MWh/Y
Energia termica autoprodotta e utilizzata H2O @80°C	23.928	MWh/Y
RENDIMENTO GLOBALE, PES e N° di CERTIFICATI BIANCHI		
Rendimento globale	94,52%	
PES	24,10%	

5.8 EMISSIONI IN ATMOSFERA

I limiti emissivi che l'impianto dovrà rispettare sono i valori massimi dei limiti ammessi da Normativa per la configurazione e la taglia di impianto descritta nel presente documento.

L'impianto dovrà rispettare tali limiti considerando le seguenti condizioni di esercizio:

- funzionamento al 100% del carico sia della turbogas che del post-firing
- funzionamento al 100% del carico per il fresh-air
- fermo per guasto turbogas con esercizio provvisorio di MC/3 e MC/4
- fermo per manutenzione impianto con esercizio provvisorio di MC/3 e MC/4
- fermo per manutenzione dello stabilimento

Per quanto riguarda le condizioni di funzionamento si riporta in tabella un'ipotesi di esercizio nell'anno tipo considerando le seguenti disponibilità:

Stato	Valore		Condizioni operative				
	%	[h/y]	TG	PF	FA	MC/3	MC/4
Normale esercizio impianto	88	7729	100%	100%	OFF	0%	0%
Indisponibilità TG ¹	3,5	306	0%	0%	100%	0%	0%
Manutenzione impianto ²	0,8	72	0%	0%	0%	100%	100%
Manutenzione stabilimento ³	8	720	0%	0%	0%	0%	0%

TG=turbogas / PF=Post-firing / FA=Fresh-air / MC3=Centrale Termica 3 / MC4=Centrale Termica 4

5.9 RETE GAS METANO

5.9.1 INTERVENTI NELLE CABINE ESISTENTI

La rete di distribuzione del gas metano sarà modificata nella cabina di ricezione (o di primo salto), sostituendo gli attuali riduttori di pressione presenti in cabina con riduttori aventi salto di pressione 50÷38 bar per adeguarsi alla pressione massima richiesta dalla turbina a gas.

Per garantire il corretto funzionamento delle centrali termiche esistenti, che rimarranno come backup freddo della nuova centrale, verranno sostituiti anche i riduttori di pressione esistenti sulle cabine di secondo salto delle due centrali di cogenerazione, MC/3 ed MC/4 sia quelli destinati alle turbine 3 e 4 sia quelli destinati alle caldaie.

5.9.2 LINEA DI ALIMENTAZIONE IMPIANTO

La linea a 38 bar destinata all'alimentazione del nuovo impianto, si deriverà da una flangia esistente sulla linea attuale, già predisposta all'epoca di costruzione della stessa nel punto di deviazione della linea verso la centrale esistente MC/4.

Da questo punto si proseguirà con una nuova linea in tubo di acciaio con rivestimento a doppio strato in polietilene estruso, posto interrato alla profondità massima di un metro e protetto dalla corrosione mediante estensione della protezione catodica esistente.

5.9.3 NUOVA CABINA DI RIDUZIONE

La nuova linea gas metano si atterrerà all'ingresso della nuova cabina riduzione asservita al nuovo impianto di cogenerazione mediante valvola di intercettazione generale esterna.

All'interno della cabina di riduzione saranno realizzate n. 3 linee di decompressione, rispettivamente:

- linea alimentazione turbina con riduttori da 38 a 32 bar
- linea alimentazione bruciatori caldaia a recupero con riduttori da 38 a 1,5 bar
- linea alimentazione caldaie per pre-riscaldamento gas con riduttori da 1,5 a 0,02 bar

La cabina di riduzione sarà conforme alle vigenti disposizioni di legge.

¹ dato prudenziale fornito dal costruttore: disponibilità annua 96,5% ovvero indisponibilità per guasto pari a 3,5%

² fermata per manutenzione ordinaria dell'impianto fuori dai periodi di manutenzione dello stabilimento

³ in parallelo al fermo di stabilimento (30 gg/y) viene eseguita la manutenzione ordinaria dell'impianto

	NUOVA CENTRALE DI COGENERAZIONE RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	Doc	21003ADTR004_0_Relazione Tecnico Descrittiva
		Rev.	Data
		0	10/12/2021

5.10 RETE ELETTRICA

Il nuovo impianto di cogenerazione sarà collegato sulla rete di media tensione di stabilimento nella cabina CEO mediante una connessione in singolo radiale.

Lo stallo di arrivo della linea in cavo derivante dalla stazione elettrica TERNA "Adria Sud" non subirà modifiche; pertanto l'interruttore AT rimarrà nella sua funzione di Dispositivo Generale e l'interruttore di media tensione 52AT, posto sull'arrivo del secondario del trasformatore AT/MT manterrà la funzione di Dispositivo Di Interfaccia.

L'impianto di cogenerazione dovrà prevedere il funzionamento in isola dello stabilimento per il quale sarà prevista la disconnessione dell'impianto cliente dalla rete del Gestore tramite il dispositivo di interfaccia.

La riconnessione dell'impianto con la rete nazionale dovrà essere fatta tramite sincronizzazione sul quadro di media tensione di cabina CEO (sottostazione 132/20kV).

Resterà comunque operativa la possibilità di effettuare il parallelo con la rete MT di E-Distribuzione in cabina CE1 fermo restando i vincoli in termini di immissione e prelievo attualmente vigenti.

5.11 IMPIANTI AUSILIARI

5.11.1 ARIA COMPRESSA

Sarà presente un nuovo impianto per la produzione dell'aria compressa asservito al controllo delle nuove utenze dell'impianto di cogenerazione. L'impianto sarà interfacciato con i diversi dispositivi per il tramite di una linea principale d'utenza e le relative diramazioni ai singoli attuatori.

Trattandosi di impianto esercizio all'aperto, gli attuatori saranno protetti contro la formazione di gelo all'interno delle tubazioni e negli organi di attuazione. Altresì, per limitare il fenomeno di ghiacciamento, sarà previsto un dispositivo di essiccazione dell'aria introdotta nei circuiti.

5.11.2 ACQUA DEMI

Verrà installato nuovo impianto di trattamento acqua ad osmosi inversa per la produzione di acqua demineralizzata asservito al circuito di alimento della caldaia a recupero. L'impianto garantirà anche una funzione di back-up degli impianti esistenti nelle singole centrali termiche.

Sulla base delle stime effettuate, considerando un fabbisogno di vapore pari a quello attuale di 370.000 t/anno, si prevede un consumo di acqua demi e quindi un reintegro di acqua pari a circa 55.000 m³/h; tale quantitativo sarà prelevato, come attualmente avviene, dalla presa di carico denominata "Canal Bianco".

Nell'ipotesi di esercizio futuro dell'impianto a pieno regime, ovvero con un fabbisogno continuativo di vapore dello stabilimento pari a 85 t/h, cosa che prevede necessariamente un ampliamento delle attuali linee di produzione, si può calcolare un fabbisogno complessivo di vapore di circa 657.000 t/anno per un consumo di acqua e quindi un reintegro di circa 98.000 mc/h.

5.11.3 ACQUA DI CANALE

In base alla capacità di prelievo idrico attuale verrà valutato se apportare adeguamenti impiantistici alle opere di presa poste sul Canal Bianco.

	NUOVA CENTRALE DI COGENERAZIONE RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	Doc	21003ADTR004_0_Relazione Tecnico Descrittiva
		Rev.	Data
		0	10/12/2021

5.12 CONSUMO IDRICO E SCARICHI

Sulla base dei dati precedenti, il consumo idrico previsto nella condizione di esercizio degli impianti ad oggi previsti, aumenterà di circa l'80% nelle condizioni di massimo impiego della caldaia a recupero, portandosi ai quantitativi evidenziati al Par. 5.11.2.

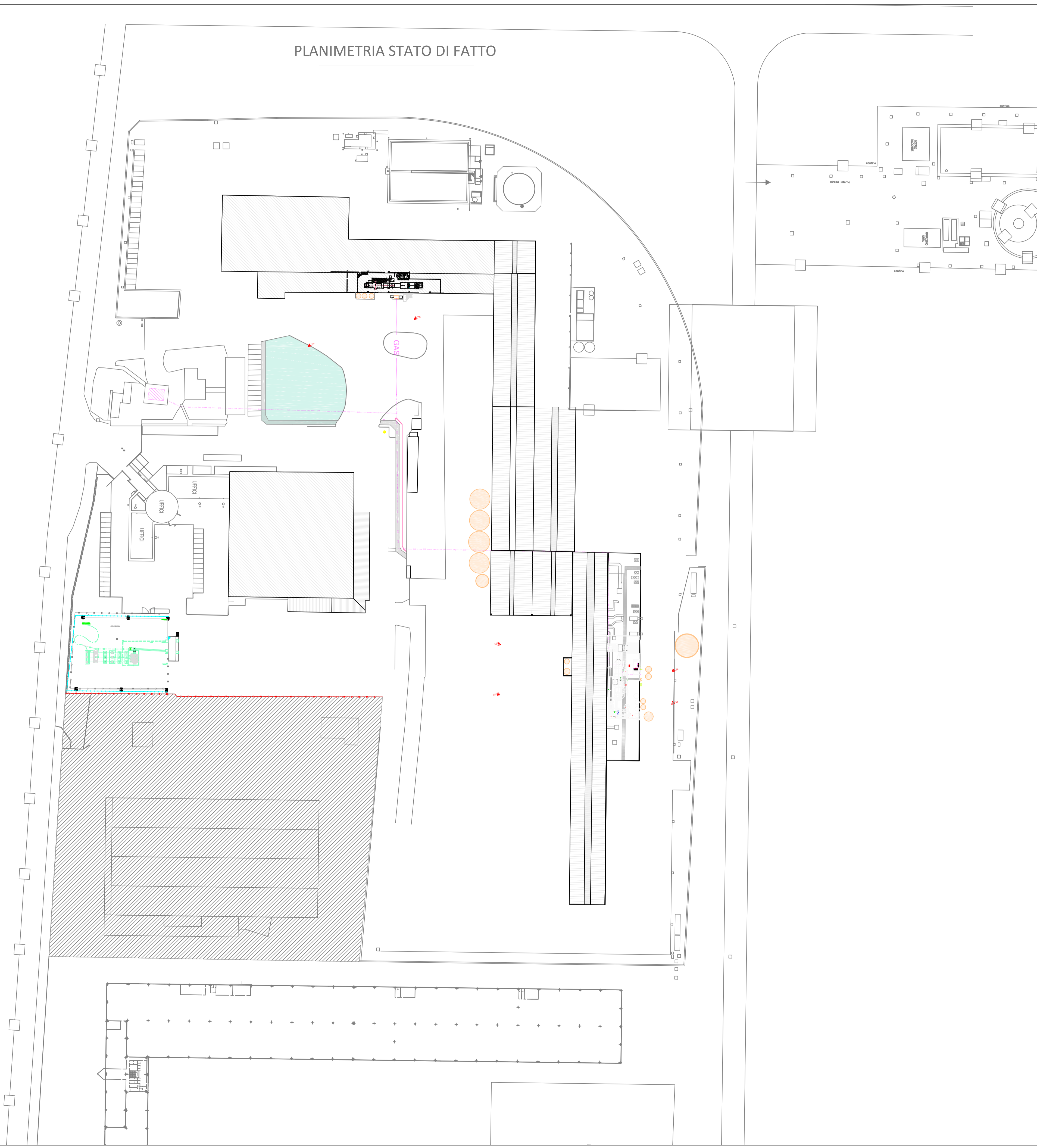
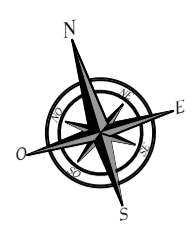
Per quanto riguarda gli scarichi, fermo restando il convogliamento degli stessi alla vasca di raccolta in prossimità dell'impianto e al successivo invio al depuratore esistente mediante stazione di pompaggio, si può stimare un quantitativo di acqua impiegato nei lavaggi del core della turbina dell'ordine delle decine di litri.

Tali attività manutentive hanno luogo ogni 4.000 ore di esercizio.

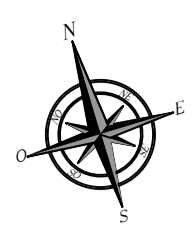
6 ALLEGATI

- 1) 21003ADIL001_0 Cronoprogramma Interventi
- 2) 21003ADLA002_0 Planimetria Stato di Fatto
- 3) 21003ADLA003_0 Planimetria Stato di Progetto

PLANIMETRIA STATO DI FATTO



0		Prima emissione	20/12/2021	PWE	PWE	CDP
Rev.	DESCRIZIONE	DATA	PREPARATO	CONTROLLATO	APPROVATO	
QUESTO ELABORATO E' PROPRIETA' DI PWE Power Engineering Srl - RIPRODUZIONE E DIVULGAZIONE VIETATE SENZA AUTORIZZAZIONE SCRITTA THIS DOCUMENT IS PROPERTY OF PWE Power Engineering Srl - REPRODUCTION AND DIVULGATION FORBIDDEN WITHOUT WRITTEN PERMISSION						
COMMITTENTE  Carriere del Polesine S.p.A. Viale Stazione, 1 45017 - Loreo (RO) P.IVA 01148340290			PROGETTAZIONE  PWE power engineering srl Power Engineering Srl Via G. Garibaldi, 87 13057 Novi Ligure (AL) - Italy Via G. Bagnini, 15 21100 Varese (VA) - Italy			
UFFICIO TECNICO			PROGETTISTA			
OPERA NUOVA CENTRALE DI COGENERAZIONE			TITOLO PLANIMETRIA GENERALE STATO DI FATTO		FORMATO A1 SCALA 1:1000 Foglio di 1 1	
SITA IN Stabilimento di Smergoncino Via Smergoncino, 1 - Loc. Cavanello Po - 45010 Adria (RO)			DOC. N. 21003 AD LA 002			



SOTTOSTAZIONE 132/20kV
ESISTENTE

GRUPPO TURBOGAS MC3

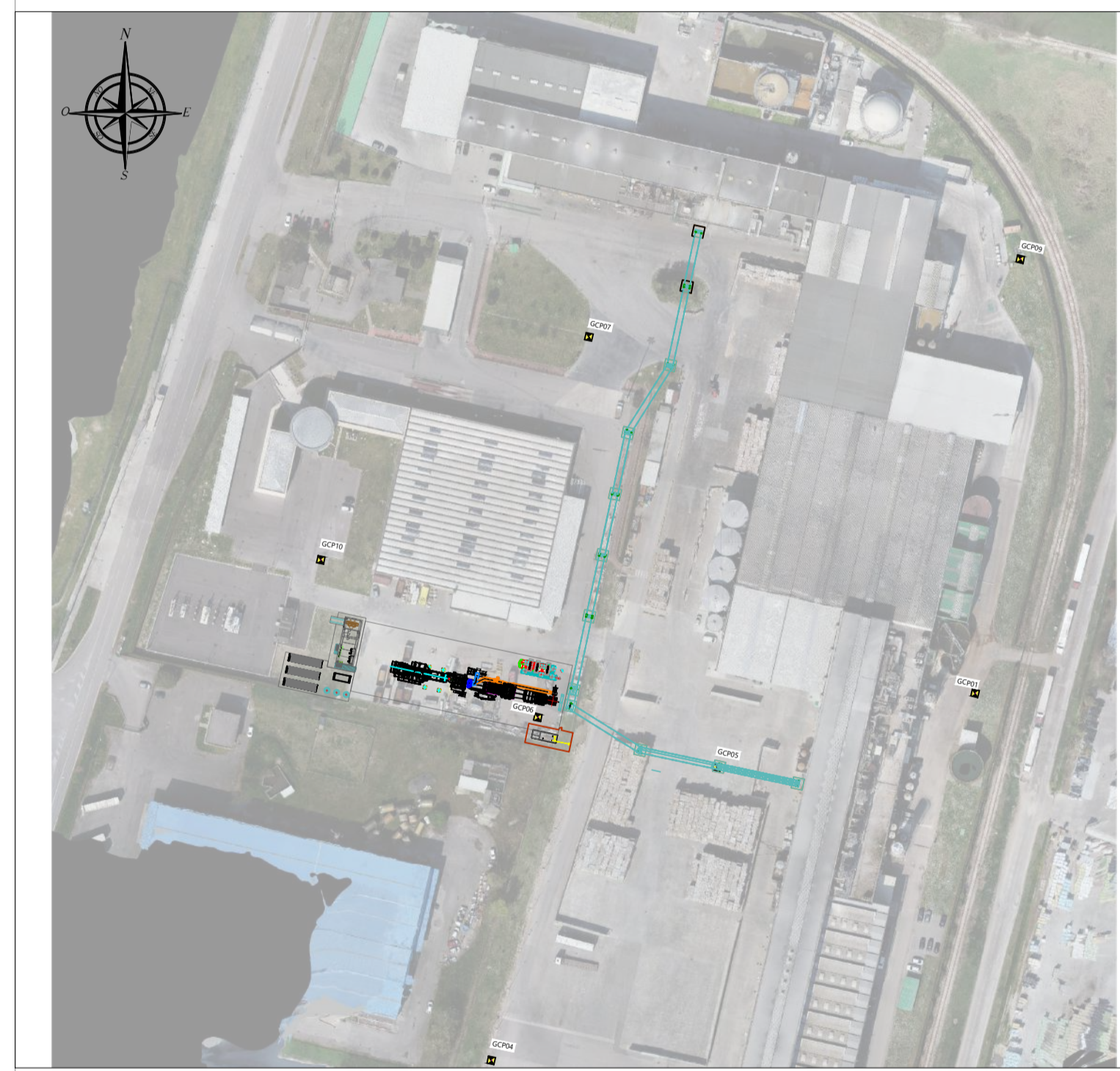
GRUPPO TURBOGAS MC4

AREA IMPIANTO CHP

Capannone ex ROCAR

NUOVO PAZALE
MAGAZZINO

Area depuratore



ORTOFOTO

0 Prima emissione		11/10/2021	PWE	PWE	CDP
Rev.	DESCRIZIONE	DATA	PREPARATO	CONTROLLATO	APPROVATO
<small>QUESTO ELABORATO E' PROPRIETA' DI PWE Power Engineering Srl - RIPRODUZIONE E DIVULGAZIONE VIETATE SENZA AUTORIZZAZIONE SCRITTA THIS DOCUMENT IS PROPERTY OF PWE Power Engineering Srl - REPRODUCTION AND DIVULGATION FORBIDDEN WITHOUT WRITTEN PERMISSION</small>					
COMMITTENTE  Cartiere del Polesine S.p.A. Viale Stazione, 1 45017 - Loreo (RO) P.IVA 01148340290		PROGETTAZIONE  PWE power engineering srl <small>Power Engineering Srl</small> Via G. Garibaldi, 87 13057 Novoli (AR) - Italy Via G. Bagnini, 15 21100 Varese (VA) - Italy			
UFFICIO TECNICO		PROGETTISTA			
OPERA		TITOLO			FORMATO
NUOVA CENTRALE DI COGENERAZIONE		PLANIMETRIA GENERALE STATO DI PROGETTO			A1
					SCALA
SITA IN		DOC. N.			Foglio di
Stabilimento di Smergoncino Via Smergoncino, 1 - Loc. Cavanello Po - 45010 Adria (RO)		21003 AD LA 003			1 di 1