Studio Associato NE.MA
Via Confine 24/a
48015 - Cervia (RA)

Associazione
CO.VAL.P.A ABRUZZO
Soc. Coop. Agr.
Sede Legale: Strada Provinciale 19 Ultrafucense
Borgo Strada n. 14
67043 Celano (AQ)
P.IVA 01228170666

NUOVO IMPIANTO DI COGENERAZIONE AD ALTO RENDIMENTO ALL'INTERNO DELL'AREA DELLO STABILIMENTO DI CELANO (AQ) DI POTENZA ELETTRICA COMPLESSIVA PARI A 2.404 KWel E POTENZA TERMICA COMPLESSIVA PARI A 2.478 KWt

AUTORIZZAZIONE UNICA EX ART. 11 D.Lgs. 115/2008 E SMI

Progetto definitivo:

1.1 RELAZIONE GENERALE

Il tecnico incaricato:
Ing. David Negrini
T - 351 803 8331
@ - davidnegrini72@gmail.com

Data: NOVEMBRE 2021

Scala:

Revisioni:

REV.	DESCRIZIONE	DATA
00	EMISSIONE	NOVEMBRE 2021
01	**INTEGRAZIONI ARTA**	**21/02/2022**

Indice

1 PREMESSA....5

1.1 Dati identificativi della società proponente....5

1.2 Localizzazione dell'impianto e sede legale....6

1.3 Legale rappresentante e referente....7

2 PRINCIPALI RIFERIMENTI NORMATIVI....8

3 INQUADRAMENTO URBANISTICO E TERRITORIALE....10

3.1 Inquadramento urbano....10

3.2 Accessibilità al sito....10

3.3 Inquadramento del sito di intervento in relazione al piano territoriale di coordinamento provinciale (PTCP)....10

3.3.1 Coerenza del progetto con il PTCP, stralcio Tav 3 (Sistema Ambientale)....11

3.3.2 Coerenza del progetto con il PTCP, stralcio Tav 4 (Sistema Ambientale-Beni archeologici) 11

3.3.3 Coerenza del progetto con il PTCP, stralcio Tav 6 (Sistema Infrastrutturale)....12

3.3.4 Coerenza del progetto con il PTCP, stralcio Tav 8 (sistema produttivo in relazione all'ambiente ed alla difesa del suolo)....12

3.4 Inquadramento del sito di intervento in relazione al PIANO REGOLATORE....13

3.5 Inquadramento del sito di intervento in relazione al Piano Aria....15

3.6 Vincoli....15

4 STATO DI FATTO E MOTIVAZIONI DEL PROGETTO....17

4.1 Localizzazione dell'impianto....17

4.2 Parametri climatici....18

4.3 Caratteristiche della rete elettrica....18

4.4 Caratteristiche del metano da rete del distributore....18

4.5 Impianto di cogenerazione esistente da dismettere....18

5 DESCRIZIONE DEL NUOVO IMPIANTO....19

5.1 Modulo CHP....20

5.2 Cabinati....21

5.3 Motore....21

5.4 Generatore elettrico....25

5.5 Alimentazione gas naturale....26

5.6 Scambiatore fumi – vapore e fumi - acqua calda....27

5.7 Contenimento emissioni inquinanti....28

5.8 Circuito olio motore....29

5.9 Circuito chiuso acqua raffreddamento....29

5.10 Circuito acqua calda....30

5.11 Sistema aria compressa....30

5.12 Apparecchiature e opere elettriche....30

5.13 Strumentazione....31

5.14 Sistema di supervisione....31

5.15 Sistema gas all'esterno del modulo di cogenerazione....31

5.16 Sistema di tubazioni tra nuovo CHP e impianto esistente....32

5.17 Trasformatore innalzatore BT/MT....32

5.18 Interconnessioni Elettriche....33

5.19 Opere civili: fondazioni e infrastrutture....33

5.19.1 Fondazioni, ripristino area e opere viarie....33

5.19.2 Reti di scarico....33

5.20 Dotazioni antincendio....34

6 PRESTAZIONI DELL'IMPIANTO....35

6.1 Funzionamento dell'impianto....35

6.2 Combustibile....35

6.3 Consumo di materie prime....35

6.4 Bilancio energetico....35

6.5 Volumi energetici stabilimento e nuovo impianto di cogenerazione....36

6.5.1 Calcolo del PES....38

6.6 Consumo idrico....39

6.7 Emissioni acustiche....39

6.8 Scarichi liquidi....40

6.9 Rifiuti....40

6.10 Emissioni in atmosfera....40

7 CRONOPROGRAMMA E MODALITA' DI COSTRUZIONE DELL'IMPIANTO....42

8 PIANO DI DISMISSIONE E MESSA IN PRISTINO DELL'AREA....43

8.1 Piano di dismissione impianto esistente....43

8.2 Piano di dismissione messa in pristino dei luoghi – nuovo impianto di progetto....43

9 STIMA DEL VALORE DELL'OPERA....44

10 CONCLUSIONI....45

1 PREMESSA

La Associazione CO.VAL.P.A. Abruzzo Società Cooperativa Agricola ha sede legale in Comune di Celano (AQ), Via Strada Provinciale 19 Ultrafucense.

CO.VAL.P.A. Abruzzo è titolare di uno stabilimento di lavorazione prodotti ortofrutticoli. Lo stabilimento è oggi dotato di un impianto di cogenerazione ad alto rendimento, alimentato a gas metano di rete. Considerato che l'impianto esistente è ormai a fine vita utile, CO.VAL.P.A. Abruzzo necessita d'installare un nuovo impianto di cogenerazione ad alto rendimento per la fornitura di energia elettrica e calore, sotto forma di vapore ed acqua calda.

Il nuovo impianto di cogenerazione ad alto rendimento avrà potenza nominale elettrica pari a 2.404 kW e potenza termica recuperabile pari a 2.478 kWt. Si rende necessario attivare un procedimento unico di autorizzazione del nuovo impianto di cogenerazione ad alto rendimento ai sensi dell'art. 11 Dlgs 115/08. Contestualmente verrà dismesso l'esistente impianto di cogenerazione ad alto rendimento per raggiunti limiti di vetustà di esercizio.

1.1 Dati identificativi della società proponente

CO.VAL.P.A. Abruzzo ha sede legale in Celano (AQ), Via Strada Provinciale 19 Ultrafucense n. 87 Frazione Borgo Strada 14, con CF e PI 01228170666.

Di seguito in figura (Figura 1) si riporta un'immagine con veduta aerea dell'insediamento produttivo interessato dagli interventi.

Il CO.VAL.P.A. Abruzzo ha natura giuridica di "Società Cooperativa Agricola" ed è "Associazione di produttori agricoli". Conta più di 500 associati (100 soci produttori orticoli e 400 soci produttori di patate aderenti alla AMPP, nostro socio) e si pone come obiettivo l'unione tra innovazione tecnologica e industriale e la qualità e la sicurezza del prodotto agro-alimentare.

L'Azienda non risulta assoggettata alla disciplina del Titolo III-bis D.Lgs. 152/06.

Presso il sito sono inoltre svolte attività di supporto direttamente connesse ai cicli produttivi della ditta quali:

- centrali frigorifere
- un distributore di gasolio per autotrazione
- centrale termica;
- cogeneratore a metano;
- sistemi di trattamento reflui (grigliatura, degrassaggio, flottazione, ossidazione biologica);
- potabilizzatore delle acque di approvvigionamento idrico.



Figura 1. Sito produttivo Associazione Covalpa veduta aerea

1.2 Localizzazione dell'impianto e sede legale

CO.VAL.P.A. Abruzzo ha sede legale in Celano (AQ), Via Strada Provinciale 19 Ultrafucense n. 87 Frazione Borgo Strada 14, con CF e PI 01228170666. Lo stabilimento è censito al Nuovo Catasto Fabbricati di Celano al foglio 36, Mappale 24.



Figura 2. Stralcio planimetria catastale

1.3 Legale rappresentante e referente

Il legale rappresentante è il Dott. Marcello Di Pasquale [redacted]

2 PRINCIPALI RIFERIMENTI NORMATIVI

I principali riferimenti normativi sono di seguito sinteticamente richiamati:

- L. n.447/1995 recante "*Legge Quadro sull'inquinamento acustico*";
- Dlgs 152/2006 e smi recante "*Norme in materia ambientale*"
- Dlgs 20/2007 e smi recante "*Attuazione della direttiva 2004/8/CE sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia, nonché modifica alla direttiva 92/42/CEE* "
- D.Lgs. 115/08 recante "*Attuazione della direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e abrogazione della direttiva 93/76/CEE* "
- Dlgs 183/2017 *"Aggiornamento Parte Quinta e recepimento Direttiva MIC"* che ha modificato il titolo del testo unico ambientale relativo alle emissioni in atmosfera;
- DGR 517/07 del 27.06.2007-*"Decreto Legislativo n. 152 del 03.4.2006 - Parte V. Riordino e riorganizzazione della modulistica e delle procedure per il rilascio delle autorizzazioni alle emissioni di fumi in atmosfera e criteri per l'adozione di autorizzazioni di carattere generale di cui all'art. 272 comma 2"*;
- DCR 28/5 del 06.02.2001- *"Riordino e riorganizzazione delle procedure delle Autorizzazioni e Autorizzazione di carattere Generale di cui al DPR 25 Luglio 1991 art. 5 comma 1."*

L'impianto di progetto è un impianto di cogenerazione ad alto rendimento di potenza elettrica nominale pari a 2.404 kW e potenza termica recuperabile pari a 2.478 kWt.

Ai sensi del Decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20 recante "Attuazione della direttiva 2004/8/CE sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia, nonché modifica alla direttiva 92/42/CEE", Art. 2 comma 1 lett. d):

"Art. 2. Definizioni

1. Ai fini del presente decreto si intende per:

a) cogenerazione: la generazione simultanea in un unico processo di energia termica ed elettrica o di energia termica e meccanica o di energia termica, elettrica e meccanica;
b) unità di cogenerazione ovvero sezione di impianto di produzione combinata di energia elettrica e calore: un'unità che può operare in cogenerazione;
c) produzione mediante cogenerazione: la somma dell'elettricità, dell'energia meccanica e del calore utile prodotti mediante cogenerazione;
d) unità di media cogenerazione: un'unità di cogenerazione con una capacità di generazione installata superiore a 1 MWe ed inferiore a 10 MWe".

L'impianto è classificabile come unità di media cogenerazione.

Ai sensi dell'art. 11 del Dlgs 115/08 l'impianto è soggetto a procedura autorizzativa con conferenza di servizi nell'ambito di un procedimento unico, si veda comma 7.

7. Fermo restando quanto previsto dall'articolo 269, comma 14, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, la costruzione e l'esercizio degli impianti di cogenerazione di potenza termica inferiore ai 300 MW, nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli impianti stessi, sono soggetti ad una autorizzazione unica, rilasciata dall'amministrazione competente ai sensi dell'articolo 8 del decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20, nel rispetto delle normative vigenti in materia di tutela dell'ambiente, di tutela del paesaggio e del patrimonio storico-artistico, che costituisce, ove occorra, variante allo strumento urbanistico.

Ai fini della normativa in materia di emissioni in atmosfera l'impianto è classificato ai sensi dell'Art. 268 D.lgs. 152/06 e s.m.i. come nuovo **medio** impianto di combustione.

3 INQUADRAMENTO URBANISTICO E TERRITORIALE

3.1 Inquadramento urbano

Nella foto aerea riportata di seguito è visibile l'inquadramento urbano in cui è stata evidenziata la posizione relativa all'area di interesse.



Figura 3: Inquadramento urbano veduta aerea

3.2 Accessibilità al sito

Il sito oggetto degli interventi è localizzato in un'area facilmente accessibile dalla strada E80 e dalla SR5.

3.3 Inquadramento del sito di intervento in relazione al piano territoriale di coordinamento provinciale (PTCP)

L'Azienda esamina la coerenza degli interventi con il Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale, di seguito PTCP, che è uno strumento di pianificazione generale che la provincia de L'Aquila ha predisposto nel rispetto della pianificazione regionale. In esso viene definita la strategia per lo sviluppo territoriale e vengono individuate le linee di azione possibili che costituiscono il riferimento per la pianificazione comunale.

3.3.1 Coerenza del progetto con il PTCP, stralcio Tav 3 (Sistema Ambientale)

Di seguito si riporta un estratto della Tav. 3 "Sistema Ambientale" del PTCP, in particolare si riporta un ingrandimento dell'area di nostro interesse e della legenda.

Dall'esame della Tavola si osserva che l'area di interesse non interessa siti di particolare pregio ambientale e non gli interventi riguardano aree non soggette a vincoli ambientali.

Area oggetto di intervento

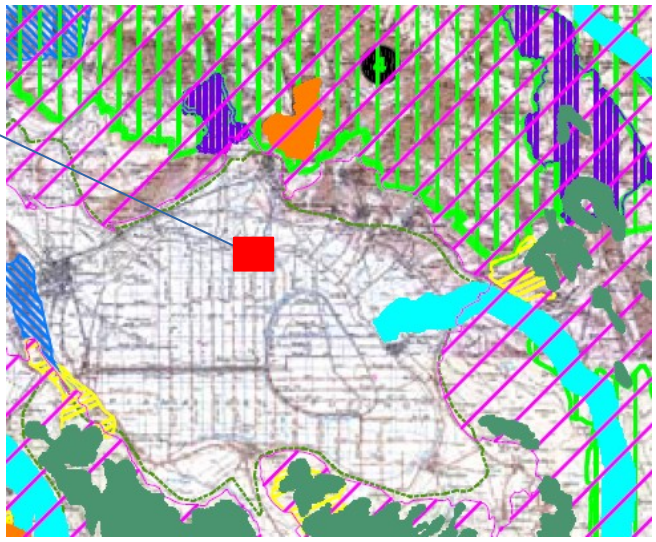


Figura 4: PTCP – stralcio TAV. 3

3.3.2 Coerenza del progetto con il PTCP, stralcio Tav 4 (Sistema Ambientale-Beni archeologici)

Di seguito si riporta un estratto della Tav. 4 "Sistema Ambientale-Beni Archeologici" del PTCP, in particolare si riporta un ingrandimento dell'area di nostro interesse.

Dall'esame della Tavola si osserva che l'area di interesse non interessa siti di particolare pregio archeologico, a maggior ragione essendo l'intervento ricompreso all'interno di un sito produttivo.

Area oggetto di intervento

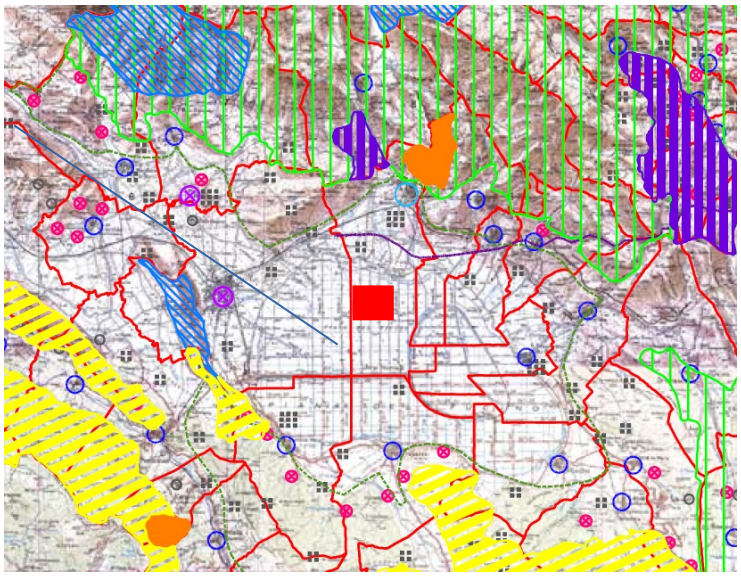


Figura 5. PTCP – stralcio TAV. 4 - Beni archeologici

3.3.3 Coerenza del progetto con il PTCP, stralcio Tav 6 (Sistema Infrastrutturale)

Di seguito si riporta stralcio della Tav. 6 del PTCP nella quale sono riportate le aree di pregio ambientale e naturalistico e le aree vincolate SIC-ZPS.

Dall'esame della tavola si evince che l'area dello stabilimento Covalpa non interferisce con aree vincolate o di protezione ambientale.

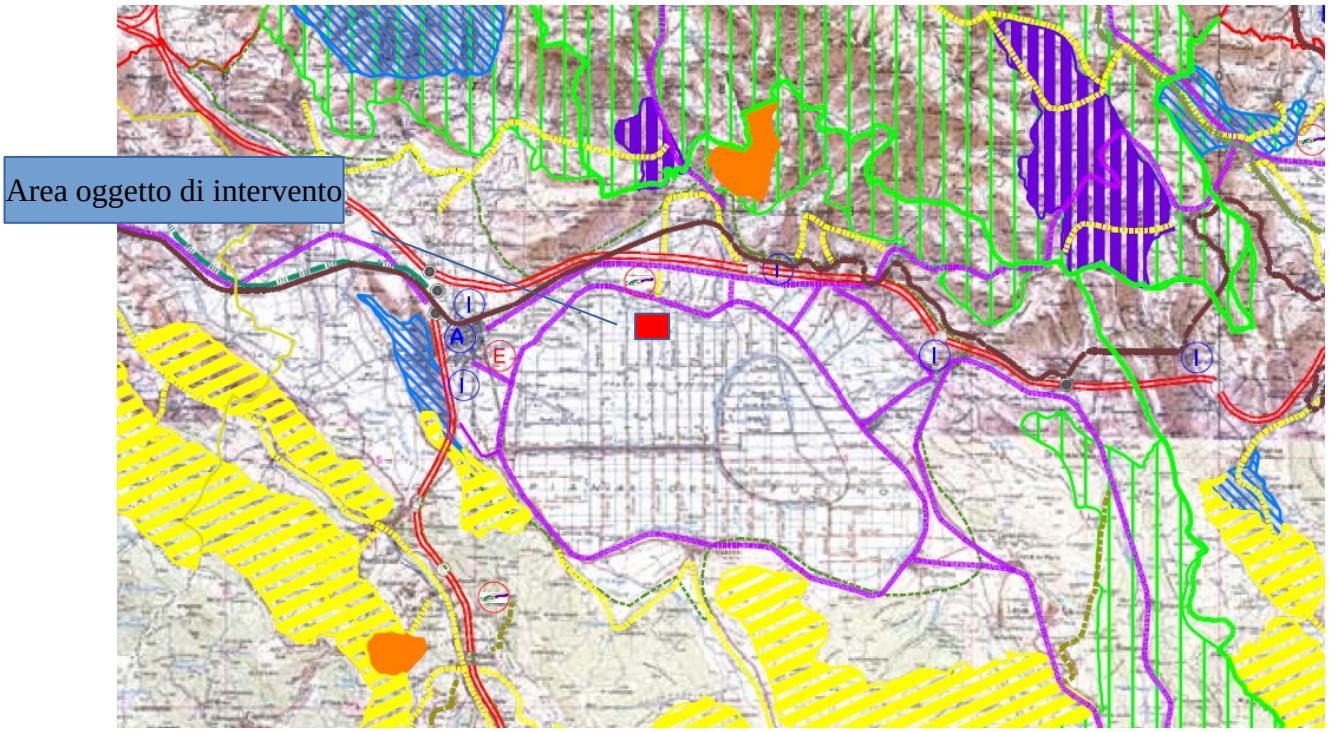


Figura 6. PTCP – stralcio TAV. 6 "Unità di Paesaggio" – Dettaglio dell'area interessata dal progetto

3.3.4 Coerenza del progetto con il PTCP, stralcio Tav 8 (sistema produttivo in relazione all'ambiente ed alla difesa del suolo)

Di seguito si riporta un estratto della Tav. 8 "Sistema produttivo in relazione all'ambiente ed alla difesa del suolo del PTCP della Provincia de L'Aquila, in particolare si riporta un ingrandimento dell'area di nostro interesse e della legenda.

Dall'esame della Tavola si osserva che l'area di interesse non è sottoposta a vincoli di natura ambientale o correlati alla difesa del suolo.

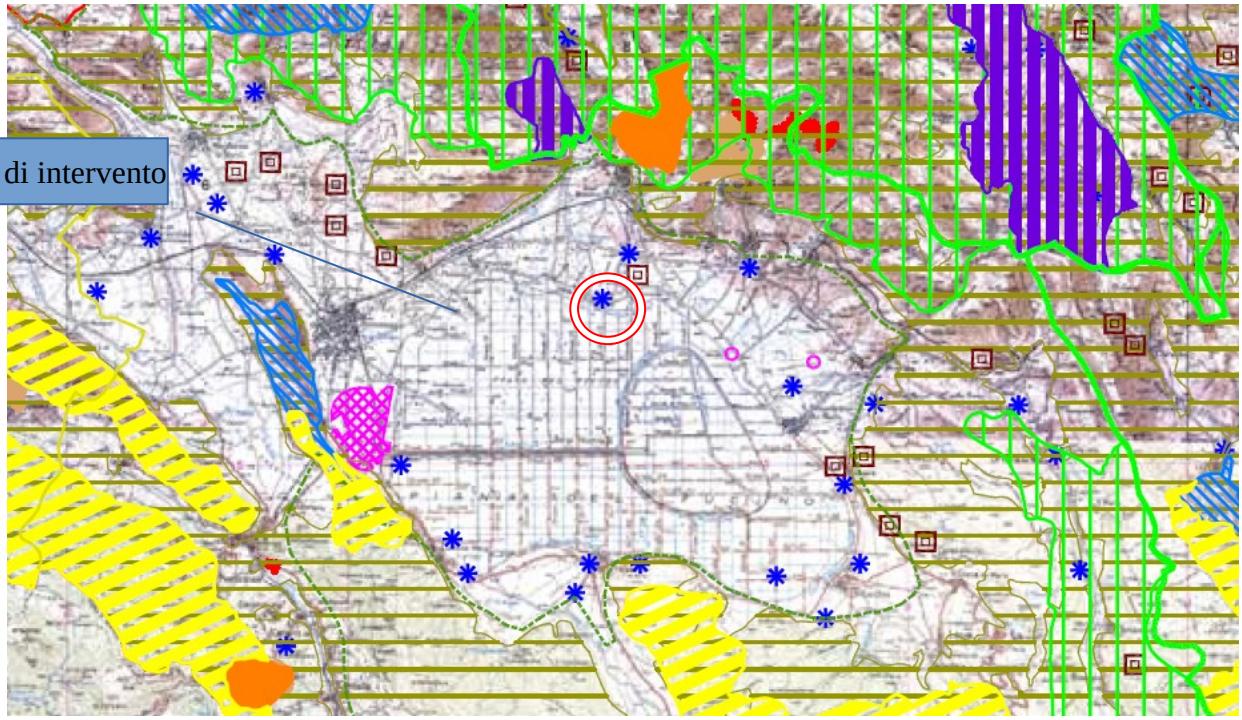


Figura 7. PTCP – stralcio TAV. 8

3.4 Inquadramento del sito di intervento in relazione al PIANO REGOLATORE

Nel presente paragrafo si esamina la coerenza degli interventi di progetto con il Piano Regolatore e sue varianti approvato con Delibera di C.C. n. 39 del 08.08.2008 e smi.

Come si evince dall'analisi dello stralcio della tavola 6 del PRG l'area dello stabilimento Covalpa è classificata come D1 – Zona Industriale.

Le Norme Tecniche di Attuazione del PRG individuano all'art. 20.1

20.1 Zona D1 Zona industriale.

La zona D1 sono parti del territorio destinate agli insediamenti produttivi di tipo, industriale e artigianale ed al completamento di quelli esistenti.

In tale zona sono ammessi insediamenti a carattere industriale, artigianato produttivo, di servizio ed attività assimilabili, di cui all art.16.4 delle presenti N.T.A.;

Il piano si attua per intervento diretto, sono consentiti gli altri interventi di cui all art. 7 delle presenti N.T.A., con i seguenti indici:

- Lm = 2000 mq per destinazione di uso industriale;

- Rc = è compreso da 20% al 60% della superficie fondiaria utilizzabile per l' impianto produttivo.

- H (altezza max fabbricati) = 20,00 ml

- Distanze dalle Strade = come da art. 27 delle presenti N.T.A.

- Distacchi tra edifici = ml 10

- Distacchi dai confini = 5.00 ml.

- Parcheggi = come da art. 17 delle presenti N.T.A.

- Opere di urbanizzazione secondarie = 15% della superficie fondiaria, che deve essere ceduta gratuitamente al Comune (e/o monetizzazione delle stesse qualora ricorrano le condizioni previste dall art. 12 delle presenti N.T.A.) e sistemata sul fronte strada o che sia accessibile dalla viabilità pubblica; in questo caso deve essere ceduta anche l'area destinata a viabilità di accesso alle aree destinate ad urbanizzazioni secondarie; nel rispetto dell art. 17 delle presenti N.T.A. per gli altri usi.

Per gli edifici esistenti sono consentiti:

a) interventi di ristrutturazione edilizia, restauro e risanamento conservativo e manutenzione ordinaria e straordinaria, secondo le modalità prevista dall art. 7 delle presenti norme e successive modificazioni per sopravvenute modifiche della legislazione;

b) modifiche di destinazione d uso, nel rispetto delle destinazioni d uso di cui sopra, con l'obbligo di riservare idonei spazi a parcheggi previsti dall art. 17 delle presenti N.T.A..

c) premio di ampliamento del 10% se esistenti alla data di 22.06.1993 a condizione che tale ampliamento non porti a superare una Se complessiva pari al 55% della Sf ed un RC max pari al 60% della Sf.

Le recinzioni fronteggianti le strade dovranno essere arretrate per una profondità di ml 5,00 dalla strada stessa, fatto salvo il rispetto del Codice della Strada e del relativo Regolamento di Esecuzione.

L'intervento di progetto riguarda la realizzazione di volumi tecnici, così come definiti dall'art. 5.7 delle norme tecniche di attuazione, come seguendo

5.7 -Volumi tecnici.

Devono intendersi per volumi tecnici, ai fini della esclusione del calcolo della (Se) ammissibile, quelli strutturalmente necessari a contenere i serbatoi idrici, le extracorse degli ascensori, i vespai aventi altezza utile non superiore a ml.1,20, i volumi strettamente necessari a contenere ed a consentire l'accesso a parti di impianti tecnici (idrici, termico, televisivo, di ventilazione, di condizionamento, di canalizzazioni, elettrico, ecc.).

Sono considerati tali anche i camini e le canne fumarie, i locali pompe. Quanto sopra nei limiti e nel rispetto delle condizioni poste dalle vigenti direttive Ministeriali.

L'intervento di progetto è conforme a quanto previsto dalle norme tecniche in quanto si tratta di volumi tecnici, necessari alla installazione del nuovo impianto di cogenerazione ad alto rendimento, che rispettano le distanze di cui all'art.20.1.

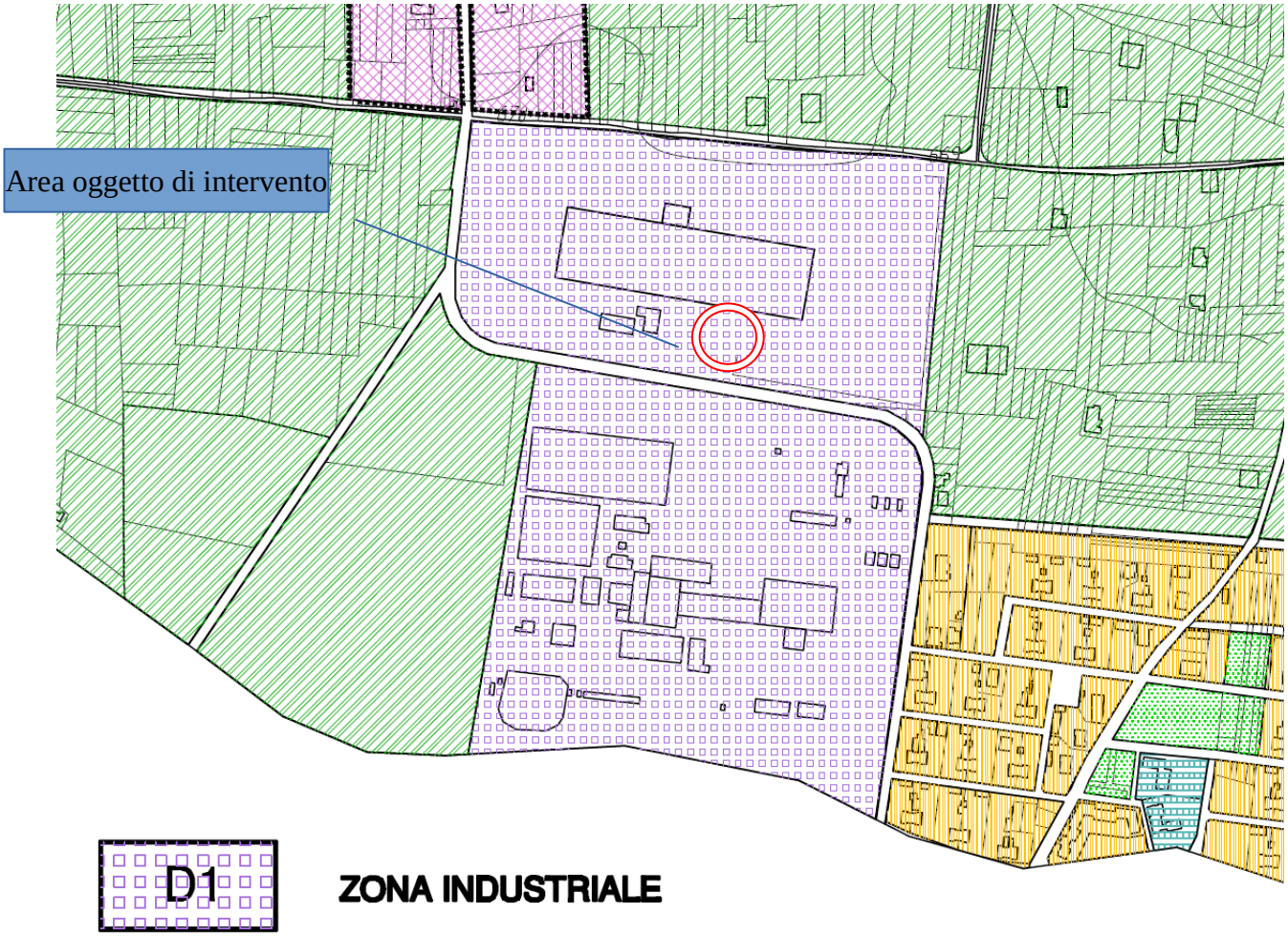


Figura 8 Stralcio tav. 6 del PRG

3.5 Inquadramento del sito di intervento in relazione al Piano Aria

La tutela della qualità dell'aria in Abruzzo è disciplinata dal Piano Regionale per la Tutela della Qualità dell'Aria, approvato con D.G.R. n. 861/2007 e D.C.R. n. 79/4/2007.

In base alla classificazione del territorio ai fini della qualità dell'aria per gli inquinanti SO2, NO2, PM10, CO e benzene, il Comune di Celano ricade in zona di mantenimento; lo stesso Comune, in base alla classificazione ai fini della protezione della salute umana e della vegetazione relativamente all'ozono, ricade in zona di superamento del valore bersaglio 2010.

Le misure indicate dal Piano promuovono gli impianti di cogenerazione con le migliori tecnologie disponibili in termini di abbattimento degli inquinanti atmosferici emessi.

3.6 Vincoli

Con riferimento al quadro programmatico sopra esaminato si evince che l'area dello stabilimento, oggetto dell'intervento di installazione del nuovo impianto di cogenerazione ad alto rendimento, non

risulta soggetta a vincoli di natura ambientale ed urbanistica.

Nella tabella di seguito si riportano il riepilogo dei vincoli esaminati e l'esito della verifica.

VINCOLO	SI	NO
vincolo architettonico ai sensi D. Lgs n. 42 del 22 gennaio 2004		X
zone di rispetto di pozzi potabili pubblici ai sensi art. 94 D. Lgs. n. 152/2006		X
procedimento di bonifica ai sensi Titolo V D. lgs. n. 152/2006 s.m.i. (indagini preliminari/caratterizzazione/analisi di rischio/bonifica/messa in sicurezza permanente/messa in sicurezza operativa)		X
fascia di rispetto dal reticolo idrico (Reticolo Idrico Principale, Reticolo Idrico Minore, Reticolo di Bonifica Polizia Idraulica R.D. 523/1904)		X
fascia di rispetto ferroviaria ai sensi del D.P.R. n. 753 del 11/07/1980		X
fascia di rispetto cimiteriale ai sensi dell'art. 338 t.u. leggi sanitarie 27 luglio 1934 n. 1265		X
fascia di rispetto stradale ai sensi del D.Lgs. 30 aprile 1992, n. 285		X
vincolo idrogeologico *Regio Decreto* (Stato Italiano) 30/12/*1923*, n. 3267.		X

4 STATO DI FATTO E MOTIVAZIONI DEL PROGETTO

L'impianto di cogenerazione è dimensionato per produrre i seguenti vettori energetici:

- *Energia elettrica* prodotta in bassa tensione 0,4 kV ed elevata alla tensione di rete di 20,0 kV mediante trasformatore elevatore. Tale energia verrà impiegata per autoconsumo dell'impianto stesso e per usi interni dello stabilimento (eventuali eccedenze verranno cedute al Gestore Nazionale). Il parallelo con la Rete è realizzato nella cabina elettrica esistente denominata "Cabina Consegna";
- *Energia termica sotto forma di acqua calda* destinata al processo produttivo dello stabilimento. L'impianto di cogenerazione alimenta un separatore idraulico SE-101 dal quale avviene la distribuzione alle centrali termiche dello stabilimento.
- *Energia termica sotto forma di vapore saturo* destinata al processo produttivo dello stabilimento. L'impianto di cogenerazione alimenta il collettore di stabilimento in parallelo alle caldaie esistenti.

4.1 Localizzazione dell'impianto

Impianto:	Impianto di cogenerazione (CHP) all'interno dello stabilimento CO.VAL.P.A.
Località:	Celano (AQ)
Elevazione:	circa 750 m s.l.m.
Accesso:	Via Strada Provinciale 19 Ultrafucense 67043 - Celano (AQ)
Dati Catastali:	Foglio 36, Mappale 24

Coordinate del sito:

WGS 84: *Latitudine:* 42.04906352792508°, *Longitudine:* 13.53686721165416° **Altitudine:** 750 m s.l.m.



Figura 9 Ubicazione del sito

4.2 Parametri climatici

I principali parametri climatici del sito sono i seguenti:

Temperatura ambiente	-5/+35 °C
Umidità relativa	30/90 %

4.3 Caratteristiche della rete elettrica

Lo stabilimento di CO.VAL.P.A. Abruzzo Soc. Coop. Agricola è connesso in media tensione, alla rete elettrica a 20,0 kV gestita da E-Distribuzione.

4.4 Caratteristiche del metano da rete del distributore

Allo stato attuale, il gas naturale è prelevato dalla cabina del distributore, alla pressione di circa 1.800 $mbar_g$ ed è ridotto a 180 mbarg con una cabina di riduzione posizionata in prossimità dell'impianto esistente.

Il nuovo impianto sarà alimentato dalla cabina di riduzione attuale che verrà spostata in prossimità del nuovo impianto.

La cabina sarà rialimentata dalla rete esistente a 1.800 mbarg attraverso una nuova tubazione in acciaio DN50 a vista che sarà collegata alla rete esistente DN150 che alimenta lo stabilimento.

La tubazione DN50 sarà posizionata sul nuovo rack per attraversare il piazzale e raggiungere la posizione del nuovo impianto.

4.5 Impianto di cogenerazione esistente da dismettere

Lo stabilimento è dotato di un esistente impianto di cogenerazione ad alto rendimento, alimentato a gas metano di rete, oggetto di autorizzazione unica prot. n. 28511 del 14/07/2016 e prot. n. 7533 del 05/02/2009.

L'impianto esistente è composto da 3 motori endotermici alimentati a gas naturale (metano) per una potenza elettrica nominale complessiva pari a 2,370 MWel e di una potenza termica nominale in ingresso complessiva pari a 6,317 MWt, finalizzati alla produzione in cogenerazione di energia elettrica e termica (vapore ed acqua calda).

5 DESCRIZIONE DEL NUOVO IMPIANTO

Il progetto prevede l'installazione di due nuovi gruppi CHP e la realizzazione di tutte le interfacce meccaniche/elettriche necessarie alla connessione con lo stabilimento di CO.VAL.P.A. Abruzzo.

L'allegato "DF_5022_M_PI_01_PFD - process flow diagram" riporta lo schema funzionale dell'impianto di cogenerazione con i relativi battery limits. Si rimanda a tale allegato per l'indicazione dei principali dati di processo.

Il gas naturale viene combusto dal singolo motore endotermico per sviluppare potenza meccanica da convertire in potenza elettrica tramite il generatore collegato. I fumi di combustione vengono utilizzati per produrre energia termica sotto forma di vapore saturo e acqua calda e poi espulsi in atmosfera tramite una linea fumi.

L'impianto ha funzionamento automatico o, per alcune funzioni, telecontrollato, non necessitando del presidio di personale d'esercizio.

Il sistema di controllo dell'impianto di cogenerazione sovrintende alle normali operazioni di:

- avvio e arresto del modulo;
- modulazione del carico.

Inoltre, in caso di fuori servizio di un componente del CHP, di ogni modulo cogenerativo, il sistema provvede a mettere l'intero sistema in sicurezza e a darne segnalazione, per eventuale intervento del servizio di manutenzione.

Eventuali situazioni di emergenza, causate da problemi al CHP o generate in zona limitrofa all'impianto (per esempio: incendio, intrusione nel modulo, ecc.), sono rilevabili dai sistemi di emergenza del CHP che fanno intervenire i dispositivi di messa in sicurezza, nella salvaguardia di manufatti e personale.

A tale proposito, saranno predisposti piani di sicurezza e di intervento, sia in fase di costruzione sia in esercizio, in coordinamento con le prescrizioni di Legge e quanto già in essere presso CO.VAL.P.A. Abruzzo.

La realizzazione del nuovo CHP è prevista in un'area libera dello stabilimento nel territorio del Comune di Celano (AQ), come indicato negli elaborati grafici allegati.

L'impianto di cogenerazione è costituito dai seguenti componenti principali che vengono descritti nel dettaglio nei paragrafi seguenti:

- Gruppo CHP, a sua volta costituito da:
  - Motori endotermici
  - Generatori elettrici
  - Scambiatori di recupero fumi per la produzione di vapore e acqua calda (sulla copertura del modulo)
  - Circuito olio di lubrificazione e raffreddamento, comprese le pompe, n. 2 serbatoi per olio

fresco/esausto

- Linea fumi comprendente un sistema di abbattimento di CO, valvole di by-pass, il silenziatore e il camino di espulsione
- Circuito acqua calda per utenze di stabilimento comprendente le linee fino ai limiti di batteria del modulo, pompe di circolazione, e vasi d'espansione
- Circuito vapore saturo per utenze di stabilimento comprendente le linee fino ai limiti di batteria del modulo
- Circuito alimentazione acqua per la caldaia a vapore
- Dissipatori circuito acqua calda alta temperatura (HT) e bassa temperatura (LT) per l'intercooler
- Sistema di distribuzione dell'aria compressa

- Locali di controllo e locali elettrici, inclusa trasformazione MT/BT per ausiliari e relativi quadri
- Linea di connessione gas naturale con nuovo CHP alla rete esistente
- Sistema di tubazioni tra nuovo CHP e impianto esistente
- Trasformatori innalzatori BT/MT e manufatti accessori
- Sistema di supervisione e controllo
- Interconnessioni elettriche e meccaniche tra CHP e impianto esistente
- Opere civili.

5.1 Modulo CHP

L'impianto CHP è composto da due motori endotermici alternativi della potenza di circa 1.202 kWe (totale 2.404 kWel). Dal raffreddamento del motore, dell'olio del motore, del primo stadio intercooler, dei fumi di combustione, sono recuperati 752 kW termici cad. (1.504 kW tot.) che vengono utilizzati direttamente nell'impianto termico ad acqua calda di CO.VAL.P.A. Abruzzo.

Attraverso un generatore di vapore a recupero sul circuito fumi vengono recuperate le potenze di seguito riportate:

- Potenza termica produzione vapore = 405 kW x 2 generatori= 810 kW
- Potenza termica riscaldamento acqua calda = 82 kW x 2 = 164 kW; tale potenza si somma a quella prodotta dai motori di 1.504 kW

Tutte le principali apparecchiature meccaniche ed elettriche sono contenute in cabinati costituiti da strutture metalliche pannellate/insonorizzate. L'insieme dei cabinati costituisce il modulo rappresentato nell'allegato "DF_5022_M_TV_01_layout_impianto elettrico".

In particolare, i motori, i generatori, i relativi circuiti olio ed acqua raffreddamento, i quadri elettrici, la sala controllo, i trasformatori innalzatori BT/MT, sono ubicati in cabinati dedicati.

Dissipatori, linea fumi, scambiatore fumi-acqua calda a recupero e camino, sono alloggiati sulla

copertura dei moduli.

I componenti e i sistemi principali del gruppo CHP vengono descritti nei paragrafi successivi.

5.2 Cabinati

L'impianto di cogenerazione è strutturato in cabinati metallici adiacenti che costituiranno il modulo di cogenerazione rappresentato nell'allegato "DF_5022_M_TV_01_layout_impianto elettrico ".

I cabinati sono costituiti da strutture metalliche con tamponamenti in materiale incombustibile in modo da rispettare i limiti di emissione di rumore.

I cabinati sono dotati di sistemi d'illuminazione e di condizionamento per la sala quadri di comando e controllo. In totale l'impianto è costituito da tre cabinati. In particolare, il singolo cabinato per l'alloggiamento del motore (dimensioni di 12.650 x 2.990 x 3.000 mm), degli ausiliari (scambiatori e pompaggi) e del trasformatore BT/MT è equipaggiato di un sistema di ventilazione costituito da due ventilatori assiali dotati di inverter e gestiti dalla temperatura del locale; l'ambiente è provvisto dei sistemi di rilevazione fughe gas ed incendi.

Il terzo cabinato (dimensioni di 13.450 x 2.990 x 3.000 mm) è destinato all'alloggiamento dell'impianto osmosi e della sezione elettrica (quadri BT e supervisione).

I cabinati sono installati su un basamento in conglomerato cementizio armato senza sottofondazioni palificate.

Le dotazioni antincendio sono descritte nei paragrafi successivi.

5.3 Motore

I dati tecnici del singolo motore, sono:

- Marca: JENBACHER
- Modello: JGS416 GS-N.L.
- Potenza termica in ingresso 2.822 kW
- Potenza elettrica: 1.202 kWe
- Potenza termica circuito acqua calda HT: 752 kW
- Ciclo di funzionamento: ciclo otto, 4 tempi
- Cilindrata: 48,88 l
- Lunghezza x Larghezza x Altezza motore: 6.200 x 1.800 x 2.200 mm;
- Peso a secco / pronto per esercizio: 12.800 / 13.400 kg.

Il gruppo CHP è dotato di tutti i dispositivi di sicurezza richiesti per legge.

Di seguito si riporta la scheda tecnica completa del motore e generatore.

0.01 Dati Tecnici (sul genset)

			100%	75%	50%
Potenza introdotta	[2]	kW	2.822	2.178	1.535
Quantità di gas	*)	Nm³/h	297	229	162
Potenza meccanica	[1]	kW	1.234	926	617
Potenza elettrica	[4]	kW el.	1.202	902	599
Potenza termica da dissipare (calcolato con di glicole 37%)	**[5]**				
~ Primo stadio intercooler (Circuito acqua raffreddamento motore)	[9]	kW	255	120	32
~ Secondo stadio intercooler (Circuito a bassa temperatura)		kW	104	83	67
~ Olio (Circuito acqua raffreddamento motore)		kW	168	159	145
~ Acqua di raffreddamento motore		kW	329	284	221
~ Calore insuperficie	ca. [7]	kW	100	~	~
Consumo elettrico specifico del motore	[2]	kWh/kWel. h	2,35	2,42	2,56
Consumo specifico del motore	[2]	kWh/kWh	2,29	2,35	2,49
Consumo olio motore	ca. [3]	kg/h	0,25	~	~
Rendimento elettrico			42,6%	41,4%	39,0%
Potere calorifico inferiore del gas (PCI)		kWh/Nm³	9,5		

*) Valore indicativo per il dimensionamento della tubazione, Sm³=Nm³ x 1,055
[ ] Spiegazioni: vedi voce 0.10 - Parametri tecnici

I dati termici si riferiscono alle condizioni di riferimento riportate nell'allegato 0.10. In caso di scostamenti da queste condizioni, possono esserci variazioni nei bilanci termici. Questi scostamenti devono essere considerati nel dimensionamento dei circuiti di dissipazione (emergenza, intercooler, ...). Sulla tolleranza del ±8 % inerente la potenza termica recuperabile si consiglia di considerare per il progetto del recupero un'ulteriore tolleranza del +5 %.

Dimensioni principali e pesi (sul genset)		
Lunghezza	mm	~ 6.200
Larghezza	mm	~ 1.800
Altezza	mm	~ 2.200
Peso a secco	kg	~ 12.800
Peso pronto per l'esercizio	kg	~ 13.400

Raccordi		
Ingresso/uscita acqua di raffreddamento motore	DN/PN	80/10
Uscita gas di scarico [C]	DN/PN	300/10
Gas di combustione (sul genset) [D]	DN/PN	125/16
Scarico acqua ISO 228	G	½"
Scarico condensa	mm	~
Valvola di sicurezza acqua motore (ISO 228) [G]	DN/PN	1½"/2,5
Riempimento olio lubrificante (tubo) [I]	mm	28
Scarico olio lubrificante (tubo) [J]	mm	28
Riempimento acqua motore (tubo flessibile) [L]	mm	13
Acqua ingresso/uscita primo stadio intercooler	DN/PN	80/10
Acqua ingresso/uscita secondo stadio intercooler [M/N]	DN/PN	65/10

Potenza / Consumo		
Potenza standard ISO-ICFN	kW	1.234
Press. media eff. a carico nom. e velocità nom.	bar	20,20
Tipo di gas		Gas naturale
Numero metanico di riferimento | Numero metanico minimo	MZ	80 | 70 d)
Rapporto di compressione	Epsilon	12,5
Range ammesso di pressione del gas all'entrata della rampa	mbar	80 - 200 c)
Velocitá massima di variazione pressione gas	mbar/sec	10
Temperatura massima raffreddamento intercooler 2° stadio	°C	40
Consumo specifico del motore	kWh/kWh	2,29
Consumo specifico olio lubrificante	g/kWh	0,20
Temperatura olio mass.	°C	~ 85
Temperatura mass. acqua raffreddamento motore	°C	~ 95
Volume cambio olio	lit	~ 360

c) Pressione di gas inferiore su richiesta
d) Basato sul programma di calcolo del numero metanico AVL 3.2 (calcolato senza N2 e CO2)

0.02 Dati Tecnici del Motore

Costruttore		JENBACHER
Tipo di motore		J 416 GS-C02
Ciclo di funzionamento		4-tempi
Disposizione cilindri		V 70°
Numero cilindri		16
Alesaggio	mm	145
Corsa	mm	185
Cilindrata	lit	48,88
Velocità nominale	rpm	1.500
Velocitá media del pistone	m/s	9,25
Lunghezza	mm	3.660
Larghezza	mm	1.495
Altezza	mm	2.085
Peso a secco	kg	6.800
Peso pronto per l'esercizio	kg	7.435
Momento d'inerzia del volano	kgm²	13,50
Senso di rotazione (visto lato volano)		a sinistra
Livello dist. radio sec. VDE 0875		N
Motorino d'avviam.: pot.	kW	7
Motorino d'avviam.: tensione	V	24

Potenze termiche

Potenza introdotta	kW	2.822
Intercooler	kW	359
Olio	kW	168
Acqua di raffreddamento motore	kW	329
Gas di scarico raffreddati a 180 °C	kW	403
Gas di scarico raffreddati a 100 °C	kW	561
Calore insuperficie	kW	57

Dati gas di scarico

Temperatura gas di scarico a pieno carico [8]	°C	378
Temperatura gas di scarico a BMEP= 15,2 [bar]	°C	~ 409
Temperatura gas di scarico a BMEP= 10,1 [bar]	°C	~ 441
Portata gas di scarico umido	kg/h	6.590
Portata gas di scarico secco	kg/h	6.151
Volume gas di scarico umido	Nm³/h	5.221
Volume gas di scarico secco	Nm³/h	4.675
Contropressione massima ammissibile nei gas di scarico alla flangia di scarico del motore	mbar	60

Dati aria di combustione

Portata aria	kg/h	6.395
Volume aria	Nm³/h	4.948
Massima perdita di carico ammissibile filtri in aspirazione	mbar	10

base per gas di scarico: gas naturale: 100%; gas biologico: 65% CH4, 35% CO2

Dimensioni principali e pesi (sul genset)		
Lunghezza	mm	~ 6.200
Larghezza	mm	~ 1.800
Altezza	mm	~ 2.200
Peso a secco	kg	~ 12.800
Peso pronto per l'esercizio	kg	~ 13.400

Raccordi		
Ingresso/uscita acqua di raffreddamento motore	DN/PN	80/10
Uscita gas di scarico [C]	DN/PN	300/10
Gas di combustione (sul genset) [D]	DN/PN	125/16
Scarico acqua ISO 228	G	½"
Scarico condensa	mm	~
Valvola di sicurezza acqua motore (ISO 228) [G]	DN/PN	1½"/2,5
Riempimento olio lubrificante (tubo) [I]	mm	28
Scarico olio lubrificante (tubo) [J]	mm	28
Riempimento acqua motore (tubo flessibile) [L]	mm	13
Acqua ingresso/uscita primo stadio intercooler	DN/PN	80/10
Acqua ingresso/uscita secondo stadio intercooler [M/N]	DN/PN	65/10

Potenza / Consumo		
Potenza standard ISO-ICFN	kW	1.234
Press. media eff. a carico nom. e velocità nom.	bar	20,20
Tipo di gas		Gas naturale
Numero metanico di riferimento | Numero metanico minimo	MZ	80 | 70 d)
Rapporto di compressione	Epsilon	12,5
Range ammesso di pressione del gas all'entrata della rampa	mbar	80 - 200 c)
Velocitá massima di variazione pressione gas	mbar/sec	10
Temperatura massima raffreddamento intercooler 2° stadio	°C	40
Consumo specifico del motore	kWh/kWh	2,29
Consumo specifico olio lubrificante	g/kWh	0,20
Temperatura olio mass.	°C	~ 85
Temperatura mass. acqua raffreddamento motore	°C	~ 95
Volume cambio olio	lit	~ 360

c) Pressione di gas inferiore su richiesta
d) Basato sul programma di calcolo del numero metanico AVL 3.2 (calcolato senza N2 e CO2)

5.4 Generatore elettrico

Il motore è accoppiato a un generatore sincrono che eroga energia elettrica alla tensione nominale di 400V e alla frequenza di 50 Hz. I dati tecnici preliminari del generatore sono:

- Potenza omologata: 1.625 kVA
- Corrente nominale a cos phi = 1: 1.202A
- Frequenza: 50 Hz
- Tensione: 400V

- Giri: 1500 rpm

0.03 Dati Tecnici del Generatore

Costruttore		STAMFORD e)
Tipo		PE 734 E e)
Potenza omologata	kVA	1.625
Potenza meccanica introdotta	kW	1.234
Potenza attiva a cos phi = 1,0	kW	1.202
Potenza attiva a cos phi = 0,8	kW	1.191
Potenza apparente a cos phi = 0,8	kVA	1.489
Potenza reattiva nominale a cos phi = 0,8	kVar	893
Corrente nominale a cos phi = 0,8	A	2.149
Frequenza	Hz	50
Tensione	V	400
Giri	rpm	1.500
Velocità di fuga	rpm	1.800
Fattore di potenza (ritardo – anticipo) (UN)		0,8 - 0,95
Rendimento a cos phi = 1,0		97,4%
Rendimento a cos phi = 0,8		96,5%
Momento d'inerzia del volano	kgm²	44,49
Massa	kg	3.508
Livello dist. radio sec. EN 55011 Class A (EN 61000-6-4)		N
Uscita cavi		a sinistra
Ik" Corrente di cortocircuito iniziale simmetrica	kA	20,84
Is Massima corrente di cortocircuito asimmetrica	kA	53,05
Classe d'isolamento		H
rialzo di temperatura (con potenza meccanica)		F
Temperatura ambientale massima	°C	40

Reattanze e costanti di Tempo (saturo) a potenza apparente		
xd Reattanza sincrona secondo l'asse diretto	p.u.	2,320
xd' Reattanza transitoria secondo l'asse diretto	p.u.	0,141
xd" Reattanza subtransitoria secondo l'asse diretto	p.u.	0,102
x2 reattanza di sequenza inversa	p.u.	0,149
Td" Costante di tempo subtransitoria della corrente di c.to c.to	ms	20
Ta Costante di tempo - corrente continua	ms	20
Tdo' Costante di tempo transitoria a vuoto	s	2,50

e) JENBACHER si riserva il diritto di modificare il fornitore ed il tipo di generatore. I dati tecnici del generatore potranno essere soggetti a variazioni trascurabili. La potenza elettrica erogata dichiarata verrà garantita.

5.5 Alimentazione gas naturale

La linea di alimentazione gas del motore all'esterno del modulo è completa di:

- valvola di intercettazione manuale;
- valvola servo-azionata per l'intercettazione di sicurezza del gas naturale, normalmente chiusa, versione antideflagrante certificata secondo normativa ATEX;
- filtro;
- sistema di contabilizzazione.

La linea di alimentazione gas del motore all'interno del modulo è costituita da:

- valvola di intercettazione manuale;
- rampa di alimentazione del motore per pressioni comprese tra 80 e 500 mbarg.

5.6 Scambiatore fumi – vapore e fumi - acqua calda

I fumi di scarico di ogni motore sono convogliati all'interno del rispettivo Generatore di Vapore a Recupero (in seguito denominato "GVR").

Il GVR presenta tre sezioni di scambio, che nella direzione dei fumi caldi sono:

- Generatore vapore
- Economizzatore per il preriscaldo dell'acqua di alimentazione del generatore di vapore (denominato "ECO1")
- Economizzatore per il riscaldamento dell'acqua tecnica in uscita dal motore (in seguito denominato "ECO2")

Il GVR è dotato, sul lato fumi, di due serrande per la regolazione della pressione del vapore generato; le due serrande permettono di by-passare una parte (o il totale) dei fumi prodotti dal motore.

Il generatore di vapore all'interno del GVR, è a tubi di fumo in esecuzione orizzontale, esternamente coibentato con lana minerale ricoperta con lamierino in alluminio. I due economizzatori sono a tubi di d'acqua alettati in esecuzione orizzontale, esternamente coibentato con lana minerale ricoperta con lamierino in alluminio.

Le caratteristiche tecniche della linea fumi, al 100% di carico, sono:

- Portata dei fumi umidi 6.590 kg/h
- Temperatura fumi in entrata 378 °C
- Temperatura fumi in uscita 120 °C

Le caratteristiche di funzionamento dello scambiatore (dedotte le perdite per irraggiamento) sono:

GENERATORE DI VAPORE

- Potenzialità scambiatore 298 kW
- Portata vapore 535 kg/h
- Temperatura ingresso condense 15 °C
- Pressione uscita vapore saturo 12 barg

ECO1

- Potenzialità scambiatore 107 kW
- Temperatura ingresso 15 °C
- Portata d'acqua 0,535 mc/h

ECO2

- Potenzialità scambiatore 82 kW
- Temperatura ingresso/uscita acqua 93/95 °C
- Portata d'acqua glicolata 38,1 mc/h

Lo scambiatore di calore a recupero è dotato di tutti gli organi di sicurezza e regolazione previsti dalle norme ISPESL/PED e di tutte le apparecchiature necessarie.

L'ECO 2 è in serie al circuito acqua calda del motore.

Le caratteristiche del recupero totale in acqua calda (motore + ECO 2), sono:

- Potenzialità termica recupero in acqua calda 834 kW
- Portata acqua calda 38,1 mc/h
- Temperatura ingresso/uscita acqua calda 74/95 °C

Queste potenze si riferiscono a quelle di ciascuna linea fumi.

5.7 Contenimento emissioni inquinanti

La linea fumi proveniente dal motore, è composta da condotte in acciaio inox aisi 304 isolate con doppio strato di isolante (primo strato in fibra ceramica per alte temperature e secondo strato in lana di roccia), da serrande fumi interbloccate per by-pass della caldaia a recupero ed espulsione in atmosfera tramite marmitta silenziatrice e camino.

Per il contenimento delle emissioni inquinanti, l'impianto di cogenerazione si avvale di due differenti tecnologie.

La prima riguarda la limitazione della formazione di NOx mediante un sistema di regolazione della combustione.

Il sistema di regolazione si basa sulla combustione "magra" della miscela metano-aria di alimentazione del motore e consiste nel mantenimento in camera di combustione di un eccesso di aria comburente (Lambda = 1,90/2,10).

Un segnale proveniente dal generatore indica al sistema di regolazione la potenza meccanica istantanea, mentre un trasduttore di pressione e di temperatura comunicano allo stesso sistema la quantità di miscela necessaria alla combustione.

Il regolatore è quindi in grado di modulare, tramite una valvola motorizzata, la quantità d'aria in ingresso per mantenere una finestra Lambda compresa tra 1,90-2,10 in modo che le concentrazioni di inquinanti siano ridotte al minimo. Tale regolazione viene sempre mantenuta nella fascia di potenza di utilizzo del modulo di cogenerazione (50÷100%). Qualora il motore presentasse problemi di stabilità alla combustione il sistema di controllo provvede a ricalibrare la miscelazione. Il regolatore si riporta poi automaticamente al valore di Lambda impostato.

La regolazione è attiva, come detto, nel range di funzionamento operativo: 50÷100 % del carico nominale, all'interno del quale una variazione di potenza del gruppo provoca una variazione di pressione che viene acquisita dal sistema ed utilizzata per la gestione della valvola di regolazione del gas così come il controllo della temperatura che determina un arricchimento della miscela se si registra una diminuzione o, viceversa, uno smagrimento se si verifica un aumento.

Il sistema è retroazionato dal controllo di eventuali mancate accensioni, determinate da miscela troppo magra (quattro mancate accensioni in dodici secondi) che provvede ad arricchire la miscela. Il sistema di regolazione garantisce quindi la regolazione automatica del rapporto aria/combustibile.

La seconda è un reattore catalitico ossidante, tale sistema perette di contenere le emissioni del CO ai valori previsti.

I valori di emissioni garantiti dall'impianto, sono:

- NOx < 250mg/Nmc (riferiti al 5% O_2)
- CO < 300 mg/Nmc (riferiti al 5% O_2)
- Polveri Totali<50 mg/Nmc (riferiti al 5% O_2)

5.8 Circuito olio motore

L'impianto è dotato di sistema di rabbocco automatico dell'olio lubrificante del motore.

Il sistema di stoccaggio dell'olio per l'alimentazione del motore, è costituito da un serbatoio di volume pari a 2.000 lt (circa 1.000 lt per singolo motore).

E' previsto, inoltre, un serbatoio di stoccaggio dell'olio esausto utilizzato per svuotare i motori quando l'olio è degradato e deve essere sostituito. Tale serbatoio ha capacità pari a: 2.000 lt.

I due serbatoi sono completi di strumentazione, valvole, pompe carico e scarico olio, nonché tubazioni di collegamento al motore.

I serbatoi sono realizzati con camicia per contenimento di eventuali perdite; le pompe sono ubicate sopra i serbatoi e dotate di vaschetta di raccolta sversamenti; la vaschetta sarà comunicante con l'interno dei serbatoi in modo che eventuali sversamenti siano direttamente canalizzati dentro questi ultimi.

5.9 Circuito chiuso acqua raffreddamento

Sul circuito di recupero termico del modulo è installato uno scambiatore a piastre con funzione di disaccoppiamento tra i circuiti dei due motori.

Sul circuito in uscita dallo scambiatore a piastre, necessario per cedere energia termica all'utenza, è installato un dissipatore d'emergenza (elettroradiatore) costituito da due batterie con relativi ventilatori di dissipazione termica separate e disposte a V.

Una batteria è dedicata allo smaltimento in atmosfera del calore del circuito acqua calda ad alta temperatura del motore (che comprende il calore generato dal raffreddamento delle testate, dell'olio di lubrificazione e della miscela gas-aria nel primo stadio intercooler).

La seconda batteria è dedicata a dissipare l'energia termica derivante dal raffreddamento della miscela gas-aria nel secondo stadio intercooler.

La prima batteria interviene per smaltire l'energia termica non utilizzata dall'utenza; la seconda batteria è sempre in funzione non essendoci recupero della potenza termica sull'acqua calda a bassa temperatura.

5.10 Circuito acqua calda

Il circuito dell'acqua calda riceve calore dallo scambiatore di disaccoppiamento.

All'interno del modulo CHP sono previste le pompe di circolazione ed i vasi di espansione.

All'interno dei limiti di batteria del modulo avviene anche la contabilizzazione dell'energia scambiata attraverso contatori ad ultrasuoni collegati ad un calcolatore insieme alle sonde di temperatura dell'acqua in mandata e ritorno.

5.11 Sistema aria compressa

L'alimentazione dell'aria compressa è effettuata attraverso il collegamento alla rete di distribuzione dello stabilimento.

5.12 Apparecchiature e opere elettriche

Nel modulo di cogenerazione sono presenti:

- n.2 quadri MT per sezionamento e protezione apparecchiature MT;
- n.2 trasformatori MT/BT isolati in resina 1.600 kVA –20,0/0,4 kV per collegamento alternatore cogeneratore;
- quadro di bassa tensione 400V (alimentato dal trasformatore ausiliari) per alimentazione di tutti i servizi ausiliari dell'impianto defiscalizzati e non defiscalizzati: ventilatori, pompe, dissipatori, centraline, contatori, sonde, sicurezze, apparecchi vari;
- gruppo di continuità 24VDC per alimentazione sistema di controllo e supervisione impianto di cogenerazione;
- prese di servizio;
- illuminazione di servizio e di emergenza realizzata con apparecchi autonomi;
- impianti speciali: impianti di rivelazione incendio, gas metano;
- inverter per i carichi variabili d'impianto: ventilazione e pompe;
- canali e cavi per distribuzione potenza, segnale e dati.

5.13 Strumentazione

L'impianto sarà dotato della strumentazione necessaria al funzionamento e al controllo di tutte le macchine e apparecchiature della fornitura e degli strumenti necessari a misurare le produzioni ed i consumi.

In particolare, sono previste le contabilizzazioni di:

- gas naturale consumato;
- energia termica prodotta sotto forma di acqua calda;
- energia termica prodotta sotto forma di vapore saturo;
- energia elettrica lorda prodotta;
- energia elettrica consumata dagli ausiliari defiscalizzati di impianto.

5.14 Sistema di supervisione

È previsto un quadro principale di alimentazione e controllo del gruppo. È integrato un sistema di controllo basato su PLC abbinato a un sistema di supervisione su piattaforma SCADA dedicata alla programmazione e visualizzazione dei parametri di regolazione mediante Panel-PC interno all'impianto CHP.

Tutti i componenti di controllo e supervisione saranno interconnessi con reti dedicate RS485 ed ETH mediante protocollo ModBUS RTU e TCP.

La connessione verso l'esterno è realizzata mediante router dinamico con switch automatico fra la rete fissa (se disponibile) e GSM per un'alta affidabilità di connessione. Il router è altresì predisposto per l'invio di messaggi di allarme SMS attivati da contatti puliti del sistema di controllo.

Il sistema di supervisione permette il controllo ed il comando locale/remoto di tutti i componenti del sistema.

Il sistema di supervisione dell'impianto è dotato di pagine grafiche interattive con le diverse aree funzionali, in grado di gestire sia le principali attività di regolazione e di interfaccia impianto/utente, sia il monitoraggio dati e la contabilizzazione di energia prodotta e consumata.

5.15 Sistema gas all'esterno del modulo di cogenerazione

La rete gas è derivata dalla rete interna allo stabilimento che alimenta la centrale termica a vapore esistente e le macchine di processo.

Dalla rete esistente, attraverso una tubazione in acciaio a vista DN50, viene alimentata la cabina di riduzione che alimenta l'impianto esistente e che sarà spostata in prossimità del nuovo impianto.

La cabina riduce il gas da 1.800 mbarg a 180 mbarg.

La rete a valle della cabina si dirama per alimentare i due motori.

5.16 Sistema di tubazioni tra nuovo CHP e impianto esistente

L'impiantistica a completamento, dal modulo di cogenerazione alle interfacce di CO.VAL.P.A. Abruzzo, prevede i seguenti circuiti e i relativi tie-in:

- Gas naturale: allaccio a rete esistente esterna allo stabilimento
- Acqua calda: dall'esterno del modulo di cogenerazione fino al collegamento della rete esistente all'interno dello stabilimento
- Vapore: dall'esterno del modulo di cogenerazione fino al collegamento della rete esistente all'interno dello stabilimento
- Circuito adduzione acqua per alimentazione GVR: dall'esterno del modulo di cogenerazione fino al collegamento della rete esistente all'interno dello stabilimento
- Spurghi GVR (per limitare la concentrazione di sali nel generatore), eventuali scarico condense fumi e scarico acqua dell'impianto ad osmosi: acqua raccolta nell'impianto pozzo caldo installato nell'area impianto del volume di circa 1,5 mc con funzione di raffreddamento degli scarichi caldi e poi scaricata in caduta alla rete attuale di scarico delle acque (dove confluiscono gli scarichi dell'impianto attuale)
- Aria compressa: dall'esterno del modulo di cogenerazione fino al collegamento della rete esistente all'interno dello stabilimento

Le tubazioni sopra descritte sono installate su un rack di nuova installazione che collega il nuovo impianto allo stabilimento esistente.

La pianta del traliccio di collegamento viene rappresentato nell'allegato "DF_5022_M_TV_01_layout_impianto elettrico", mentre lo schema funzionale di allaccio è rappresentato nell'allegato "DF_5022_M_PI_01_PFD - process flow diagram".

5.17 Trasformatore innalzatore BT/MT

Il singolo generatore è connesso elettricamente con un trasformatore, in modo da poter passare dalla tensione di generazione 0,4 kV a quella di 20,0 kV della rete di stabilimento.

I dati tecnici preliminari del trasformatore innalzatore sono:

- Potenza nominale: 1.600 kVA
- Frequenza: 50 Hz
- Tensione primaria: 20,0 kV
- Tensione secondaria: 0,4 kV
- Collegamento avvolgimenti: Dd0

- Vcc 6%

5.18 Interconnessioni Elettriche

Il sito produttivo CO.VAL.P.A. Abruzzo è connesso alla rete pubblica MT a 20,0 kV.

L'impianto di cogenerazione sarà collegato elettricamente con la rete interna di stabilimento tramite cavo MT da realizzare tra l'impianto stesso di generazione e il quadro MT di stabilimento in cabina di consegna.

Il cavo è posato dentro corrugati elettrici interrati fino alla cabina di consegna. Prima dell'ingresso, il cavo attraversa un pozzetto di ispezione e dedicato all'infilaggio esterno alla cabina.

Le tensioni nominali utilizzate per il sistema elettrico sono quelle indicate nella seguente tabella:

Impiego	Valori nominali (V)	Frequenza (Hz)
Fornitura energia dalla rete esterna	20.000	50
Collegamento di parallelo	20.000	50
Distribuzione a bassa tensione: alimentazione utenze forza motrice, illuminazione ed ausiliari	400/230	50
Alimentazione sicurezze, PLC, SCADA ed apparecchiature bassissima tensione	24Vac – 24Vdc	50 / --

Lo schema elettrico di dettaglio è riportato nell'allegato "DF_5022_E_SE_01_schema_elettrico".

5.19 Opere civili: fondazioni e infrastrutture

5.19.1 Fondazioni, ripristino area e opere viarie

I cabinati verranno installati su un basamento in conglomerato cementizio armato dedicato.

Gli allacci meccanici, saranno realizzati con percorsi aerei attraverso un rack di nuova realizzazione che collega l'impianto con l'edificio esistente.

Sono predisposte delle partenze per la rete acqua calda per il futuro stabilimento nuovo CO.VAL.P.A. Abruzzo 2.

5.19.2 Reti di scarico

È presente una rete di scarico di acque reflue per scaricare l'acqua di spurgo del generatore di vapore a recupero, eventuali condense della linea fumi del motore e l'acqua di trattamento dell'impianto ad osmosi.

Tale rete è collegata alla rete di scarico attuale dello stabilimento.

Le acque meteoriche relative all'area impermeabile del nuovo basamento, sono raccolte attraverso delle canaline grigliate ed inviate alla rete di scarico di stabilimento esistente.

5.20 Dotazioni antincendio

Il singolo cabinato è dotato di:

1. rivelatori di fumo;
2. rivelatore di presenza gas metano;
3. centralina elettronica di rilevamento ed allarme.

I segnali verranno elaborati dal PLC di controllo.

Il CHP è dotato di estintori opportunamente collocati, come da progetto antincendio.

Il singolo modulo di alloggiamento del motore, sarà dotato di valvola servo-azionata per l'intercettazione di sicurezza del gas naturale, normalmente chiusa, versione antideflagrante certificata secondo normativa ATEX.

6 PRESTAZIONI DELL'IMPIANTO

6.1 Funzionamento dell'impianto

L'impianto CHP funzionerà a regime continuo, 24 h/giorno e mediamente 5,25 giorni su 7. Si prevede un esercizio per circa 6.500 h /anno (variabile di anno in anno a seconda delle manutenzioni ordinarie e straordinarie prevedibili da effettuare sul motore), seguendo la domanda di energia elettrica dello stabilimento di CO.VAL.P.A. Abruzzo.

Il programma di esercizio prevede, normalmente, un funzionamento continuo con fermi per manutenzione programmata. È escluso il funzionamento dell'impianto al di fuori delle richieste dello stabilimento: non è prevista, se non in modesta quantità durante i transitori, l'immissione di energia elettrica in rete (si veda la stima dei volumi energetici riportata al par.6.5).

6.2 Combustibile

L'unico combustibile utilizzato dall'impianto CHP sarà costituito da gas naturale, prelevato dalla rete di stabilimento a ca. 180 $mbar_g$.

Ciascun motore endotermico avrà un consumo nominale di gas naturale pari a circa 294 Sm3/h (P.C.I. di riferimento: 9,59 kWh/Sm^3. È alimentato a una pressione di circa 180 $mbar_g$ (a monte del gruppo di sezionamento/regolazione).

6.3 Consumo di materie prime

Le materie prime consumate dall'impianto, oltre al gas naturale (vd. par.6.2), saranno:

- l'olio lubrificante del motore endotermico, il cui consumo massimo previsto (secondo quanto dichiarato dal costruttore) è di circa 0,25 kg/h a meno dei cambi olio.

6.4 Bilancio energetico

Nell'allegato "DF_5022_M_PI_01 - PROCESS FLOW DIAGRAM (PFD) ", è rappresentato lo schema di processo dell'impianto.

Gli elementi caratteristici del bilancio energetico sono di seguito riassunti:

- potenza termica immessa con il combustibile al 100% del carico (come definita dal D.L. 152/2006) — 2 x 2.822 kW
- P.C.I gas metano di riferimento — 9,59 kWh/Sm^3
- Portata metano nominale — 2 x 294 Sm^3/h
- potenza elettrica generata al 100% del carico (ISO-cos phi = 1,0) — 2 x 1.202 kW

- rendimento elettrico lordo a pieno carico 42,6% c.a.
- rendimento termico a pieno carico 43,9 % c.a.

6.5 Volumi energetici stabilimento e nuovo impianto di cogenerazione

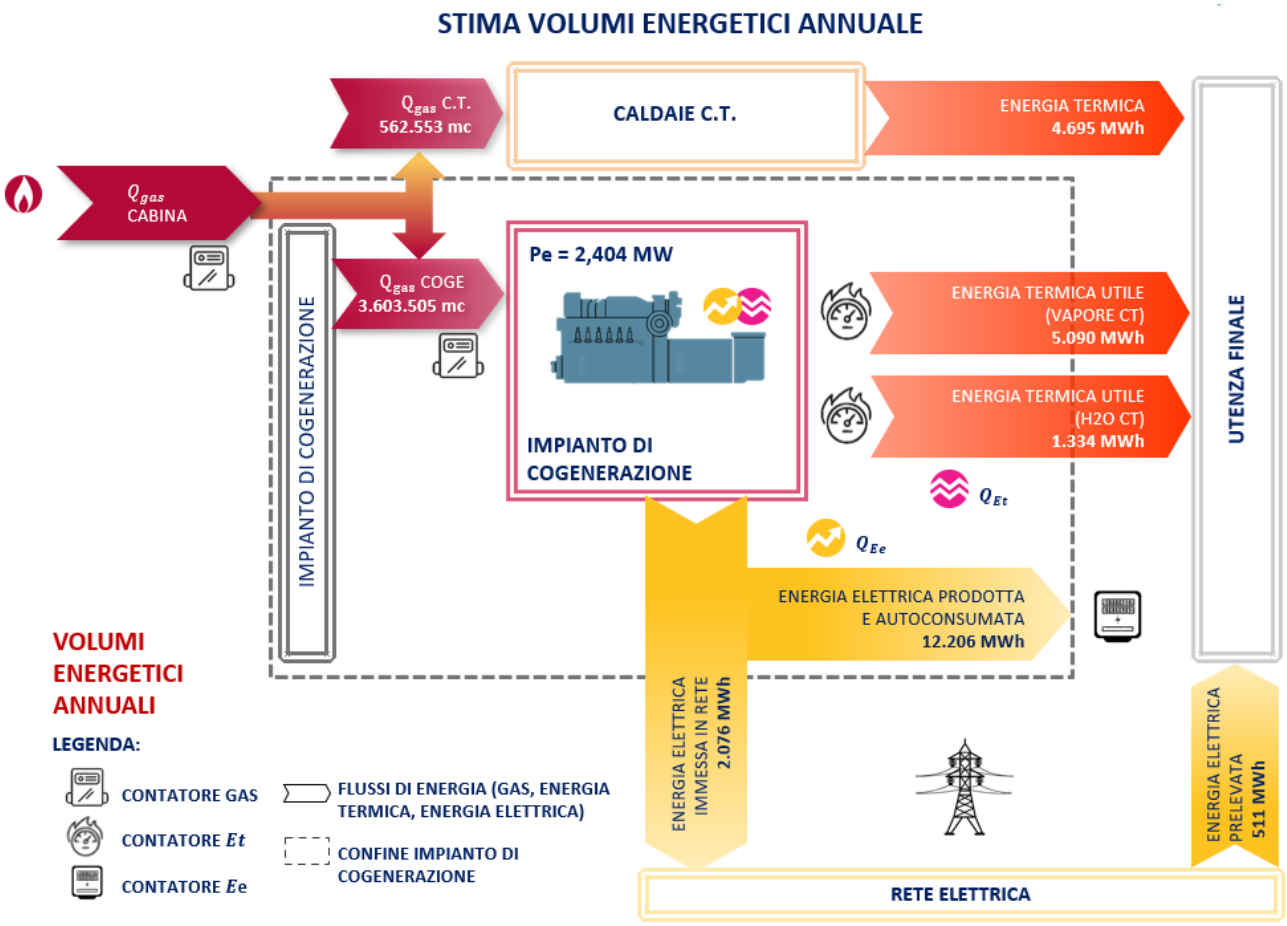
L'impianto di cogenerazione, oggetto di intervento, è dimensionato (e sarà esercito per mantenere l'assetto CAR) con la finalità di massimizzare l'energia prodotta per l'autoconsumo dello stabilimento. Il fabbisogno di energia termica, sottoforma di acqua calda e vapore, dello stabilimento viene coperto per circa il 58 % dall'impianto di cogenerazione; la restante energia termica viene integrata mediante l'impiego delle caldaie ausiliarie esistenti.

Per quanto riguarda il fabbisogno di energia elettrico dello stabilimento si stima di coprire circa il 96% con l'impianto di cogenerazione, integrando quando necessario mediante prelievo dalla Rete Nazionale. Come indicato, la finalità è quella di ottimizzare la gestione dell'impianto per impiegare al massimo l'energia elettrica prodotta per l'autoconsumo (usi interni dello stabilimento legati in particolare alla produzione ed al riscaldamento di ambienti), mentre le eccedenze, che saranno minimizzate (in base al limite tecnico di esercizio di macchina), verranno cedute al Gestore Nazionale.

Stima volumi energetici annuali:

- Fabbisogno Elettrico Stabilimento: 12.717 MWh
- Energia Elettrica Prodotta netta dall'impianto: 14.282 MWh
- Energia Elettrica Prelevata da Rete: 511 MWh
- Energia Elettrica Immessa in Rete: 2.076 MWh
- Energia Elettrica Autoconsumata dallo Stabilimento: 12.206 MWh
- Fabbisogno Termico Stabilimento: 11.119 MWh
- Energia Termica Prodotta netta dall'impianto: 6.424 MWh
- Energia Termica di Integrazione prodotta dalle caldaie ausiliari esistente: 4.695 MWh
- Consumo gas naturale per cogenerazione: 3.603.505 Sm^3
- Consumo gas di integrazione per caldaie ausiliari esistenti: 562.553 Sm^{3*}

** Considerando un rendimento delle caldaie esistenti pari a circa l'87%*



I volumi energetici annuali così stimati permettono di ricavare il Primary Energy Saving, ipotizzando una disponibilità dell'impianto di cogenerazione pari al 94% della potenza di picco erogabile (2.404 kW) e un'incidenza del consumo degli ausiliari pari al 3% della produzione lorda.

Si sottolinea che l'esercizio dell'impianto in oggetto è comunque mirato al mantenimento degli indici di efficienza indicati nella tabella seguente.

Dati di funzionamento		
Energia elettrica		
Prodotta Lorda	[kWh]	14.724.042
Ausiliari Usi Esenti	[kWh]	441.721
Prodotta Netta	[kWh]	14.282.321
Prelevata da rete	[kWh]	510.958
Immessa in rete	[kWh]	2.075.925
Immessa in rete (per calcolo PES)	[kWh]	2.075.925
Fabbisogno	[kWh]	12.717.355
Energia termica		
Recuperata Vapore	[MWh]	5.090
Recuperata Acqua Calda	[MWh]	1.334
Recuperata Totale	[MWh]	6.424

Combustibile		
Potere Calorifico Inferiore	[kWh/Smc]	9,59
Consumo per Coge	[Smc]	3.603.505
Energia Primaria Totale	[MWh]	34.568

Ore di marcia		
Ore totali	[h]	6.501

Indici		
Rendimento Elettrico	[%]	**42,6%**
Rendimento di Primo Principio	[%]	**61,2%**
Energia elettrica cogenerata (CHP)	[MWh]	**8.444**
E_{CHP}/E_{tot}	[%]	**57,3%**
Primary Energy Saving (PES)	**[%]**	**18,3%**

Si mette in evidenza che il Rendimento di Primo Principio è superiore al 60% che genera un Primary Energy Saving superiore al 18%.

Si prevede in futuro un incremento del Rendimento di Primo Principio fino a valori del 65-67 % in seguito ad una maggiore richiesta di energia termica all'impianto di cogenerazione dovuta a futuri ampliamenti dello stabilimento produttivo di CO.VAL.P.A. Abruzzo.

6.5.1 Calcolo del PES

Si riporta nel seguito il calcolo dell'indice PES, redatto secondo le linee guida del Ministero dell'Interno, ed. Marzo 2012.

1.4) Il PES (Primary Energy Saving)

Fatte salve le condizioni elencate nella tabella 1, le unità di cogenerazione per ottenere la qualifica di CAR devono applicare la formula del PES

$$PES = \left[1 - \frac{1}{\frac{CHP\,H\eta}{CHP\,E\eta} + \frac{}{Ref\,H\eta} \quad \frac{}{Ref\,E\eta}} \right] \times 100\,\%$$

e soddisfare le seguenti condizioni:

Tabella 4

Taglia Unità	PES
>1 MWe	≥ 10 %
Unità di piccola cogenerazione (>50 kWe ≤1MWe)	> 0
Unità di micro cogenerazione (≤ 50 kWe)	> 0

Calcolo PES ex DM 4 agosto 2011		
Energia elettrica totale	[MWh]	**14.724**
Energia elettrica CHP	[MWh]	**8.444**
Energia elettrica non CHP	[MWh]	**6.280**

Calore utile totale	[MWh]	**6.424**
Calore utile CHP	[MWh]	**6.424**
Calore utile non CHP	[MWh]	**-**
Energia primaria totale	[MWh]	**34.568**
Energia primaria CHP	[MWh]	**19.824**
Energia primaria non CHP	[MWh]	**14.745**
Rapporto C_{eff}		**1,314**
Rendimento globale	[%]	**61,2%**
Rendimento en.elettrica CHP	[%]	**42,6%**
Rendimento en.termica CHP	[%]	**32,4%**
REF Eh corretto	[%]	**48,9%**
REF Eh base	[%]	**53,0%**
Fattore di correzione clima	[%]	**0,369%**
Coeff. p per Ee, immessa		**0,935**
Coeff. p per Ee, autoconsumata		**0,914**
Fattore di correzione perdite		**0,917**
REF Hh	[%]	**92,0%**
Primary Energy Saving (PES)	**[%]**	**18,3%**
PES Minimo	[%]	**10,0%**
Rapporto E_{CHP}/EE	[%]	**57,3%**

Figura 10. Scheda calcolo PES

6.6 Consumo idrico

L'impianto scambierà con lo stabilimento di CO.VAL.P.A. Abruzzo i seguenti flussi:

- Acqua calda in circuito chiuso, per cui non si prevede alcun tipo di consumo idrico. Eccezionalmente, qualora si rendesse necessario il sezionamento e svuotamento di una porzione di circuito per manutenzione straordinaria, potrà rendersi necessario un reintegro di acqua, la cui quantità non è valutabile (trattandosi di un intervento eccezionale).
- Acqua per la produzione di vapore che verrà restituita allo stabilimento ad uno stadio entalpico più pregiato.

6.7 Emissioni acustiche

Il progetto ha adottato tutte le precauzioni per ridurre l'emissione acustica dell'impianto.

Sinteticamente, le emissioni sonore alla distanza di 10 mt dai cabinati sono previste essere pari a 60 dB(A) su tutti i lati dell'impianto misurate in campo aperto.

Si rimanda all'elaborato "DF_5022_B_TV_01_emissioni_acustiche" per un maggior dettaglio.

L'analisi della conformità acustica dell'impianto è sviluppata nella pratica di Valutazione Previsionale di Impatto Acustico.

6.8 Scarichi liquidi

Il motore non necessita, normalmente, di spurghi e relativo reintegro di acqua di raffreddamento, se non in occasione di manutenzioni straordinarie. In questo caso tale acqua (additivate con glicole) sarà raccolta e smaltita come rifiuto liquido presso impianti autorizzati.

Allo stesso modo, eventuali fuoruscite dalle valvole di sicurezza (poste sullo stesso circuito) saranno raccolte in un contenitore dedicato, per poter poi essere smaltite presso impianti autorizzati.

L'area di installazione dell'impianto CHP è pavimentata e le acque meteoriche drenate dalle superfici, sono scaricate nella rete di raccolta acque attuale dello stabilimento.

Le eventuali condense della linea fumi, gli spurghi dei generatori di vapore e lo scarico dell'acqua dell'impianto ad osmosi, sono raccolte ed inviate alla rete di scarico attuale.

6.9 Rifiuti

L'impianto CHP produrrà ridotti quantitativi di rifiuti, prevalentemente oli esausti e materiali residuali da attività di manutenzione (in particolare: filtri aria comburente, filtri olio e candele).

È prevista l'esecuzione di circa 3 cambi di olio all'anno: il quantitativo di olio esausto è stimato pari a circa 2.200 l/a.

L'olio esausto (cod. CER 130205) verrà inviato a smaltimento/recupero a cura della società cui verrà affidato il contratto di manutenzione ordinaria e straordinaria del motore. Anche lo smaltimento dei filtri olio ed aria sarà a cura della società cui sarà affidato il contratto di manutenzione.

6.10 Emissioni in atmosfera

Allo stato attuale l'impianto di cogenerazione è autorizzato con n. 4 punti di emissione, identificati con le sigle E14, E15, E16 ed E17.

L'intervento di progetto prevede la dismissione dei 4 punti di emissione sopra elencati e l'attivazione di due punti di emissione in atmosfera (identificati come E18/E19) nella tavola allegata.

Al fine di contenere le emissioni di inquinanti all'interno dei parametri fissati dalla normativa applicabile, l'impianto è dotato di una regolazione degli NOx e di un catalizzatore ossidante per l'abbattimento di CO.

Si rimanda alla relazione sulle emissioni in atmosfera per il dettaglio, nel paragrafo seguente vengono sinteticamente riepilogati i parametri di concentrazione delle emissioni di cui si chiede l'autorizzazione.

QUADRO RIASSUNTIVO DELLE EMISSIONI												
Stabilimento CO.VAL.P.A. ABRUZZO soc. coo. Agricola, Borgo Strada 14, Celano (AQ)												
Punto di emissione e numero	Provenienza	Portata Fumi secchi (rif. 10%O2)	Durata (h/d)	Frequenza (n/d)	Temperatura (°C)	Tipo di sostanza inquinante	Concentrazione dell'inquinante in emissione [mg/mc a 0°C e 0,101 Mpa]	Flusso di massa (g/h)	Altezza punto di emissione dal suolo (m)	Diametro o lati sezione [m o mxm]	Tipo di impianto di abbattimento (*)	Tenore di ossigeno (%)
E1A	Caldaia a gas metano 1	4.000	24	continua	200	CO	100	0,40	12	0,70	*****	3
						NOX	150	0,60	12	0,70	*****	3
E1B	Caldaia a gas metano 1	4.000	24	continua	200	CO	100	0,40	12	0,70	*****	3
						NOX	150	0,60	12	0,70	*****	3
E2	Impianto friggitrice	2.000	24	1,00	80/90	Polveri totali	60	0,12	11,73	0,50	*****	*****
E3	Caldaia ad olio diatermico	2.980	24	continua	180	CO	100	0,29	10,00	0,196	*****	3
						NOX	150	0,45				
E 18	Camino di scarico motore 1	4.675	24 h/d	ordinario e continuo	120 °C	NOX	94	NOX =804	12	0,40	catalizzatore	15
						CO	113	CO = 964				
	bypass	4.675	1 h/d	straordinario	378 °C	Polveri totali	4	P= 32				
E 19	Camino di scarico motore 2	4.675	24 h/d	ordinario e continuo	120 °C	NOX	94	NOX =804	12	0,4	catalizzatore	15
						CO	113	CO = 964				
	bypass	4.675	1 h/d	straordinario	378 °C	Polveri totali	4	P= 32				

Caratteristiche emissive della sorgente E18 (analoga alla sorgente E19)

Nota Bene: Tenore O2 Effettivo 9% circa (+/-0,2%) - Polveri garantite max 10 mg/Nmc 5%O2 e max 7 mg/Nmc 10%O2

v.a. = valore atteso

7 CRONOPROGRAMMA E MODALITA' DI COSTRUZIONE DELL'IMPIANTO

Di seguito sono descritte le fasi e modalità di esecuzione dell'installazione dell'impianto di cogenerazione.

Si ipotizza la durata dell'iter di autorizzazione pari a 180 gg.

La fase di costruzione in officina dell'impianto avrà durata di circa 3 mesi

Per realizzare l'impianto presso COVALPA. Soc. Coop. Agricola sono necessari circa 5 mesi, seguiti dalla fase di commissioning, della durata di circa 1 mese.

La fase di costruzione, esclusa la preventiva realizzazione del basamento, si sviluppa in:

- la posa di tutte le tubazioni necessarie alla connessione dell'impianto CHP alle reti di stabilimento (rete gas, cavo elettrico MT, tubazioni di mandata e di ritorno di acqua calda), nonché la carpenteria di sostegno, o fissaggio, delle tubazioni;
- l'installazione del cabinato e delle componenti di impianto (motore, generatore, scambiatori di recupero, impianto trattamento fumi, camino, trasformatore elevatore);
- il raccordo e il collegamento dell'impianto CHP alle linee di interconnessione con lo stabilimento COVALPA

8 PIANO DI DISMISSIONE E MESSA IN PRISTINO DELL'AREA

8.1 Piano di dismissione impianto esistente

Facendo riferimento alla prescrizione presente nelle autorizzazioni vigenti COVALPA Abruzzo in questa fase di autorizzazione del nuovo impianto di cogenerazione correda la richiesta con il piano per la rimessa in ripristino del sito con oneri a carico dell'esercente.

L'intervento di rimessa in pristino del sito, descritto nell'elaborato DF_5022_G_RT_01_piano_dismissione_esistente" a cui si rimanda per il maggior dettaglio, prevede la rimozione dei cabinati, lo smontaggio dei soppalchi metallici e la rimozione degli impianti.

8.2 Piano di dismissione messa in pristino dei luoghi – nuovo impianto di progetto

Si prevede l'esercizio dell'impianto di cogenerazione per una vita utile di circa 15-20 anni, trascorsi i quali si dovrà prevedere ad un significativo revamping delle macchine.

All'atto della cessazione definitiva dell'attività, o allo scadere della vita utile dell'impianto, si prevede la dismissione o la vendita dei principali componenti dell'impianto e il sito su cui insiste l'installazione verrà ripristinato, se necessario, ai sensi della normativa vigente in materia di bonifiche e ripristino ambientale dell'area per una diversificazione dell'attività.

Si rimanda all'allegato "DF_5022_G_RT_02_piano_dismissione_nuovo" per un maggior dettaglio.

9 STIMA DEL VALORE DELL'OPERA

Il costo delle opere di progetto è stimato, con riferimento ad iniziative simili realizzate all'interno di stabilimento di analoghe caratteristiche, come segue:

Voce	Costo previsto opera (€)
Fornitura Impianto Cogenerazione in Container	2.800.000,00
Allacciamenti meccanici	
Allacciamenti Elettrici	
Rack Sostegno Tubazioni	
Opere civili/edili	
Costi Sicurezza	60.000,00
TOTALE	**2.860.000,00**

10 CONCLUSIONI

La Associazione CO.VAL.P.A. Abruzzo Società Cooperativa Agricola è titolare di uno stabilimento di lavorazione prodotti ortofrutticoli con sede legale in Comune di Celano (AQ), Via Strada Provinciale 19 Ultrafucense.

L'intervento di progetto prevede la costruzione di un nuovo impianto di cogenerazione ad alto rendimento, alimentato a gas metano di rete, avente le potenzialità di seguito riepilogate:

- Potenza elettrica nominale: 2.404 KWel
- Potenza termica utile nominale: 2.478 KWt

L'impianto di cogenerazione produrrà energia elettrica e calore sottoforma di vapore e acqua calda che saranno autoconsumati in stabilimento.

Dall'analisi dei vincoli ambientali e territoriali svolta si ritiene che l'intervento sia pienamente compatibile con il quadro programmatico.

Ing. David Negrini

EGE Certificato n. 17-04767

