

MA.GE.MA

SOC AGR. COOP.

Sede Legale: via Bevano n. 3

Castiglione di Ravenna

P.IVA 01153060395

**NUOVO IMPIANTO DI COGENERAZIONE
AD ALTO RENDIMENTO ALL'INTERNO
DELL'AREA DELLO STABILIMENTO PER
MACELLAZIONE E LAVORAZIONE CARNI -
MA.GE.MA SOC AGR. COOP. UBICATO IN VIA
BEVANO N. 3 -48125 CASTIGLIONE DI
RAVENNA (RA)**

**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

@ - davidnegrini2@gmail.com

DAVID NEGRINI
INGEGNERE
L. 12/08/03

Data:

LUGLIO 2021

Scala:

Revisioni:

REV.	DESCRIZIONE	DATA
00	EMISSIONE	LUGLIO 2021

Indice

1	Premessa.....	6
1.1	Dati identificativi della società proponente.....	6
1.2	Localizzazione dell'impianto e sede legale.....	7
1.3	Legale rappresentante e referente.....	8
2	PRINCIPALI RIFERIMENTI NORMATIVI.....	9
3	INQUADRAMENTO URBANISTICO E TERRITORIALE.....	11
3.1	Inquadramento urbano.....	11
3.2	Accessibilità al sito.....	11
3.3	Inquadramento del sito di intervento in relazione al piano territoriale di coordinamento provinciale (PTCP).....	12
3.3.1	Coerenza del progetto con il PTCP, stralcio Tav 1 (unità di paesaggio).....	12
3.3.2	Coerenza del progetto con il PTCP, stralcio Tav 2-18 (tutela dei sistemi ambientali e delle risorse naturali e storico -culturali).....	14
3.3.3	Coerenza del progetto con il PTCP, stralcio Tav 3 e Tav 3-18 (tutela delle risorse idriche superficiali e sotterranee).....	16
3.3.4	Coerenza del progetto con il PTCP, stralcio Tav 4-18 (aree non idonee alla localizzazione di impianti per la gestione dei rifiuti).....	19
3.3.5	Coerenza del progetto con il PTCP, stralcio Tav 5 (assetto strategico della mobilità, poli funzionali, ambiti produttivi di rilievo sovra comunale, articolazione del territorio rurale).....	21
3.3.6	Coerenza del progetto con il PTCP – Stralcio Tav 6 “progetto reti ecologiche in provincia di Ravenna”.....	24
3.4	Inquadramento del sito di intervento in relazione al REGOLAMENTO URBANISTICO EDILIZIO (RUE).....	28
3.4.1	Coerenza del progetto con il RUE 10.1 – Overlay vincoli paesaggistici vigenti ai sensi del Codice dei beni culturali e del paesaggio art. 136 e art. 142.....	29
3.4.2	Coerenza del progetto con il RUE 10.2 – Overlay vincoli ambientali vigenti.....	30
3.4.3	Coerenza del progetto con il RUE 10.3.1 – Overlay sintesi del PTCP: Tutela dei sistemi	

ambientali e delle risorse naturali e storico – culturali.....	31
3.4.4 Coerenza del progetto con il RUE 10.3.2 – Overlay sintesi del PTCP: dossi, paleodossi e sistemi dunosi.....	32
3.4.5 Coerenza del progetto con il RUE 10.3.3 – Overlay sintesi del PTCP: Piano Provinciale di gestione dei Rifiuti (PPGR) e Piano Regionale di Tutela delle Acque (PRTA).....	33
3.4.6 Coerenza del progetto con il RUE 10.4 – Overlay Piani Stralcio di Bacino – Rischio idrogeologico.....	34
3.4.7 Coerenza del progetto con il RUE 10.4.1 – Overlay direttiva verifiche idrauliche e accorgimenti tecnici – Piani Stralcio Bacino Fiumi Romagnoli.....	36
3.4.8 Coerenza del progetto con il RUE 10.5 – Overlay canali rete scolante – Consorzio di Bonifica.....	37
3.5 Inquadramento del sito di intervento in relazione al Piano Aria Integrato Regionale (PAIR 2020)	37
3.6 Vincoli.....	38
4 STATO DI FATTO E MOTIVAZIONI DEL PROGETTO.....	39
4.1 Localizzazione.....	39
4.2 Parametri climatici.....	40
4.3 Caratteristiche del gas metano di rete.....	40
4.4 Caratteristiche della rete elettrica.....	40
4.5 Cabina elettrica esistente.....	40
4.6 Centrale termica esistente.....	40
4.9 Impianto di cogenerazione esistente da dismettere.....	40
5 DESCRIZIONE DEL NUOVO IMPIANTO.....	41
5.1 Modulo CHP.....	43
5.1.1 Cabinati.....	43
5.1.2 Motore.....	44
5.1.3 Generatore elettrico.....	47
5.1.4 Alimentazione gas naturale.....	48

5.1.5	Scambiatore Fumi/Acqua calda.....	48
5.1.6	Contenimento emissioni inquinanti.....	49
5.1.7	Circuito olio motore.....	50
5.1.8	Circuito chiuso acqua di raffreddamento.....	50
5.1.9	Circuito acqua calda.....	51
5.1.10	Apparecchiature e opere elettriche.....	51
5.1.11	Strumentazione.....	51
5.1.12	Sistema di supervisione.....	52
5.1.13	Linea gas all'esterno del modulo CHP.....	52
5.1.14	Connessioni idrauliche tra nuovo CHP e stabilimento.....	52
5.1.15	Trasformatori elettrici.....	53
5.1.16	Interconnessioni elettriche.....	53
5.2	Opere civili.....	54
5.2.1	Fondazioni e opere varie.....	54
5.2.2	Reti di scarico.....	54
5.3	Dotazioni antincendio.....	54
6	PRESTAZIONI DELL'IMPIANTO.....	55
6.1	Funzionamento dell'impianto.....	55
6.2	Combustibile.....	55
6.3	Consumo di materie prime.....	55
6.4	Bilancio energetico.....	55
6.5	Volumi energetici stabilimento e nuovo impianto di cogenerazione.....	56
6.5.1	Calcolo del PES.....	57
6.6	Consumo idrico.....	59
6.7	Emissioni in atmosfera.....	59
6.8	Emissioni Acustiche.....	60
6.9	Scarichi liquidi.....	60

6.10 Rifiuti.....	61
7 CRONOPROGRAMMA E MODALITA' DI COSTRUZIONE DELL'IMPIANTO.....	62
8 PIANO DI DISMISSIONE E MESSA IN PRISTINO DELL'AREA.....	63
8.1 Piano di dismissione impianto esistente.....	63
8.2 Piano di dismissione messa in pristino dei luoghi – nuovo impianto di progetto.....	63
9 STIMA DEL VALORE DELL'OPERA.....	64
10 CONCLUSIONI.....	65

1 PREMESSA

La MA.GE.MA Società Agricola Cooperativa ha sede legale in Castiglione di Ravenna (RA) Via Bevano n° 3 con CF e PI 01153060395.

MA.GE.MA. è titolare di uno stabilimento di macellazione e lavorazione carni ubicato in via Bevano 3. 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, MA.GE.MA necessita d'installare un nuovo impianto di cogenerazione ad alto rendimento per la fornitura di energia elettrica e calore, sotto forma di acqua calda.

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**

MA.GE.MA Società Agricola Cooperativa ha sede legale in Castiglione di Ravenna (RA) Via Bevano n° 3 con CF e PI 01153060395.

Lo stabilimento gestito dalla società MA.GE.MA. s.c.a. è ubicato in Castiglione di Ravenna in via Bevano 3 ed occupa una superficie di 48.850 mq (dei quali 19.500 mq sono coperti), impiega circa 500 dipendenti ed ha un fatturato relativo all'anno 2019 che supera i 165 milioni di euro.

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

La Società cooperativa MA.GE.MA svolge attività di macellazione e sezionamento di suini, preparazione e deposito di carni confezionate e sfuse.

L'Azienda è assoggettata alla disciplina del D.Lgs. 152/06 e s.m.i. in quanto si configura come attività compresa ai punti 6.4 lettera a) e 6.4 lettera b) dell'Allegato VIII, alla Parte II, Titolo III bis, del medesimo decreto:

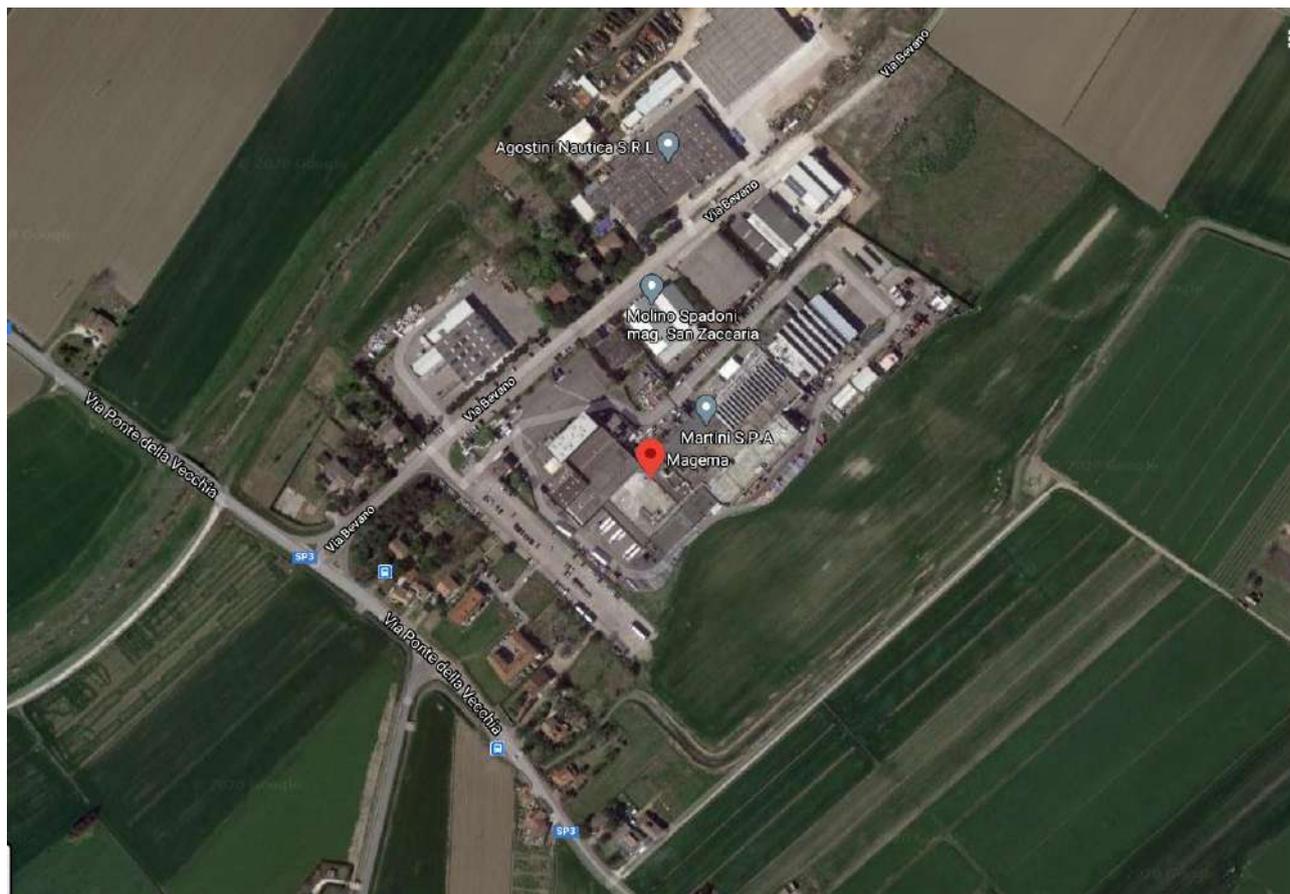
- “Funzionamento di macelli aventi una capacità di produzione di carcasse di oltre 50 Mg al giorno”;
- “Trattamento e trasformazione, diversi dal semplice imballo, di solo materie prime animali (diverse dal semplice latte), sia trasformate in precedenza, sia non trasformate destinate alla fabbricazione di prodotti alimentari o mangimi, con una capacità di produzione di prodotti finiti di oltre 75Mg al giorno”.

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

- due 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 MA.GE.MA.:veduta aerea



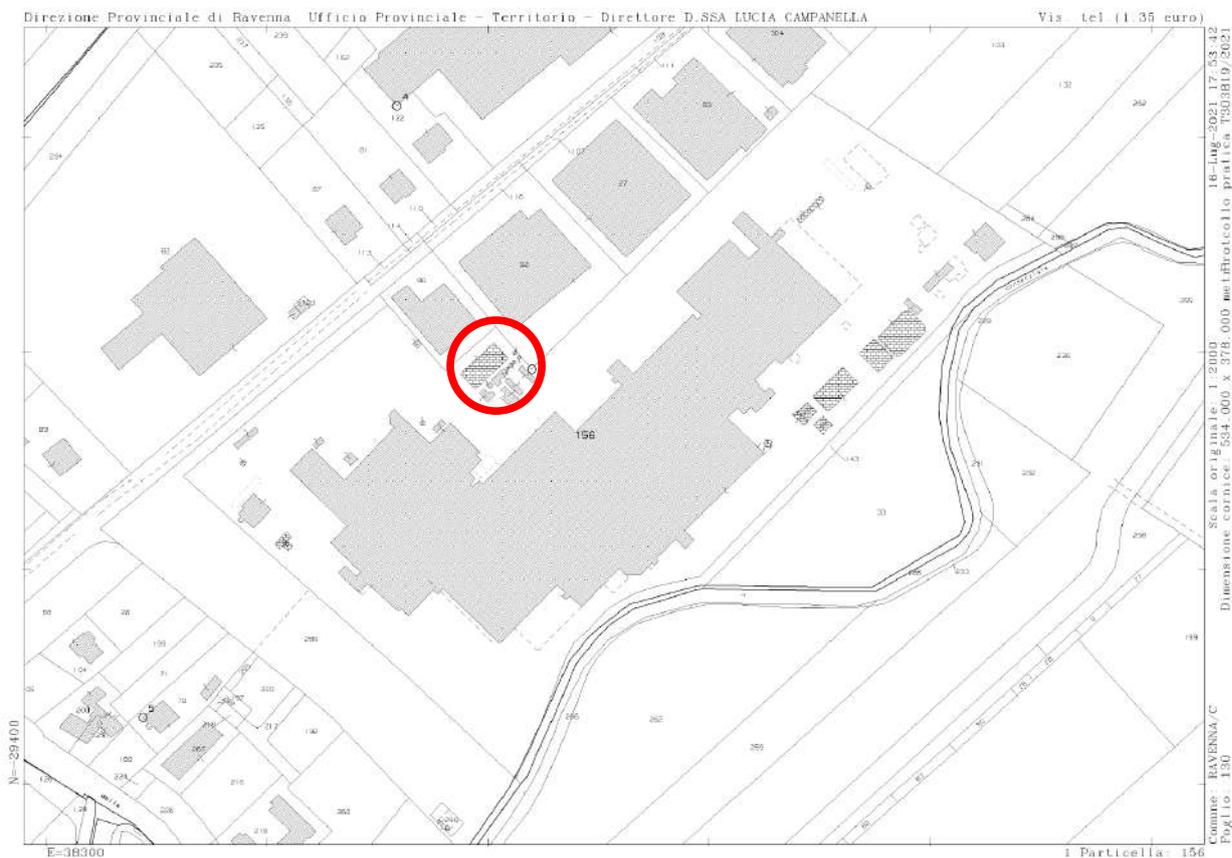
Lo scopo della cooperativa, in quanto cooperativa agricola, è quello di disporre la raccolta, manipolazione, conservazione, trasformazione, commercializzazione e valorizzazione di prodotti zootecnici provenienti prevalentemente dalla conduzione di allevamenti propri e dei soci.

1.2 Localizzazione dell'impianto e sede legale

MA.GE.MA. Società Agricola Cooperativa ha sede legale e stabilimento produttivo in Comune di Ravenna, località Castiglione di Ravenna (RA) 48125, in via Bevano, n. 3.

Lo stabilimento è censito al Nuovo Catasto Fabbricati alla sezione di Savio, foglio 130, Mappale 156.

Figura 2. Stralcio planimetria catastale



1.3 Legale rappresentante e referente

Il legale rappresentante è il Dott. Umberto Re C.F. REXMRT61M22A561G nato a Montecatini Terme (PT) il 22/08/2061 e domiciliato a Bellaria Igea Marina in Via Acerbi G. n° 31/G (u.re@martinigruppo.com).

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 11 dicembre 2018, n. 982 recante “*Disciplina delle attività ad inquinamento scarsamente rilevante ai sensi dell’art. 272, comma 1 del dlgs 152/06 <<Norme in materia ambientale>> collocate sul territorio regionale*”
- DGR 11 dicembre 2018, n. 983 recante “*Disciplina delle attività cosiddette in Deroga ai sensi dell’art. 272, commi 2 e 3 del Dlgs 152/06 <<Norme in materia ambientale>> sul territorio regionale e ulteriori disposizioni in materia di emissioni in atmosfera*”.

L’impianto di progetto è un impianto di cogenerazione ad alto rendimento di potenza elettrica nominale pari a 2.539 kW_{el} e di potenza termica recuperabile nominale pari a 2.601 kW_t.

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 MW_e ed inferiore a 10 MW_e”.

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.

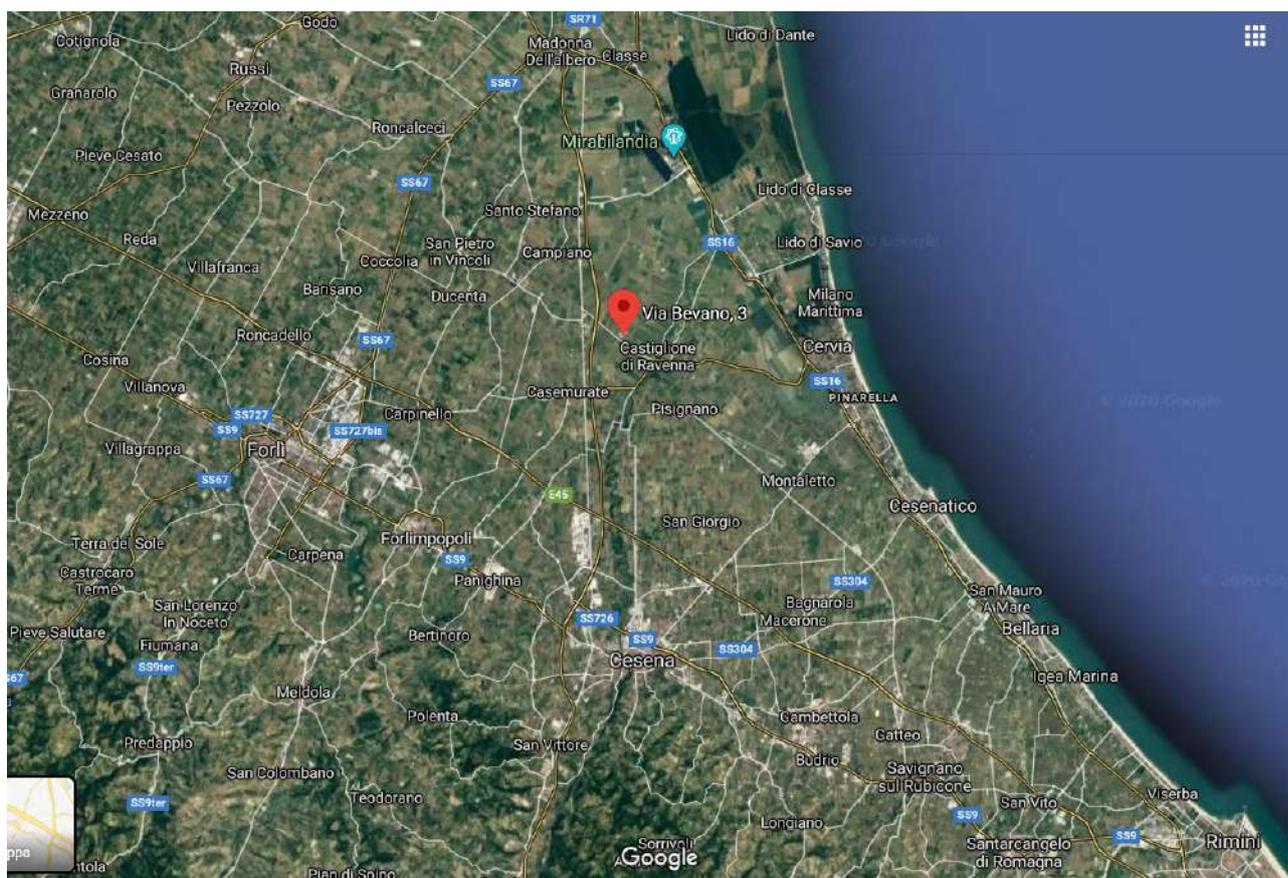
Ai fini della normativa in materia di emissioni in atmosfera l'impianto è classificato ai sensi dell'Art. 268 D.lgs. 152/06 e s.m.i. come nuovo **medio** impianto di combustione.

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 E45 che a sua volta è strettamente connessa con l'Autostrada A14.

Il collegamento tra il sito e la E45 avviene tramite la SP 254, la SP 3 ed infine Via Bevano.

Di seguito si riportano degli estratti di google maps che evidenziano la posizione dello stabilimento ed i percorsi stradali per raggiungerlo.

Figura 4: Percorsi stradali per raggiungere il sito



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 di Ravenna 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 1 (unità di paesaggio)

Di seguito si riporta un estratto della Tav.1 “Unità di Paesaggio” del PTCP della Provincia di Ravenna, 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 appartiene alla Unità di Paesaggio N. 8 “Bonifica della Valle Standiana”.

Figura 5: PTCP – stralcio TAV 1 “Unità di Paesaggio”

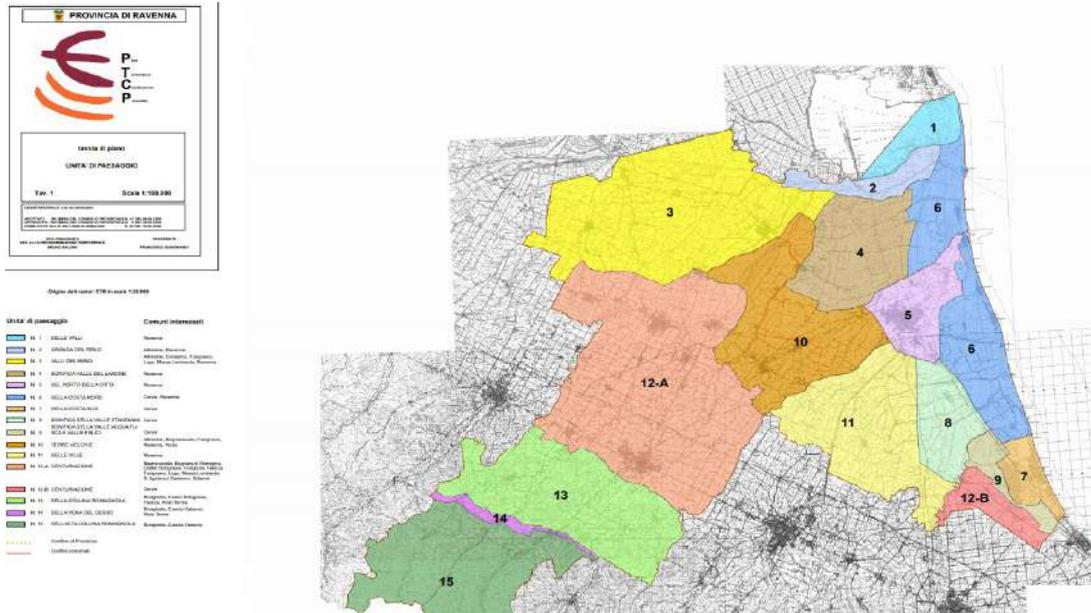
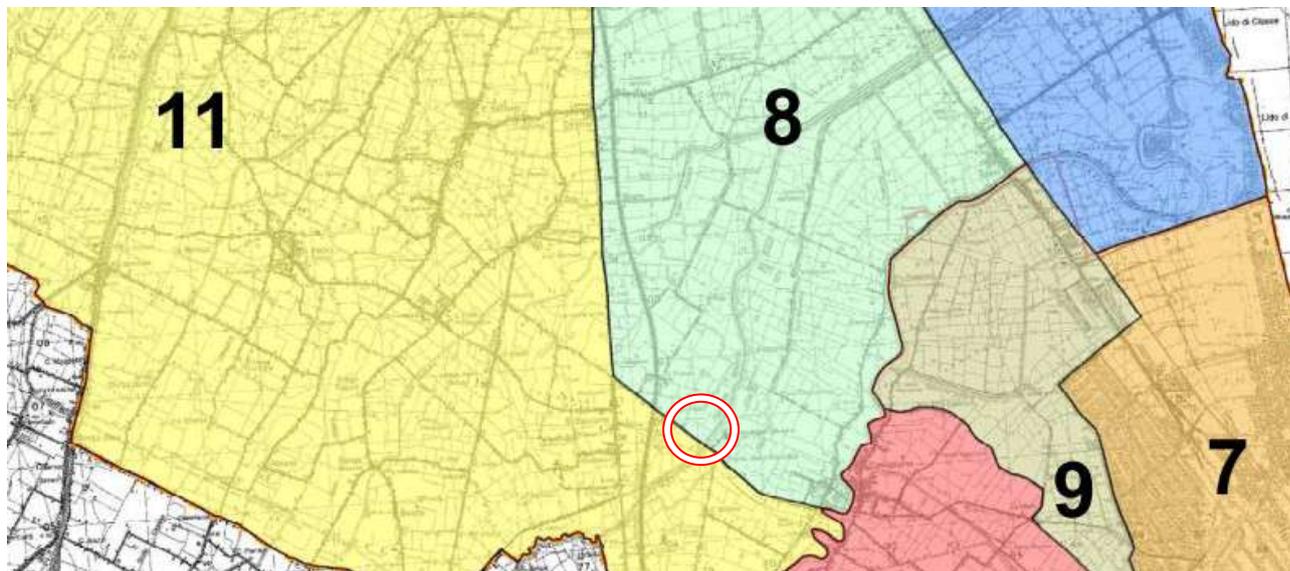


Figura 6. PTCP – stralcio TAV 1 “Unità di Paesaggio” - Legenda

Unità di paesaggio	Comuni interessati
N. 1 DELLE VALLI	Ravenna
N. 2 GRONDA DEL RENO	Alfonsine, Ravenna
N. 3 VALLI DEL RENO	Alfonsine, Conselice, Fusignano, Lugo, Massa Lombarda, Ravenna
N. 4 BONIFICA VALLE DEL LAMONE	Ravenna
N. 5 DEL PORTO DELLA CITTA'	Ravenna
N. 6 DELLA COSTA NORD	Cervia, Ravenna
N. 7 DELLA COSTA SUD	Cervia
N. 8 BONIFICA DELLA VALLE STANDIANA	Cervia
N. 9 BONIFICA DELLA VALLE ACQUAFUSCA E VALLE FELICI	Cervia
N. 10 TERRE VECCHIE	Alfonsine, Bagnacavallo, Fusignano, Ravenna, Russi
N. 11 DELLE VILLE	Ravenna
N. 12-A CENTURIAZIONE	Bagnacavallo, Bagnara di Romagna, Castel Bolognese, Cotignola, Faenza, Fusignano, Lugo, Massa Lombarda, S. Agata sul Santeramo, Solarolo
N. 12-B CENTURIAZIONE	Cervia
N. 13 DELLA COLLINA ROMAGNOLA	Brisighella, Castel Bolognese, Faenza, Riolo Terme
N. 14 DELLA VENA DEL GESSO	Brisighella, Casola Valsenio, Riolo Terme
N. 15 DELL'ALTA COLLINA ROMAGNOLA	Brisighella, Casola Valsenio
-----	Confine di Provincia
-----	Confini comunali

Figura 7. PTCP – stralcio TAV 1 “Unità di Paesaggio” – Dettaglio dell’area interessata dal progetto



3.3.2 Coerenza del progetto con il PTCP, stralcio Tav 2-18 (tutela dei sistemi ambientali e delle risorse naturali e storico -culturali)

Di seguito si riporta un estratto della Tav.2-18 “Tutela dei Sistemi Ambientali e delle Risorse Naturali e Storico-Culturali) del PTCP della Provincia di Ravenna, 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 appartiene all’ambito di tutela “Bonifiche” Art. 3.23. Dalle Norme di Attuazione all’Art. 3.23 “Zone di interesse storico-testimoniale – Terreni interessati da bonifiche storiche di pianura”, **si evidenzia, per il nostro interesse, il punto 3.(D) lett. c) “gli interventi di nuova edificazione devono essere coerenti con l’organizzazione territoriale e di norma costituire unità accorpate urbanisticamente con l’edificazione presistente”.**

Figura 8. PTCP – stralcio TAV 2.18 “Tutela dei Sistemi Ambientali e delle Risorse Naturali e Storico – culturali”

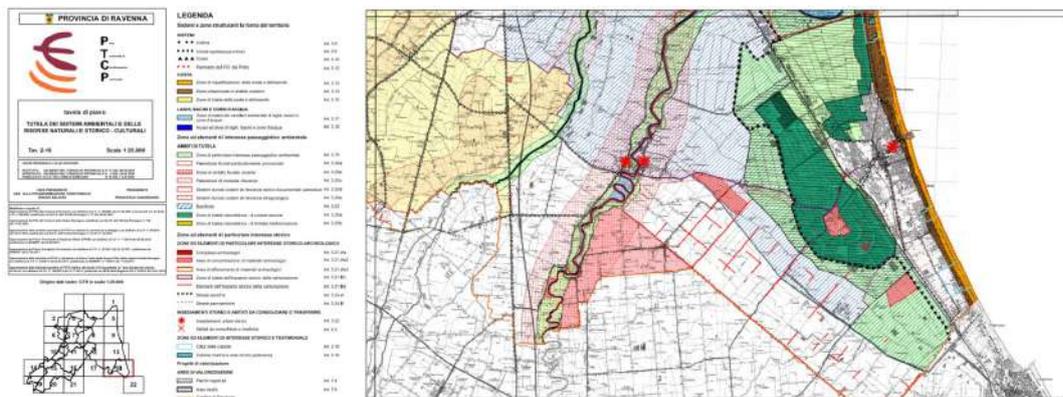
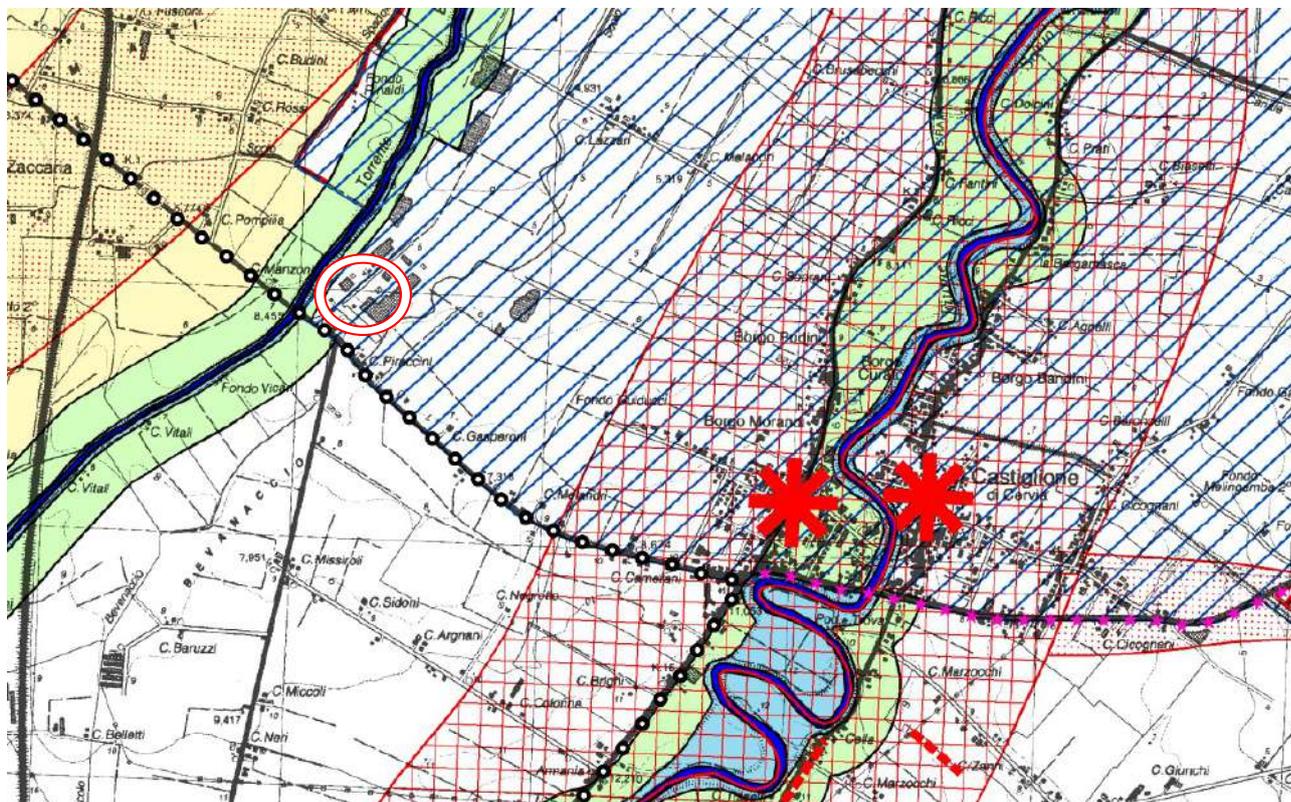


Figura 9. PTCP – stralcio TAV 2.18 “Tutela dei Sistemi Ambientali e delle Risorse Naturali e Storico – culturali” - Legenda



Figura 10. PTCP – stralcio TAV 2.18 “Tutela dei Sistemi Ambientali e delle Risorse Naturali e Storico – culturali” - Dettaglio dell’area interessata dal progetto.

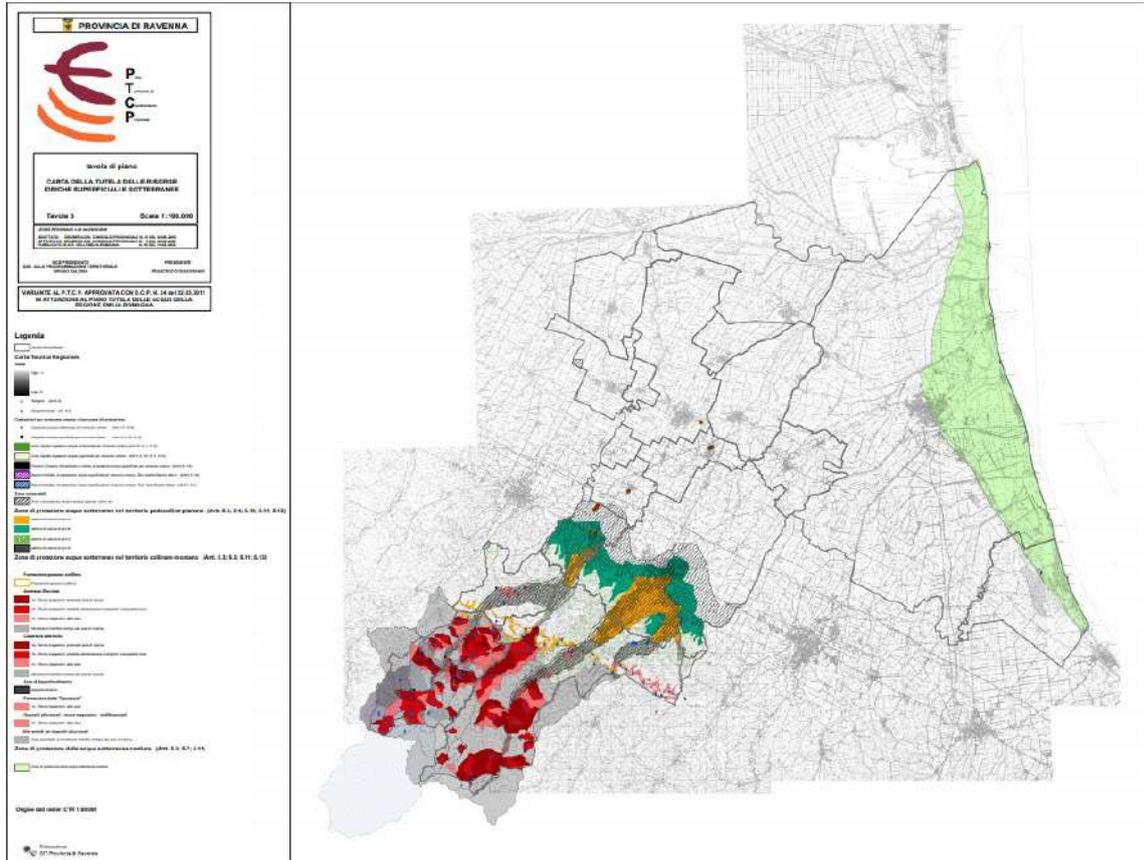


3.3.3 Coerenza del progetto con il PTCP, stralcio Tav 3 e Tav 3-18 (tutela delle risorse idriche superficiali e sotterranee)

Di seguito si riporta un estratto della Tavola 3 del PTCP della Provincia di Ravenna, 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 rientra tra le zone di tutela delle risorse idriche superficiali e sotterranee.**

Figura 11. PTCP – stralcio TAV 3 “Carta della Tutela delle Risorse Idriche Superficiali e Sotterranee”.



Di seguito si riporta un estratto della Tav.3-18 “Carta della Tutela delle Risorse Idriche Superficiali e Sotterranee” del PTCP della provincia di Ravenna

Figura 12. PTCP – stralcio TAV 3-18 “Carta della Tutela delle Risorse Idriche Superficiali e Sotterranee”.

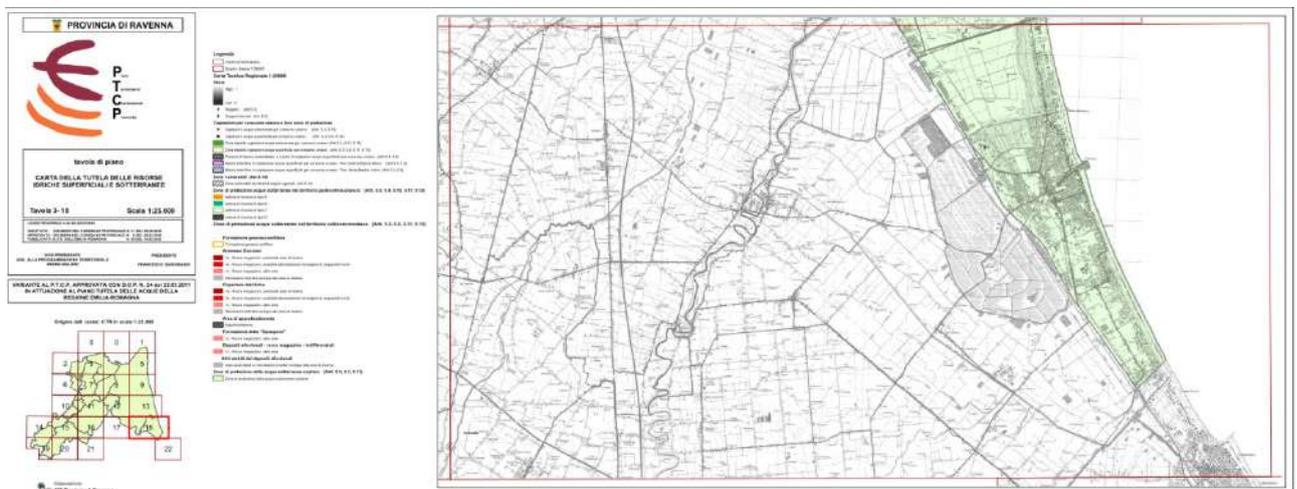


Figura 13. PTCP – stralcio TAV 3-18 “Carta della Tutela delle Risorse Idriche Superficiali e Sotterranee” – Legenda



Origine dati raster: CTR in scala 1:25.000

Figura 14. PTCP – stralcio TAV 3-18 “Carta della Tutela delle Risorse Idriche Superficiali e Sotterranee” – Dettaglio dell’area interessata dal progetto.



3.3.4 Coerenza del progetto con il PTCP, stralcio Tav 4-18 (aree non idonee alla localizzazione di impianti per la gestione dei rifiuti)

Di seguito si riporta un estratto della Tavola 4 “Carta identificativa delle aree non idonee alla localizzazione di impianti per la gestione dei rifiuti” e della Tavola 4-18 “Aree non idonee alla localizzazione di impianti per la gestione dei rifiuti - Variante al PTCP in attuazione al PRGR approvato con delibera N. 67 del 03.05.2016 – Approvata con delibera del consiglio provinciale n. 10 del 27.02.2019)” del PTCP della Provincia di Ravenna, 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 è un’area ad ammissibilità condizionata.**

Figura 15. PTCP – stralcio TAV 4 “Carta identificativa delle aree non idonee alla localizzazione di impianti per la gestione dei rifiuti”

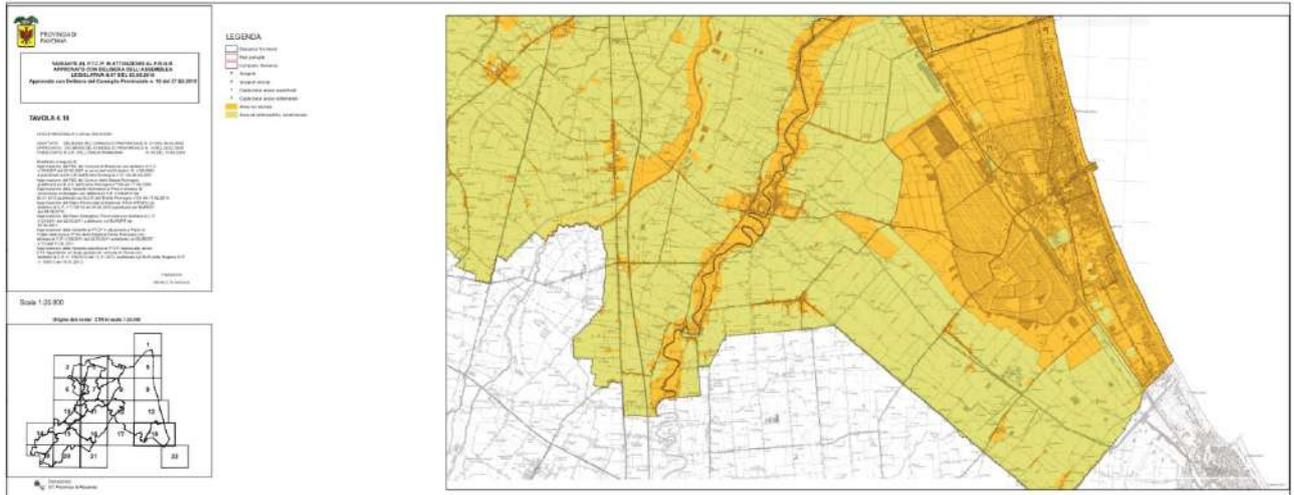


Figura 16. PTCP – stralcio TAV 4 “Carta identificativa delle aree non idonee alla localizzazione di impianti per la gestione dei rifiuti” -

Legenda

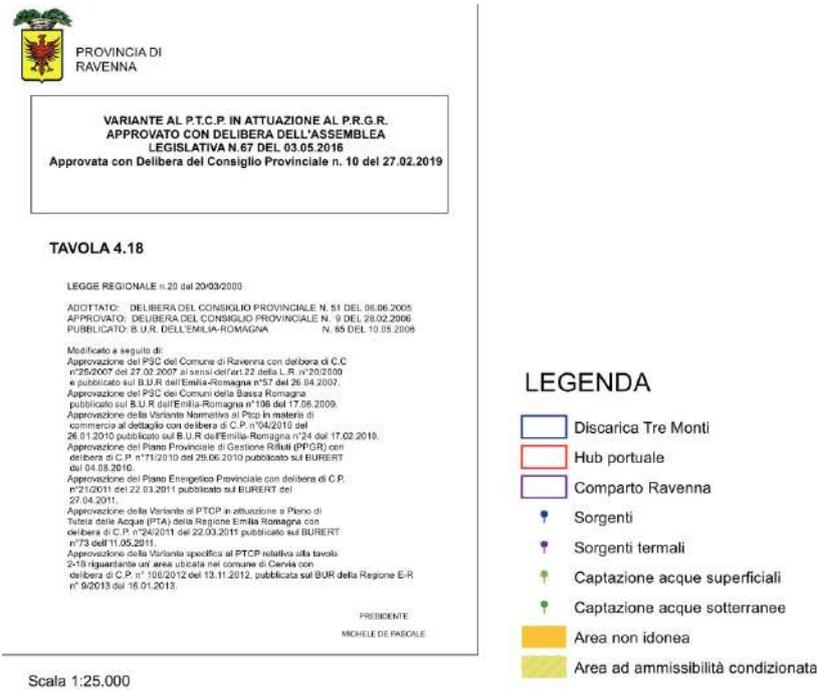


Figura 19. PTCP – stralcio TAV 5 “Assetto Strategico della mobilità, poli funzionali, ambiti produttivi di rilievo sovra comunale, articolazione del territorio rurale” – Legenda.

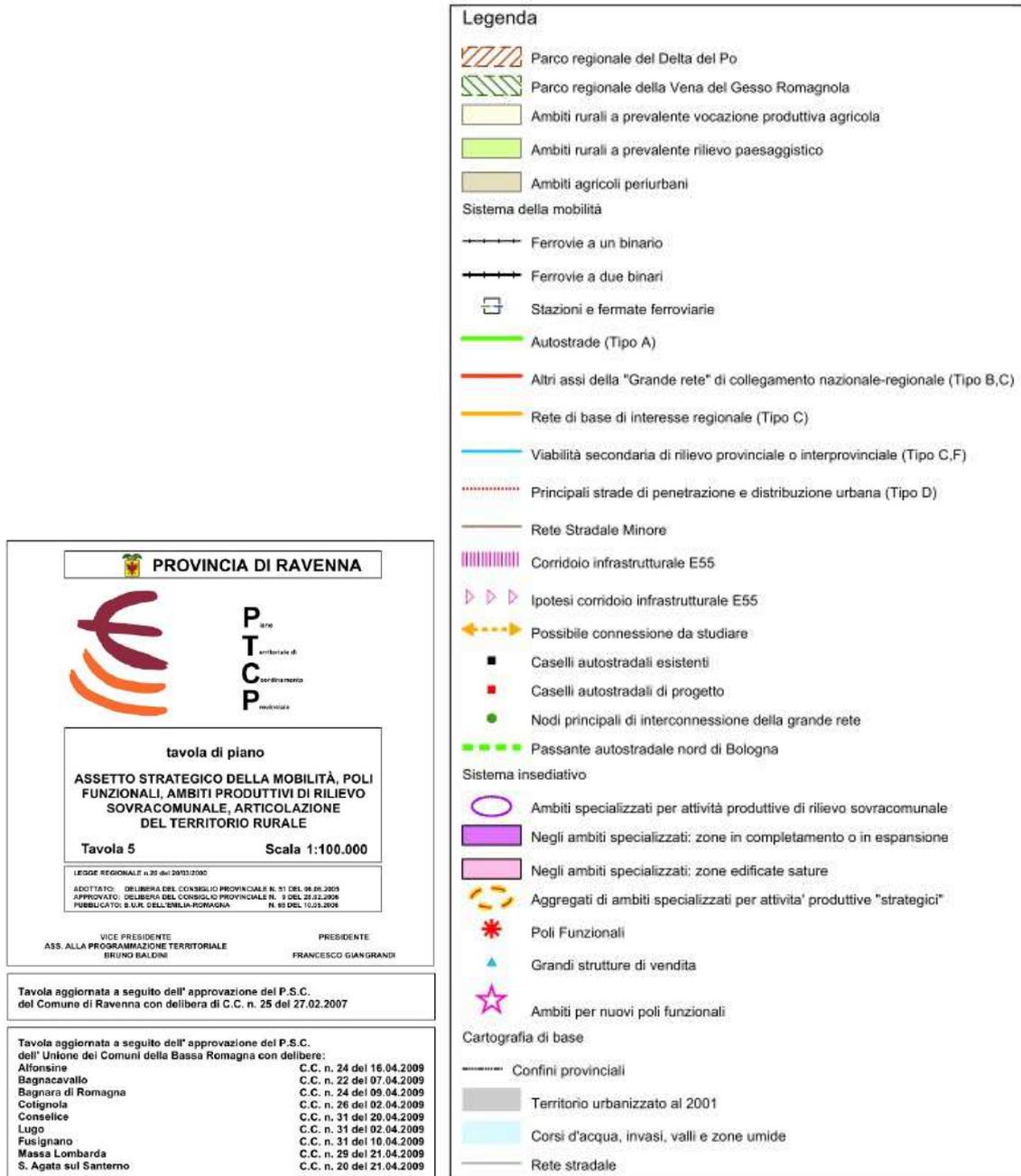
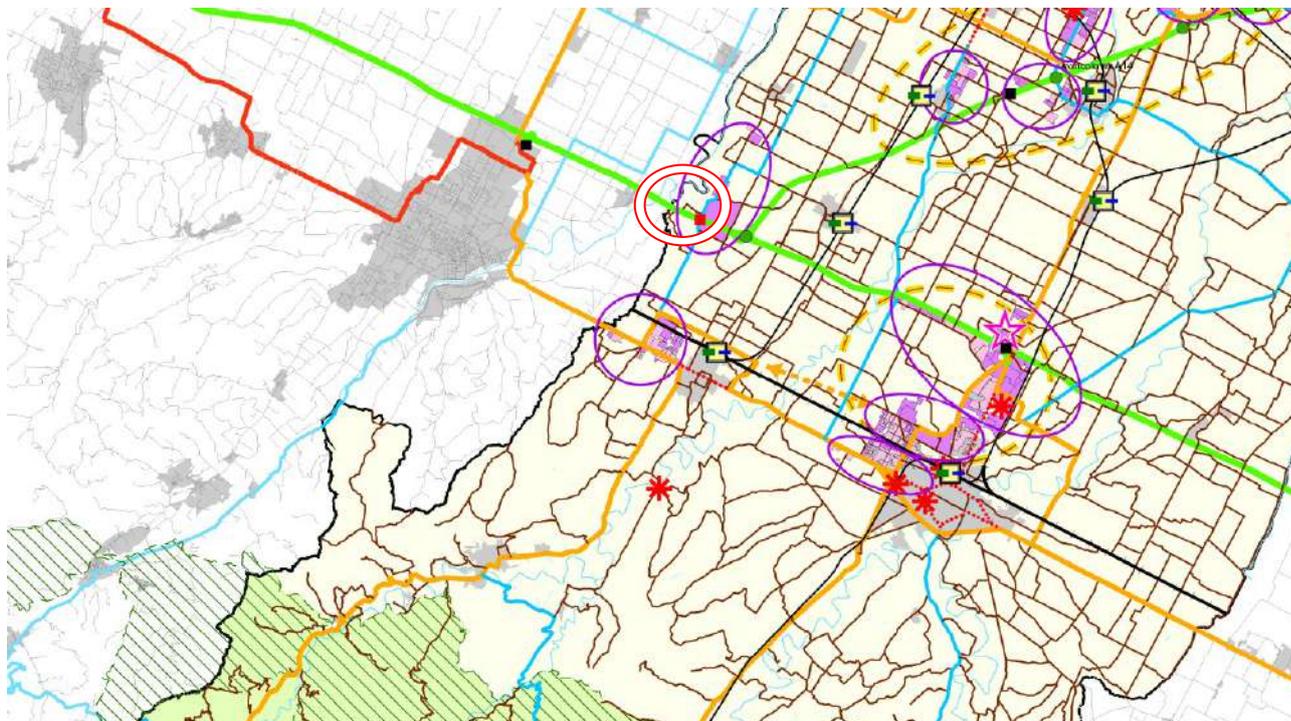


Figura 20. PTCP – stralcio TAV 5 “Assetto Strategico della mobilità, poli funzionali, ambiti produttivi di rilievo sovra comunale, articolazione del territorio rurale” – Dettaglio dell’area interessata dal progetto.



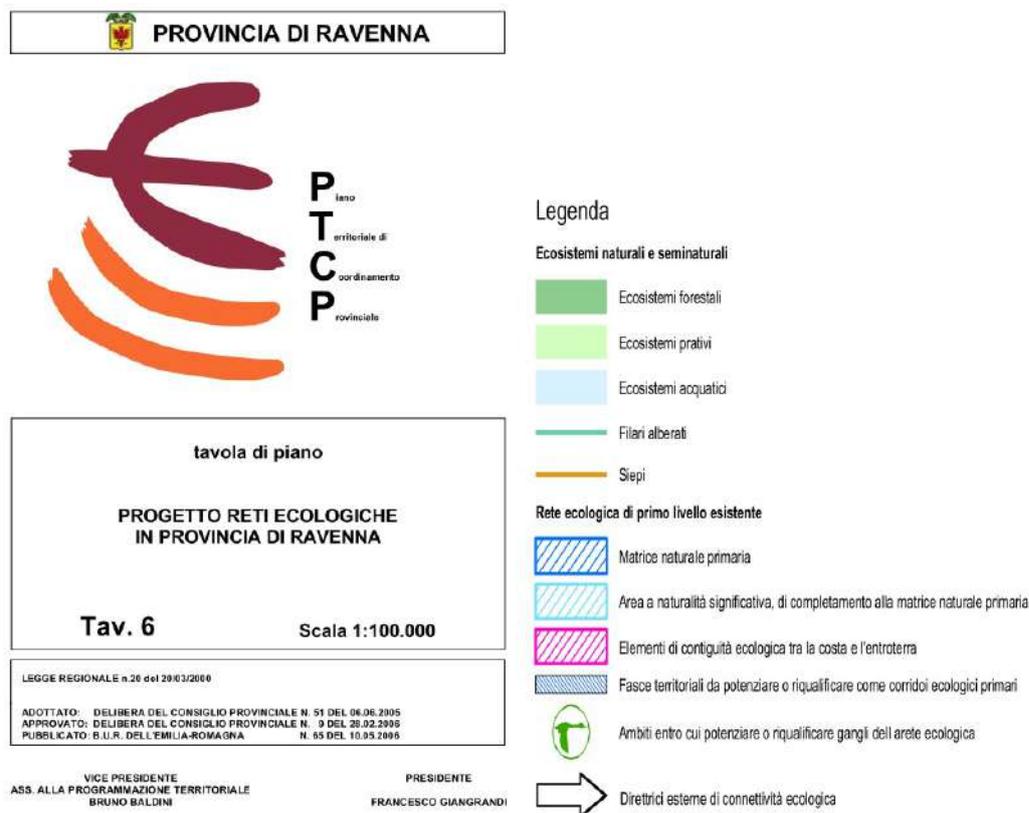
3.3.6 Coerenza del progetto con il PTCP – Stralcio Tav 6 “progetto reti ecologiche in provincia di Ravenna”

Di seguito si riporta un estratto della Tavola 6 “Progetto Reti Ecologiche in provincia di Ravenna” del PTCP della Provincia di Ravenna.

Di seguito si riporta la Tav.6 “Progetto Reti Ecologiche in provincia di Ravenna” del PTCP della Provincia di Ravenna.

Dall’esame della Tavola 6 si osserva che **l’area di interesse relativamente agli elementi antropici e punti di conflitto rientra tra gli ambiti specializzati per attività produttive.**

Figura 22. PTCP – stralcio TAV 6 “Progetti Reti Ecologiche in provincia di Ravenna” – Legenda.



Rete ecologica di primo livello di progetto

- Agroecosistemi a cui attribuire funzioni di riequilibrio ecologico
- Zone buffer
- Aree di riqualificazione mista ecologica-fruttiva
- Fasce territoriali entro cui realizzare corridoi ecologici primari
- Ambiti entro cui realizzare gangli della rete ecologica
- Ponti ecologici polivalenti da prevedere

Rete ecologica di secondo livello esistente

- Fasce territoriali da potenziare o riqualificare come corridoi ecologici complementari
- Ambiti entro cui potenziare o riqualificare gangli della rete ecologica
- Ambiti entro cui potenziare o riqualificare stepping stones

Rete ecologica di secondo livello di progetto

- Fasce territoriali entro cui realizzare corridoi ecologici complementari
- Ambiti entro cui realizzare gangli della rete ecologica
- Ambiti entro cui realizzare stepping stone

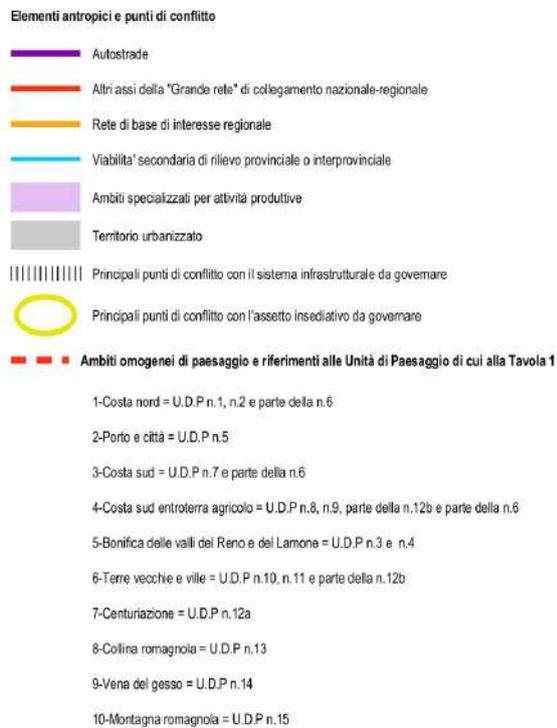
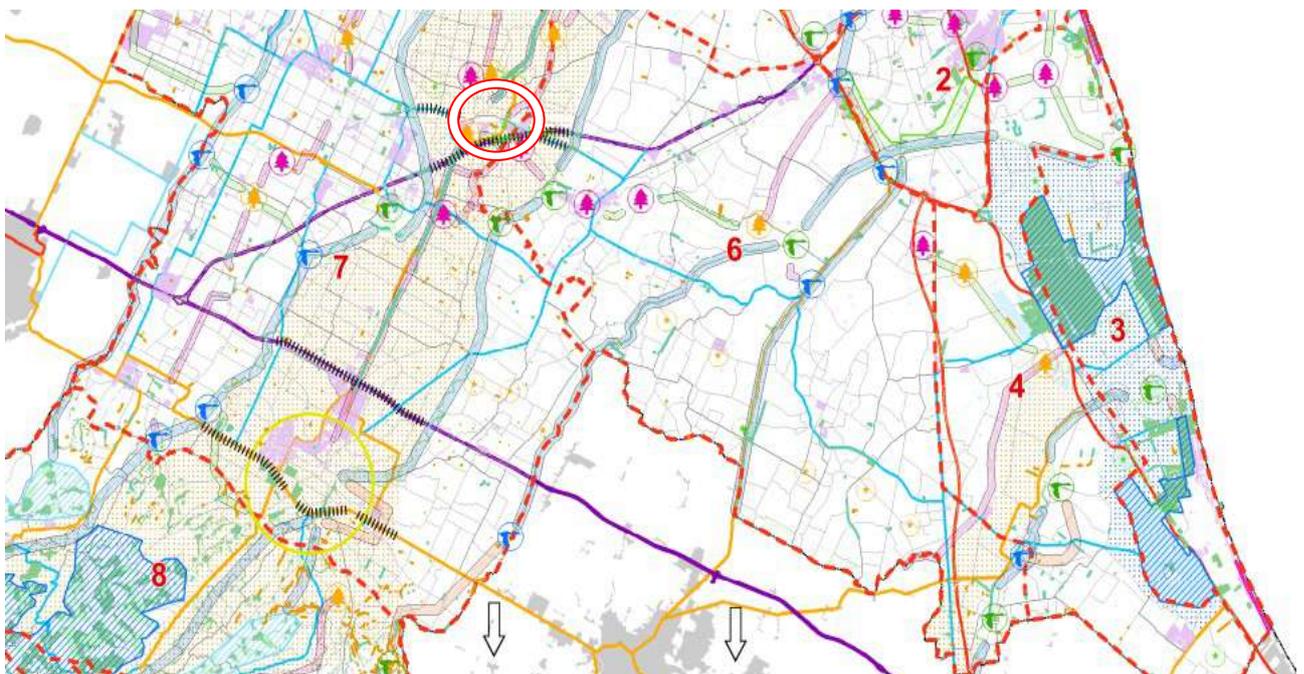


Figura 23. PTCP – stralcio TAV 6 “Progetti Reti Ecologiche in provincia di Ravenna” – Dettaglio dell’area interessata dal progetto.



3.4 Inquadramento del sito di intervento in relazione al REGOLAMENTO URBANISTICO EDILIZIO (RUE)

Nel presente paragrafo si esamina la coerenza degli interventi di progetto con il Regolamento Urbanistico ed edilizio (RUE) che contiene le norme attinenti alle attività di costruzione, di trasformazione fisica e funzionale e di conservazione delle opere edilizie, ivi comprese le norme igieniche di interesse edilizio, nonché la disciplina degli elementi architettonici e urbanistici, degli spazi verdi e degli altri elementi che caratterizzano l'ambiente urbano.

Viene in particolare preso in considerazione il RUE 10 Tavola dei Vincoli (suddiviso in overlay da 10.1 a 10.5) in cui sono analizzati i vincoli che precludono, limitano o condizionano l'uso o la trasformazione del territorio.

Le schede nel RUE sono raggruppate ed ordinate in base all'ordine dato agli overlay come di seguito riportato:

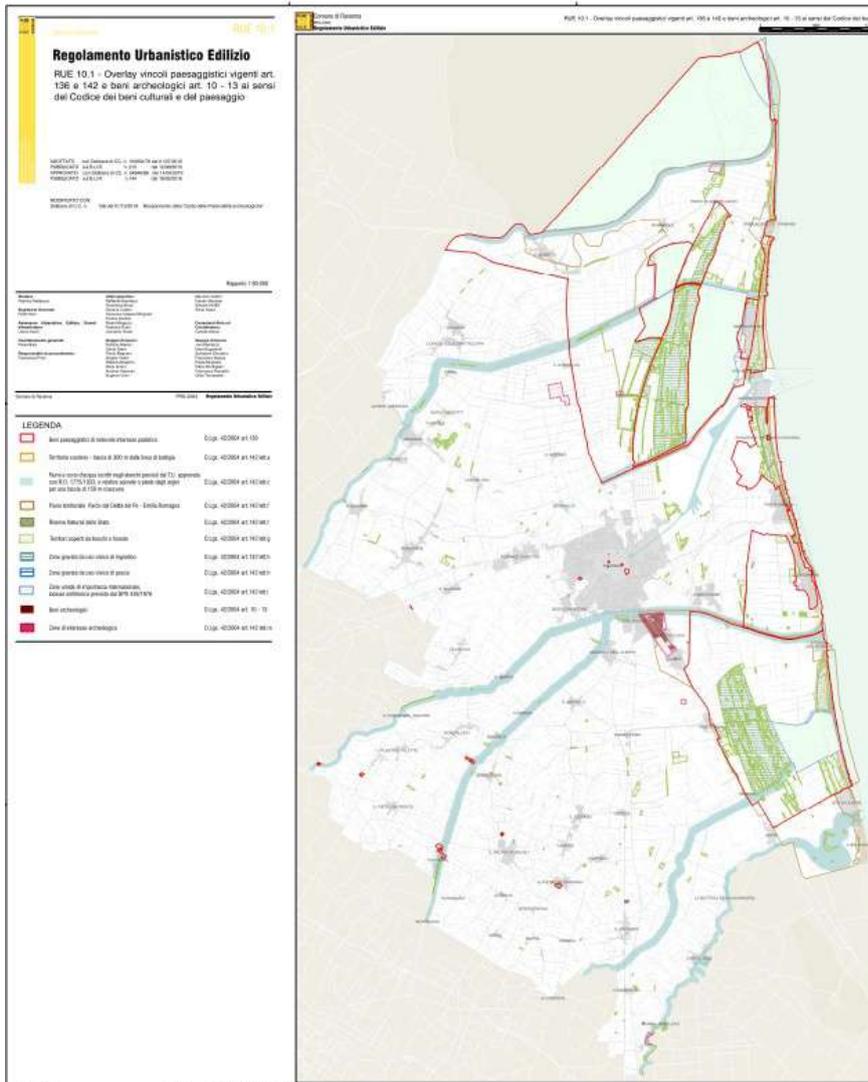
- RUE 10.1 – Overlay vincoli paesaggistici vigenti ai sensi del Codice dei beni culturali e del paesaggio art. 136 e art. 142
- RUE 10.2 – Overlay vincoli ambientali vigenti
- RUE 10.3 – Overlay vincoli PTCP
- RUE 10.3.1 – Overlay sintesi del PTCP: Tutela dei sistemi ambientali e delle risorse naturali e storico – culturali
- RUE 10.3.2 – Overlay sintesi del PTCP: dossi, paleodossi e sistemi dunosi
- RUE 10.3.3 – Overlay sintesi del PTCP: Piano Provinciale di gestione dei Rifiuti (PPGR) e Piano Regionale di Tutela delle Acque (PRTA)
- RUE 10.4 – Overlay Piani Stralcio di Bacino – Rischio idrogeologico
- RUE 10.4.1 – Overlay direttiva verifiche idrauliche e accorgimenti tecnici – Piani Stralcio Bacino Fiumi Romagnoli
- RUE 10.5 – Overlay canali rete scolante – Consorzio di Bonifica

Nei seguenti capitoli si riporta il posizionamento dell'area interessata dal progetto rispetto ai vincoli sopra elencati.

3.4.1 Coerenza del progetto con il RUE 10.1 – Overlay vincoli paesaggistici vigenti ai sensi del Codice dei beni culturali e del paesaggio art. 136 e art. 142

L'area interessata dal progetto non rientra in aree di vincolo paesaggistico.

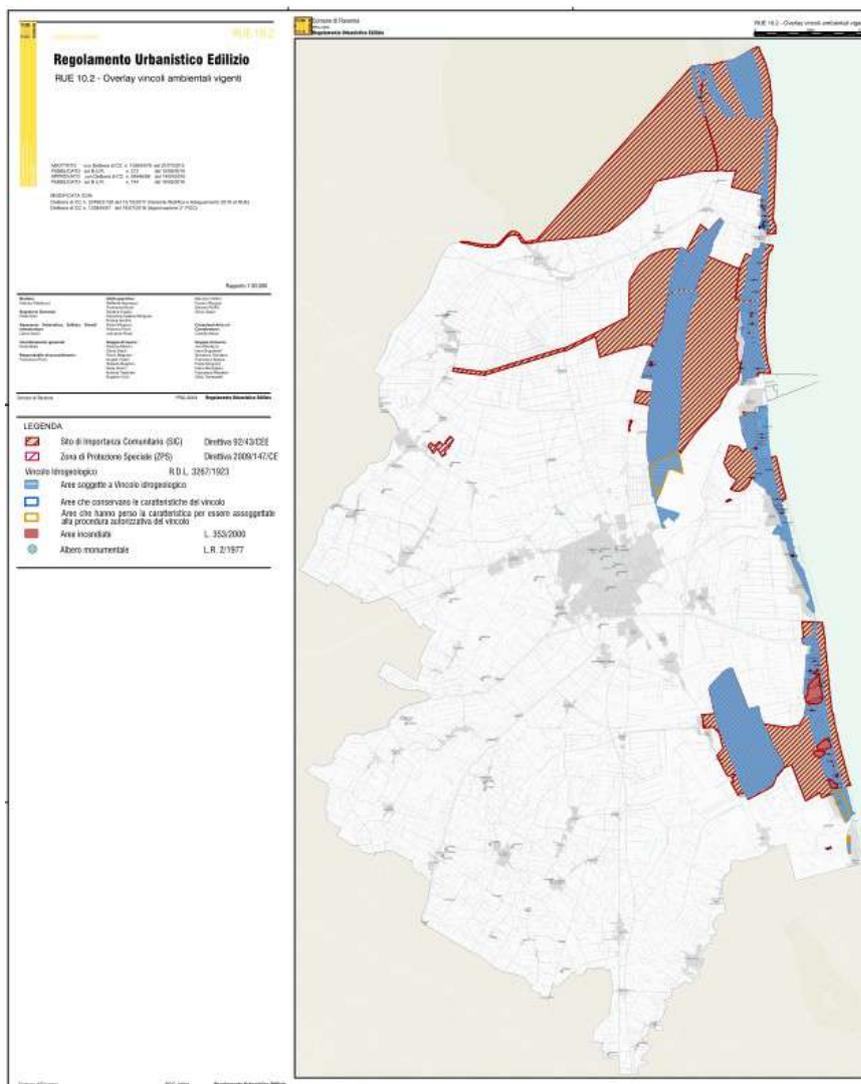
Figura 24 RUE 10.1 Overlay



3.4.2 Coerenza del progetto con il RUE 10.2 – Overlay vincoli ambientali vigenti

Nella superficie territoriale del lotto interessato dall'intervento e nell'area di studio analizzata **non sono presenti vincoli naturalistici in relazione ai siti di importanza comunitaria ed alle zone di protezione speciale individuati per la conservazione degli habitat naturali e seminaturali, nonché della flora e della fauna selvatiche, ai sensi della Direttiva 92/43/CEE ed della Direttiva 79/409/CEE.**

Figura 25. RUE 10.2 Overlay



3.4.4 Coerenza del progetto con il RUE 10.3.2 – Overlay sintesi del PTCP: dossi, paleodossi e sistemi dunosi

L'area interessata dal progetto non rientra tra quelle per cui si riportano i vincoli di questa sezione del RUE.

Figura 27. RUE 10.3.3 Overlay



3.4.6 Coerenza del progetto con il RUE 10.4 – Overlay Piani Stralcio di Bacino – Rischio idrogeologico

In questa sezione si riporta che l'area interessata dal progetto risulta **un'area di potenziale allagamento**. Si riporta di seguito l'estratto del RUE che evidenzia tali aree.

Figura 29. RUE 10.4 Overlay

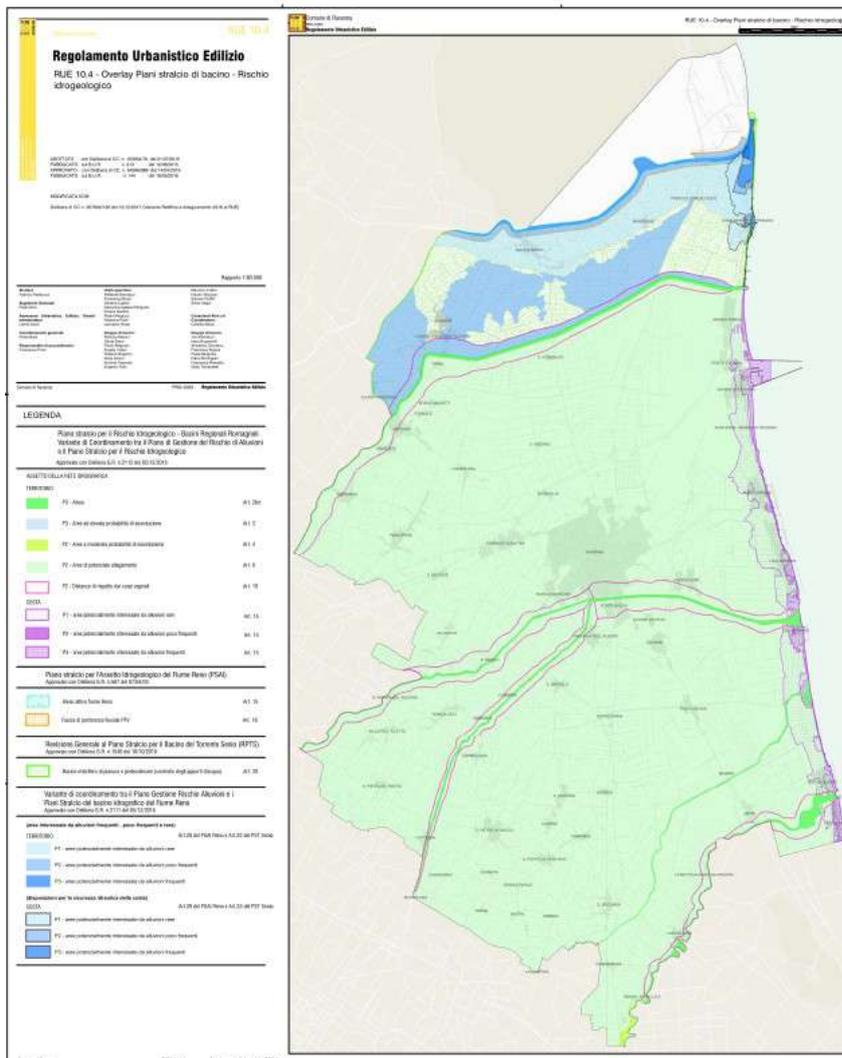
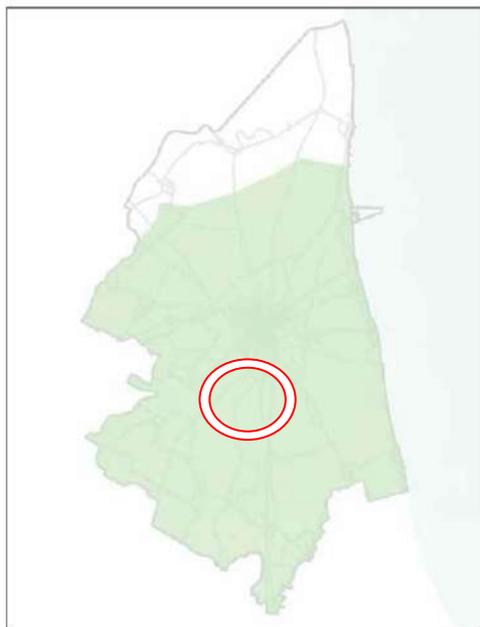


Figura 30. Aree di potenziale allagamento (R.U.E. 10.4)

ELABORATO GESTIONALE RUE 10 Tavola dei vincoli - Schede vincoli
RUE 10.4 - Overlay Piani stralcio di bacino - Rischio idrogeologico

Legenda

■ Aree di potenziale allagamento art6



Aree di potenziale allagamento

Scala di acquisizione del dato: 1:25.000

Ente: Autorità dei Bacini Regionali Romagnoli

Piano: Piano Stralcio per il Rischio Idrogeologico

Elaborato: Perimetrazione Aree a Rischio Idrogeologico

Riferimento normativo: Variante di Coordinamento tra il Piano di Gestione del Rischio di Alluvioni e il Piano Stralcio per il Rischio Idrogeologico

Art: 6, Aree di potenziale allagamento

Atto di istituzione: DGR n.2112 del 05/12/2016

Pubblicazione: BUR n.375 - 15/12/16

Seppur oggi vi sia l'evidenza cartografica che l'area di intervento rientra tra quelle a potenziale allagamento, è necessario considerare le "Osservazioni alla cartografia "Mappe delle Aree Allagabili" (Deliberazioni n. 7 e 8 del 20 dicembre 2019) pubblicate sul sito dell'Autorità di bacino distrettuale del Fiume Po, al fine di stralciare l'area dell'Ex Tratto del Canale Bevanella dalla retinatura "Zona dalla Alluvioni frequenti – H P3" in corrispondenza dell'Azienda Martini Alimentare in Via Bevano 3 a Castiglione di Ravenna 2.

In particolare nel documento si riporta che "... lo scrivente Consorzio conferma che gli interventi progettati ed eseguiti ..., relativi alla deviazione di un tratto del canale Bevanella in corrispondenza dei terreni di V.s. proprietà, hanno migliorato la sicurezza idraulica del territorio in questione ... A conferma che gli interventi effettuati hanno migliorato la sicurezza idraulica del territorio si segnala che durante gli ultimi eventi alluvionali del 2015 tali territori non

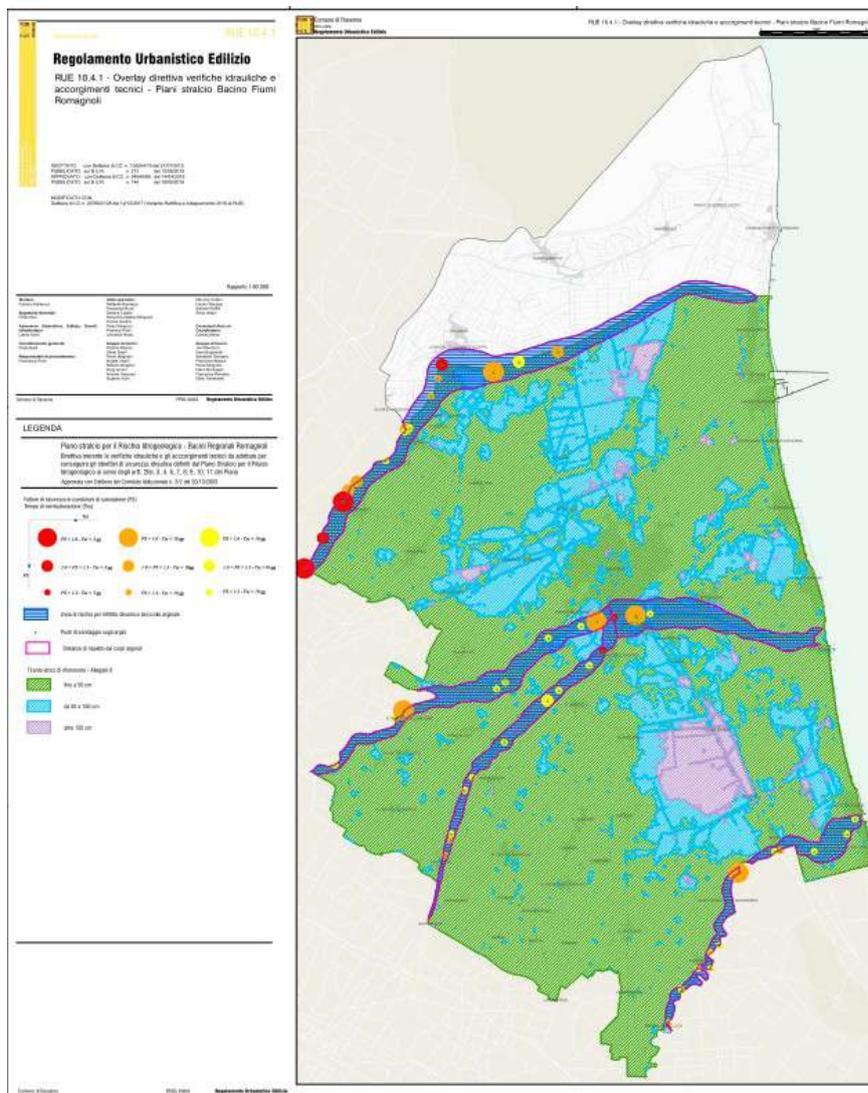
hanno subito allagamenti.”

Presso l'Azienda è disponibile tutta la trattazione, con i relativi rilievi, tra l'Azienda e gli Organi Competenti relativamente alla suddetta tematica.

3.4.7 Coerenza del progetto con il RUE 10.4.1 – Overlay direttiva verifiche idrauliche e accorgimenti tecnici – Piani Stralcio Bacino Fiumi Romagnoli

L'area interessata dal progetto non rientra tra quelle per cui si riportano i vincoli di questa sezione del RUE.

Figura 31- RUE 10.4.1 Overlay



MISURE IN MATERIA DI ATTIVITA' PRODUTTIVE

Articolo 19

Prescrizioni e altre condizioni per le autorizzazioni

1. L'Autorità competente si attiene, in sede di rilascio dell'autorizzazione integrata ambientale (AIA), alle seguenti prescrizioni:

a) fissazione dei valori limite di emissione più bassi fra quelli previsti nei documenti di riferimento sulle BAT (in particolare nella sezione "BAT conclusions") elaborati ai sensi della direttiva 2010/75/UE, con riferimento alle polveri totali e agli NOx (ossidi di azoto) in caso di nuove installazioni, nei limiti in cui sia tecnicamente possibile. I limiti di applicabilità tecnica devono essere adeguatamente motivati nel provvedimento di autorizzazione;

L'iniziativa di progetto è pienamente rispondente al PAIR 2020 in quanto il cogeneratore sarà dotato di un sistema di tipo SCR per l'abbattimento delle emissioni in atmosfera.

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 <i>Regio Decreto</i> (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 media tensione 6,3 kV ed elevata alla tensione di rete di 15,0 kV mediante trasformatore elevatore. Tale energia vierrà 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 1";
- *Energia termica* sotto forma di acqua calda destinata al processo produttivo dello stabilimento. L'impianto di cogenerazione alimenta due serbatoi di accumulo inerziali, V=75.000 litri, che servono l'anello delle utenze presenti in stabilimento.

4.1 Localizzazione

Impianto: Impianto di cogenerazione (CHP) all'interno dello stabilimento MA.GE.MA.

Località: Castiglione di Ravenna (RA)

Elevazione: circa 12 m s.l.m.

Accesso: Castiglione di Ravenna (RA), Via Bevano n.3

Dati Catastali: Foglio 130 – Mappale 156 sub.7

Coordinate del sito:

- **WGS 84:** *Latitudine:* 44.26807°, *Longitudine:* 12.23581°
- **Altitudine:** 12 m s.l.m.

Figura 33. Area dello stabilimento oggetto di intervento



4.2 Parametri climatici

I principali parametri climatici del sito sono i seguenti:

Temperatura ambiente -5/+35 °C

Umidità relativa 30/90 %

Temperatura bulbo umido di progetto 25 °C

4.3 Caratteristiche del gas metano di rete

Allo stato attuale, il gas naturale è prelevato dalla cabina del distributore, alla pressione di circa 500 mbar_g. L'impianto sarà allacciato alla rete esistente interrata passante vicino al confine dell'area "lavaggio camion" e portato con rete interrata, all'impianto di cogenerazione.

All'esterno dell'impianto di cogenerazione, sarà ridotto alla pressione di 200 mbar_g necessaria ad alimentare la rampa gas del motore.

4.4 Caratteristiche della rete elettrica

Lo stabilimento di MA.GE.MA. Soc. Agricola Coop. è connesso in media tensione, alla rete elettrica a 15,0 kV gestita da ENEL.

4.5 Cabina elettrica esistente

Il parallelo dell'impianto di cogenerazione è realizzato nella cabina elettrica esistente denominata "Cabina 1", al fine di realizzare il parallelo verrà installato un nuovo quadro MT di distribuzione in sostituzione di quello esistente.

4.6 Centrale termica esistente

Attualmente, l'energia termica in acqua calda è prodotta da due cogeneratori esistenti (che verranno dismessi con il presente iter autorizzativo) e dalla centrale termica esistente attraverso due caldaie a vapore ed uno scambiatore vapore-acqua calda.

Lo stabilimento di MA.GE.MA. funziona 5,5/7gg e 24/24h.

Non sono previsti interventi presso la centrale termica esistente.

4.9 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. 2009/74099 del 31/08/2009.

L'impianto esistente è composto da 2 motori endotermici alimentati a gas naturale (metano) per una potenza elettrica pari a 2,008 Mwel e di una potenza termica pari a 5,142 MWt, finalizzati alla produzione in cogenerazione di energia elettrica e termica (vapore ed acqua calda).

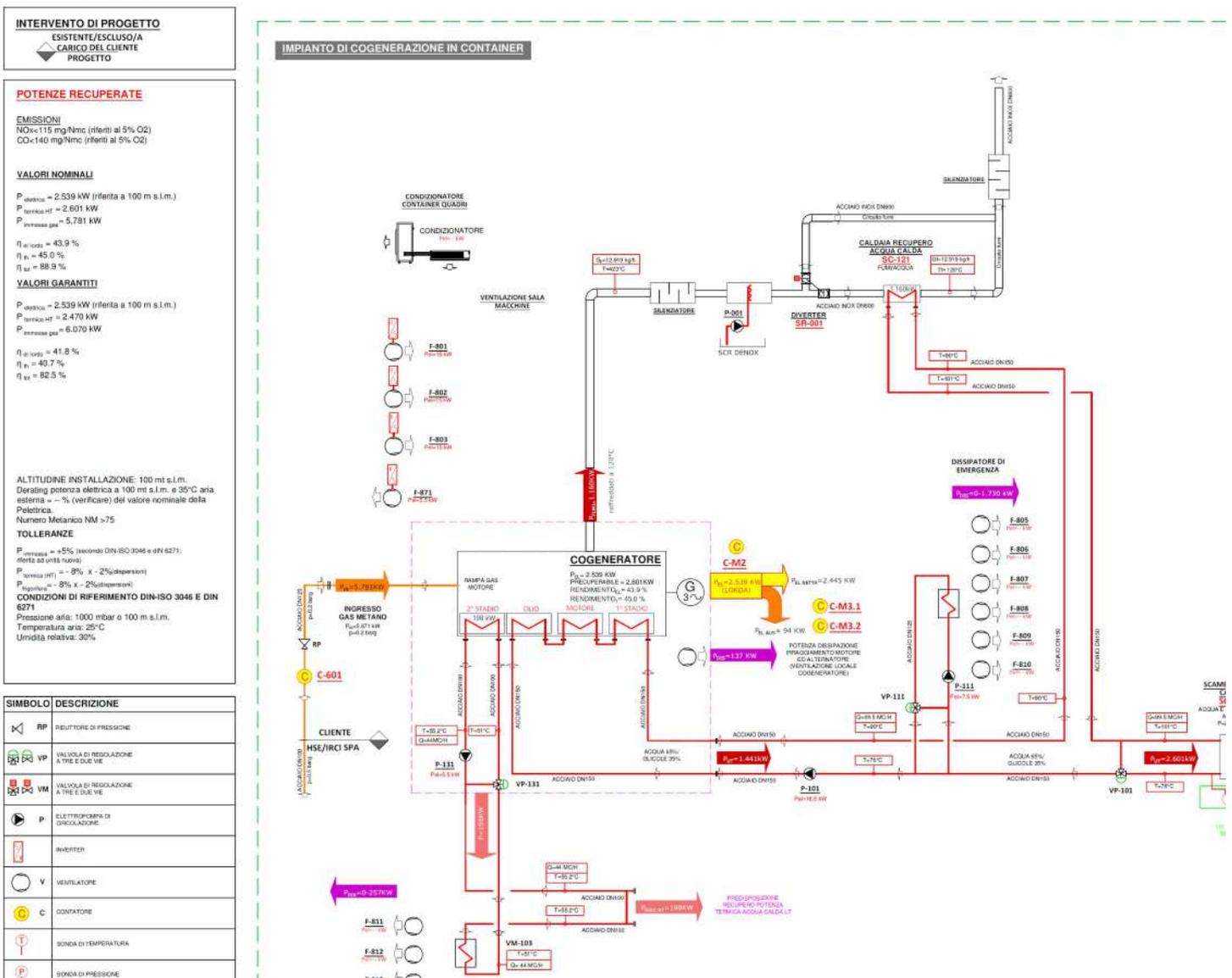
5 DESCRIZIONE DEL NUOVO IMPIANTO

Il progetto prevede l'installazione di un nuovo gruppo CHP e la realizzazione di tutte le interfacce meccaniche/elektriche necessarie alla connessione con lo stabilimento di MA.GE.MA..

L'impianto sarà alimentato a gas naturale prelevato dalla rete esistente. L'intervento in oggetto si inserisce nell'ambito di produzione di energia elettrica e termica a servizio dello stabilimento di MA.GE.MA..

L'allegato "DF_4985_M_PI_01_PFD" riporta lo schema funzionale dell'impianto di cogenerazione con i relativi battery limits e l'allegato "DF_4985_M_PI_02_P&I" riporta nel dettaglio la strumentazione e le logiche di regolazione dell'impianto. Si rimanda a tali allegati per l'indicazione dei principali dati di processo.

Figura 34. Stralcio PFD



Il gas naturale viene combusto dal 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 acqua calda nello scambiatore fumi-acqua calda ed espulsi tramite una linea fumi.

L'impianto avrà 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, il sistema provvede a mettere l'intero sistema in sicurezza e a darne segnalazione, per eventuale intervento del servizio di manutenzione.

Infine, eventuali situazioni di emergenza, sia causate da problemi al CHP sia generate in zona limitrofa all'impianto (per esempio: incendio, intrusione nel modulo, ecc.), sono rilevabili dai sistemi di sicurezza di cui il CHP è dotato, facendo 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 MA.GE.MA..

La realizzazione del nuovo CHP è prevista in un'area libera dello stabilimento interamente nel territorio del Comune di Ravenna, 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:
 - Motore
 - Generatore elettrico
 - Scambiatore di recupero fumi – 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 NOx - 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
 - 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
- Trasformatore innalzatore MT/MT e manufatti accessori
- Sistema di supervisione e controllo
- Interconnessioni elettriche tra CHP e impianto esistente
- Opere civili.

5.1 Modulo CHP

L'impianto CHP è composto sostanzialmente da un motore endotermico alternativo della potenza di circa 2.539 kWe. Dal raffreddamento del motore, dell'olio del motore, del primo stadio intercooler, dei fumi di combustione, sono recuperati 2.601 kW termici che vengono utilizzati direttamente nell'impianto termico ad acqua calda di MA.GE.MA..

Il motore, il generatore, i relativi circuiti olio ed acqua raffreddamento, i quadri elettrici, la sala controllo, i trasformatori BT/MT e quello innalzatore MT/MT, saranno ubicati in cabinati dedicati.

I dissipatori, linea fumi, scambiatore fumi-acqua calda a recupero e camino, saranno alloggiati sulla copertura del modulo.

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

5.1.1 *Cabinati*

L'impianto di cogenerazione sarà organizzato in cabinati metallici adiacenti che costituiranno il modulo di cogenerazione rappresentati nell'allegato "DF_4985_M_TV_01_layout_cogenerazione" e nell'allegato "DF_4985_M_TV_02_sezioni_cogenerazione". I cabinati saranno costituiti da strutture metalliche con tamponamenti in materiale incombustibile in modo da rispettare i limiti di emissione di rumore.

I cabinati saranno dotati di sistemi d'illuminazione e di condizionamento per la sala quadri di comando e controllo. In particolare, il cabinato per l'alloggiamento del motore (dimensioni di 12.650 x 2.990 x 3.300 mm) e del trasformatore MT/MT sarà ventilato mediante un impianto a funzionamento continuo costituito da quattro ventilatori assiali dotati di inverter e gestiti dalla temperatura del locale; l'ambiente è provvisto dei sistemi di rilevazione fughe gas ed incendi.

Il secondo cabinato (dimensioni di 12.650 x 2.990 x 3.300 mm) è destinato all'alloggiamento degli ausiliari e della sezione elettrica (quadri BT, MT e trasformatore MT/BT per gli ausiliari).

I cabinati saranno installati su un basamento in conglomerato cementizio armato esistente.

Le dotazioni antincendio sono descritte nei paragrafi successivi.

5.1.2 Motore

I dati tecnici del motore individuato sono:

Figura 35. Cabinati

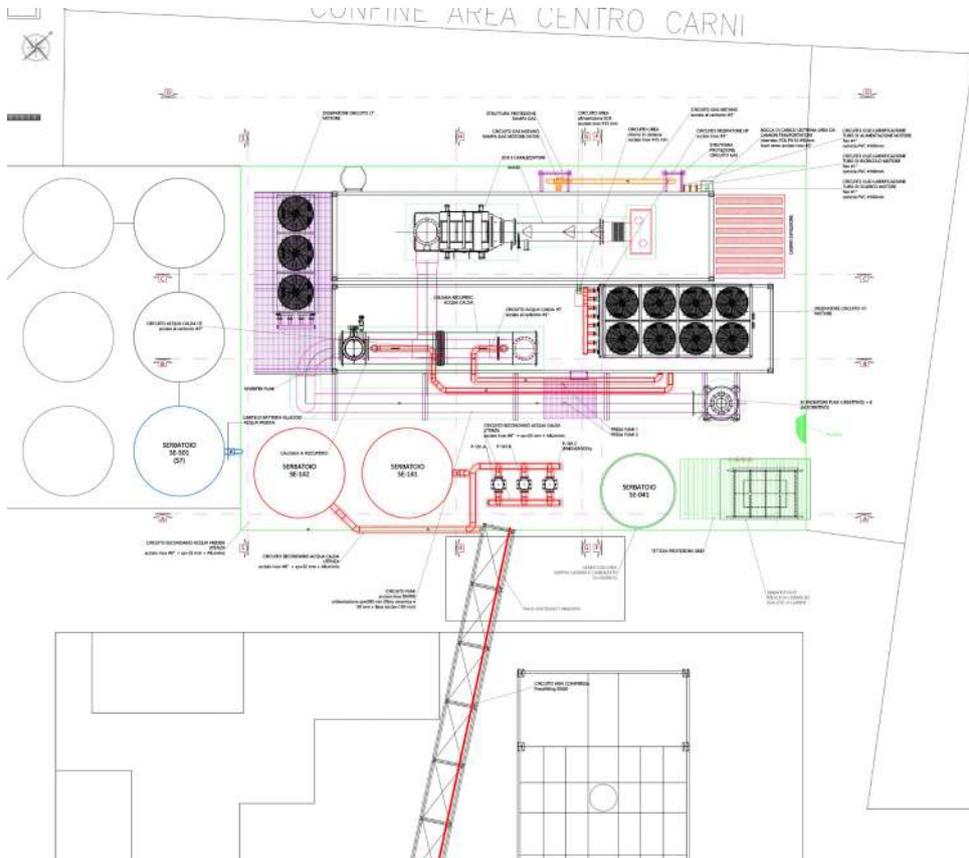


Figura 36. Prospetto Cabinati

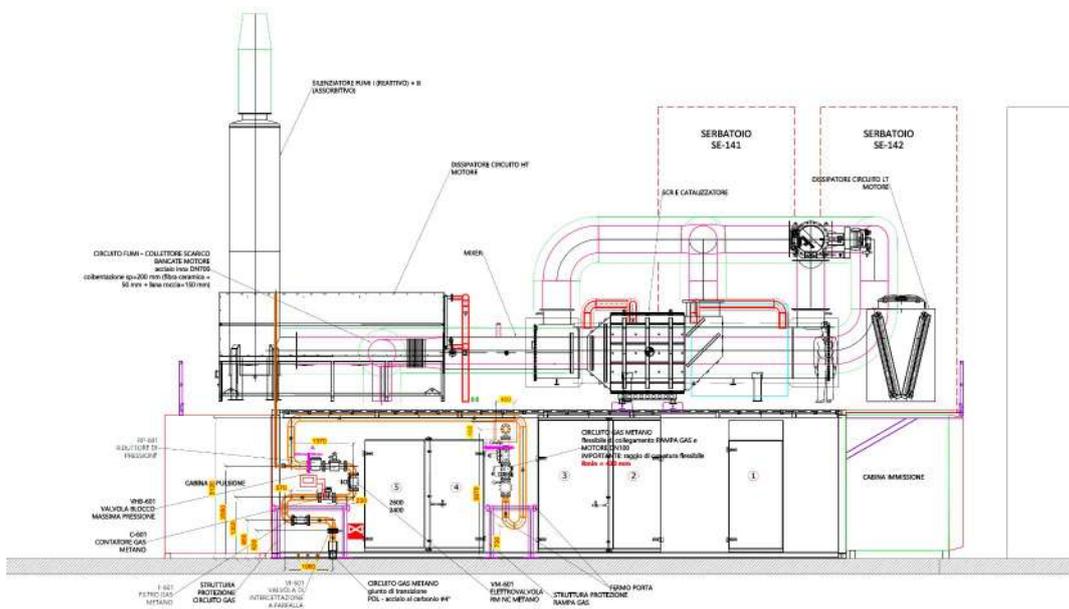


Figura 38. Scheda tecnica motore

Technical Data Sheet		MTU 20V4000 GS		
006260042_260042_Q02_1_20L64_2539_50_500_EN_SI_V01		GG20V4000D1M		
Voltage / Frequency	V / Hz	6300	/	50
Cooling water temperature (in / out)	°C		78 / 92	
NOx emissions (dry, 5% O ₂)	mg/m ³ i.N.		< 500	
Mixture cooler 1st stage water temperature (in)	°C		51	
Mixture cooler 2nd stage water temperature (in)	°C		423	
Exhaust gas temperature	°C		not included	
Catalytic converter				
Special equipment				
Elevation above sea level	m / mbar	100	/	1000
Combustion air temperature	°C		35	
Relative combustion air humidity	%		60	
Standard specifications and regulations			VDE-AR-N 4110	
Energy balance	%	100	75	50
Electrical Power ^{2) 3) 23)}	kW	2539	1904	1269
Energy input ^{4) 5)}	kW	5781	4412	3053
Thermal output total ⁶⁾	kW	2684	2104	1494
Thermal output engine (block, lube oil, 1st stage mixture cooler) ⁶⁾	kW	1441	1080	723
Thermal output mixture cooler 1st stage ⁶⁾	kW			
Thermal output mixture cooler 2nd stage ⁶⁾	kW	198	118	60
Exhaust heat optional (120 °C) ⁶⁾	kW	(1243)	(1024)	(771)
Engine power ISO 3046-1 ^{2) 23)}	kW	2600	1953	1310
Generator efficiency at power factor = 1	%	97.7	97.5	96.9
Electrical efficiency ⁴⁾	%	43.9	43.2	41.6
Total efficiency	%	90.3	90.6	90.5
Power consumption ⁷⁾	kW			
Combustion air / Exhaust gas				
Combustion air volume flow ¹⁾	m ³ i.N./h	9671	7234	4907
Combustion air mass flow	kg/h	12494	9344	6339
Exhaust gas volume flow, wet ¹⁾	m ³ i.N./h	10162	7608	5166
Exhaust gas volume flow, dry ¹⁾	m ³ i.N./h	9090	6791	4600
Exhaust gas mass flow, wet	kg/h	12919	9670	6563
Exhaust temperature after turbocharger	°C	423	453	487
Reference fuel ⁸⁾				
Natural gas			CH ₄ >95 Vol. %	
Sewage gas			not applicable	
Biogas			not applicable	
Landfill gas			not applicable	
Fuel requirements ⁹⁾				
Nominal rated methane number	MN		75	
Range of heating value: design / operation range without power derating	kWh/m ³ i.N.		10.0 - 10.5 / 8.0 - 11.0	
Exhaust gas emissions ^{9) 9)} Compliance with emissions standards only for ≥ 1269 kWel				
NOx, stated as NO ₂ (dry, 5% O ₂)	mg/m ³ i.N.		< 500	
CO (dry, 5% O ₂)	mg/m ³ i.N.		< 1000	
HCHO (dry, 5% O ₂)	mg/m ³ i.N.		< 120	
VOC (dry, 5% O ₂)	mg/m ³ i.N.			
Otto-gas engine, lean burn operation with turbocharging				
Number of cylinders / configuration		20	/	v
Engine type			20V4000L64FNER	
Engine speed	1/min		1500	
Bore	mm		170.0	
Stroke	mm		210.0	
Displacement	dm ³		95.33	
Mean piston speed	m/s		10.5	
Compression ratio			12.5	
BMEP at nominal engine speed min-1	bar		21.8	
Lube oil consumption ¹⁰⁾	dm ³ /h		0.45	
Exhaust back pressure min. - max. after module	mbar - mbar			30 - 60
Generator				
Rating power (temperature rise class F) ¹¹⁾	kVA		3699	
Insulation class / temperature rise class			F / F	
Winding pitch			2/3	
Protection			IP23	
Max. admissible cos phi inductive (overexcited) / capacitive (underexcited) ^{12) 22)}			0.8 / 0.95	
Voltage tolerance / frequency tolerance	%		± 10 / ± 5	
Engine cooling water system				
Coolant temperature (in / out), design	°C		78 / 92	
Coolant flow rate, constant ^{13) 14)}	m ³ /h		95.36	
Pressure drop, design ¹⁴⁾	bar / m ³ /h		3.0	56.2
Max. operation pressure (coolant before engine)	bar		6	
Exhaust gas heat exchanger (EGHE)				
Exhaust gas temperature (out)	°C			
Coolant temperature (in / out), design	°C			
Coolant volumetric flow, constant ^{13) 14)}	m ³ /h			
Pressure drop, design ¹⁴⁾	kPa / m ³ /h			
Min. coolant flow rate / min. operation gauge pressure	m ³ /h / bar			
Max. operation pressure (coolant water)	bar			

Technical Data Sheet		MTU 20V4000 GS			
006260042_260042_Q02_1_20L64_2539_50_500_EN_SI_V01		GG20V4000D1M			
Mixture cooler 1st stage, external					
Coolant temperature (in / out), design	°C				
Coolant volumetric flow, design, constant ^{13) 14)}	m³/h				
Pressure drop, design ¹⁴⁾	Cv value ^{13) 15)}	bar / m³/h	/		
Min. coolant flow rate / min. operation gauge pressure	m³/h / bar		/		
Max. operation pressure before mixture cooler	bar				
Mixture cooling 2nd stage, external					
Coolant temperature (in / out), design	°C	51 / 55.2			
Coolant volumetric flow, design, constant ^{13) 14)}	m³/h	44.0			
Pressure drop, design ¹⁴⁾	Cv value ^{13) 15)}	bar / m³/h	0.84	/	49.2
Max. operation pressure before mixture cooler	bar			6	
Heating circuit interface					
Engine coolant temperature (in / out), design	°C				
Heating water temperature (in / out), design	°C				
Heating water flow rate, design ^{14) 16)}	m³/h				
Pressure drop, design ¹⁴⁾	Cv value ^{15) 16)}	bar / m³/h	/		
Max. operation gauge pressure (heating water)	bar				
Room ventilation					
Genset ventilation heat ¹⁷⁾	kW			137	
Inlet air temperature: (min / design / max.)	°C			30 / 35 / 40	
Min. engine room temperature ¹⁸⁾	°C			15	
Max. temperature difference ventilation air (in / out)	°C			20	
Min. supply air volume flow rate (combustion + ventilation) ¹⁹⁾	m³ i N/h			29000	
Gearbox					
Efficiency	%	100	75	50	
Starter battery					
Nominal voltage / power / capacity required	V / kW / Ah			24 / 2 x 9 / --	
Filling quantities					
First filling quantity lube oil / refilling amount lube oil	dm³			478 / 450	
Coolant in engine circuit	dm³			310	
Coolant in mixture cooler	dm³			25	
Heating water for plate heat exchanger ²⁰⁾	dm³				
Lube oil for gearbox	dm³				
Gas regulation line					
Nominal size / gas pressure min. - max. (at gas regulation line inlet)	DN / mbar - mbar	100	/	167 - 250	
Engine sound level ²¹⁾ (1 meter distance, free field) +3 dB(A) for total A-weighted level tolerance; + 5 dB for single octave level					
Frequency	Hz	63	125	250	500
Sound pressure level	dB	93.1	95.1	91.5	95.0
Frequency	Hz	1000	2000	4000	8000
Sound pressure level	dB	93.5	92.8	91.8	99.7
Linear total sound pressure level	L _{in} dB	104.0			
A-weighted total sound pressure level	dB(A)	102.0			
A-weighted total sound power level	dB(A)	122.3			
Undampened exhaust noise ²¹⁾ (1 meter distance to outlet within 90°, free field) +3 dB(A) for total A-weighted level tolerance; + 5 dB for single octave level					
Frequency	Hz	63	125	250	500
Sound pressure level	dB	118.4	118.9	108.8	100.5
Frequency	Hz	1000	2000	4000	8000
Sound pressure level	dB	91.9	91.5	91.8	84.1
Linear total sound pressure level	L _{in} dB	122.0			
A-weighted total sound pressure level	dB(A)	106.5			
A-weighted total sound power level	dB(A)	119.4			
Dimensions (aggregate)					
Length	mm			~ 6200	
Width	mm			~ 2100	
Height	mm			~ 2400	
Gross weight (dry weight)	kg			~ 21500 (~ 20500)	
Power derating					
Elevation				specific to the project	
Combustion air temperature				specific to the project	
Mixture cooler coolant temperature (in)				specific to the project	
Methane number				specific to the project	
Boundary conditions and consumables					
Systems and consumables have to conform to the following actual company standards:				A001072	
1) Normal cubic meter at 1013 mbar and T = 273 K					
2) Prime power operation will be designed specific to the project					
3) Generator gross power at nominal voltage, power factor = 1 and nominal frequency					
4) According to ISO 3046 (+ 5 % tolerance), using reference fuel used at nominal voltage, power factor = 1 and nominal frequency					
5) Emission values during grid parallel operation					
6) Thermal output at layout temperature, tolerance +/- 8 %					
7) Power consumption of all electrical consumers which are mounted at the module / genset					
8) Deviations from the layout parameters respectively the reference fuel can have influence on the obtained efficiency and exhaust emissions					
9) Functional capability					
10) Reference value at nominal load (without amount of oil exchange) oil density set to 860g/l					
11) Generator (at nominal power) max. 1000 m height of location and max. 40 °C intake air temperature; else power derating					
12) Max. allowable cos phi at nominal power (view of producer)					
13) Stated values for cooling fluid composition 65% water and 35% glycol, adaption for use of other cooling fluid composition necessary The system design must consider the tolerance.					
14) Pressure loss at reference flow rate					
15) The Cv value declares the volumetric flow in m³/h at a pressure drop of 1 bar. Min. and max. flow rate limits are defined.					
16) Stated values for pure water, adaption for other cooling fluid composition necessary					
17) Only generator- and surface losses					
18) Frost-free conditions must be guaranteed					
19) Amount of ventilation air must be adapted to the gas safety concept					
20) Assemblies including pipe work					
21) All sound pressure levels at nominal load, according to ISO 8528-10 and ISO 6798. Resonance effects of the connected exhaust line can influence the exhaust noise sound pressure level					
22) Max. admissible cos phi depending on voltage in accordance with the requirements of the valid 'Standard specifications and regulations'					
23) Power derating necessary at dew point of 22.5°C.					

5.1.3 Generatore elettrico

Il motore è accoppiato a un generatore sincrono che eroga energia elettrica alla tensione nominale di 6,3 kV e alla frequenza di 50 Hz. I dati tecnici preliminari del generatore sono:

- Potenza omologata: 3.699 kVA

- Potenza termica in ingresso: 5.781 kW
- Corrente nominale a $\cos \phi = 1$: 233A
- Frequenza: 50 Hz
- Tensione: 6.3 kV
- Giri: 1500 rpm

5.1.4 Alimentazione gas naturale

La linea di alimentazione gas del motore all'esterno del modulo sarà 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;
- riduttore di pressione gas
- valvola di blocco di massima pressione
- valvola di sfioro
- filtro
- sistema di contabilizzazione

La linea di alimentazione gas del motore all'interno del modulo sarà completa di:

- valvola di intercettazione manuale;
- rampa di alimentazione del motore.

5.1.5 Scambiatore Fumi/Acqua calda

I fumi di scarico del motore sono convogliati allo scambiatore a recupero fumi-acqua calda mediante linea fumi corredata di relativo circuito di by-pass.

Lo scambiatore è a tubi d'acqua 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 12.919 kg/h
- Temperatura fumi in entrata 423 °C
- Temperatura fumi in uscita 120 °C

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

- Potenzialità scambiatore 1.160 kW

-
- | | |
|---|-----------|
| - Portata acqua calda | 99,5 mc/h |
| - Temperatura ingresso/uscita acqua calda | 90/101 °C |

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

Il circuito acqua calda di recupero fumi è in serie al circuito di recupero del motore.

Le caratteristiche del recupero totale in acqua calda, sono:

- | | |
|--|-----------|
| - Potenzialità termica recupero in acqua calda | 2.601 kW |
| - Portata acqua calda | 99,5 mc/h |
| - Temperatura ingresso/uscita acqua calda | 76/101 °C |

Tale potenza, come sopra indicato, può essere utilizzata direttamente nell'impianto termico di MA.GE.MA.

5.1.6 *Contenimento emissioni inquinanti*

La linea fumi comprende condotti fumi provenienti dal motore, valvole diverter a serrande 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 prevenzione della formazione di sostanze inquinanti 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 Λ 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 dovesse iniziare a perdere colpi per mancata accensione della miscela troppo magra, interviene un sistema di controllo ad arricchire la miscela. Il regolatore si riporta poi automaticamente al valore di Λ 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 smagrimiento 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 selettivo SCR, tale sistema di abbattimento delle emissioni è costituito da una sezione di riduzione degli ossidi di azoto con una soluzione di urea tecnica.

La soluzione, dopo essere stata pompata dal serbatoio urea attraverso lo skid, viene dosata dall'unità per l'atomizzazione con aria compressa e poi immessa attraverso gli iniettori direttamente nella corrente dei gas di scarico, ove si miscela mediante mixer statici installati all'interno della tubazione.

La miscela raggiunge poi il reattore di riduzione, dove attraversa un catalizzatore a nido d'ape costituito da un supporto ceramico e da una miscela di ossidi di Vanadio e Tungsteno, diluiti all'interno del supporto stesso. Sulla superficie porosa del catalizzatore avviene la reazione di riduzione che porta alla formazione di acqua e azoto.

A valle della sezione di riduzione viene installato un catalizzatore ossidante a nido d'ape con matrice ceramica ricoperta da platino micro-macinato, tale sezione ossidante assicura che il monossido di carbonio, gli idrocarburi incombusti e l'ammoniaca residua vengano abbattuti al livello previsto nella fase di design dell'impianto. Il sistema di controllo dell'impianto prevede il dosaggio in maniera proporzionale al carico del motore, e quindi alla quantità in massa da abbattere, tramite modulazione temporale di una valvola on/off inclusa nell'unità, della quantità di soluzione di urea iniettata a monte del reattore per mantenere le emissioni al di sotto dei limiti richiesti.

I valori di emissioni garantiti dall'impianto diventano, quindi:

- $\text{NO}_x < 115 \text{mg/Nmc}$ (riferiti al 5% O_2)
- $\text{CO} < 140 \text{mg/Nmc}$ (riferiti al 5% O_2)

5.1.7 *Circuito olio motore*

Il cogeneratore sarà dotato di sistema di rabbocco automatico dell'olio lubrificante del motore costituito da n. 2 serbatoi di stoccaggio (olio fresco e olio esausto), entrambi con capacità di circa 2.000 l/cad, 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 saranno 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 gli stessi.

5.1.8 *Circuito chiuso acqua di raffreddamento*

Sul circuito di recupero termico del modulo è installato uno scambiatore a piastre con funzione di disaccoppiamento.

Il dissipatore d'emergenza è costituito da due batterie con relativi ventilatori di dissipazione termica separate e disposte a V; una batteria è dedicata a smaltire in condizioni di emergenza tutto il calore che il motore cede al circuito dell'acqua calda; la seconda batteria è dedicata a dissipare l'energia termica del secondo stadio intercooler.

5.1.9 *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 e gli opportuni vasi di espansione.

All'interno dei limiti di batteria del modulo avviene anche la contabilizzazione dell'energia scambiata.

5.1.10 *Apparecchiature e opere elettriche*

Nel modulo di cogenerazione sono presenti:

- n.1 quadro MT per sezionamento e protezione apparecchiature MT;
- n.1 trasformatore MT/BT isolato in resina 315 kVA – 15,0/0,4 kV per alimentazione ausiliari elettrici;
- n.1 trasformatore innalzatore MT/MT isolato in resina 3.500 kVA – 6,3/15,0 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.

5.1.11 *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 elettrica lorda prodotta;
- energia elettrica consumata dagli ausiliari defiscalizzati di impianto.

Nell'allegato “ DF_4985_M_PI_02_P&I” riporta nel dettaglio la strumentazione e le logiche di

regolazione dell'impianto.

5.1.12 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.

5.1.13 Linea gas all'esterno del modulo CHP

La rete gas è rappresentata nell'allegato "DF_4985_M_TV_01_layout_cogenerazione" e nell'allegato "DF_4985_M_TV_02_sezioni_cogenerazione".

Si deriva dalla rete esistente interrata passante vicino al confine dell'area "lavaggio camion"; alla fuoriuscita dal terreno verrà installata una valvola di intercettazione del gas di alimentazione del motore.

Dalla derivazione, la rete gas proseguirà con percorso interrato in polietilene S5 – DN140. Alla fuoriuscita dal terreno, fuori dai cabinati, sarà ubicato il sistema di riduzione e misura del gas utilizzato dall'impianto di cogenerazione.

Sempre all'esterno dell'impianto saranno ubicate le valvole di intercettazione manuali ed automatiche per poi entrare nel container e collegarsi alla rampa gas del motore.

5.1.14 Connessioni idrauliche tra nuovo CHP e stabilimento

L'impiantistica a completamento, dal modulo di cogenerazione alle interfacce di MA.GE.MA., prevede i seguenti circuiti e i relativi tie-in:

- Gas naturale: allaccio a rete esistente esterna alla centrale termica
- Acqua calda: dall'esterno del modulo di cogenerazione fino al collegamento dei serbatoi di accumulo inerziali esistenti
- Aria compressa: dall'esterno del modulo di cogenerazione, alla rete esistente in centrale termica

Il tracciato del percorso viene rappresentato nell'allegato "DF_4985_M_TV_01_layout_cogenerazione", mentre lo schema funzionale di allaccio è rappresentato

nell'allegato "DF_4985_M_PI_01_PFD".

5.1.15 *Trasformatori elettrici*

Il generatore è connesso elettricamente con un trasformatore, in modo da poter passare dalla tensione di generazione 6,3 kV a quella di 15,0 kV della rete di stabilimento.

I dati tecnici preliminari del trasformatore innalzatore sono:

- Potenza nominale: 3.500 kVA
- Frequenza: 50 Hz
- Tensione primaria: 15,0 kV
- Tensione secondaria: 6,3 kV
- Collegamento avvolgimenti: Dd0
- Vcc 13%

I dati tecnici preliminari del trasformatore degli ausiliari sono:

- Potenza nominale: 315 kVA
- Frequenza: 50 Hz
- Tensione primaria: 15,0 kV
- Tensione secondaria: 0,4 kV
- Collegamento avvolgimenti: Dyn11
- Vcc 6%

5.1.16 *Interconnessioni elettriche*

Il sito produttivo MA.GE.MA. Soc. Agricola Coop. è connesso alla rete pubblica MT a 15,0 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 canaline elettriche, per l'attraversamento della viabilità interna la canalina è fissata al rack esistente; il rack verrà prolungato per arrivare a ridosso del cogeneratore.

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	15.000	50
Collegamento di parallelo	15.000	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_4985_E_SE_01_schema_elettrico".

5.2 Opere civili

5.2.1 Fondazioni e opere varie

I cabineti verranno installati su un basamento in conglomerato cementizio armato esistente.

Gli allacci meccanici ed elettrici, saranno realizzati con percorsi aerei, verrà infatti realizzato un nuovo rack per il sostegno delle tubazioni che permetterà il passaggio dei circuiti di acqua calda fino all'anello delle utenze dello stabilimento MA.GE.MA. Verrà inoltre sfruttato il rack esistente per il passaggio del canale per il collegamento MT alla cabina dello stabilimento.

5.2.2 Reti di scarico

È presente una rete di scarico di acque nere per scaricare eventuali condense della linea fumi del motore che saranno convogliate nella rete di scarico dello stabilimento.

5.3 Dotazioni antincendio

Il cabineto di alloggiamento dell'apparecchiatura è dotato di:

- rivelatori di fumo;
- rivelatore di presenza gas;
- 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 modulo 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 5,6 giorni su 7. Si prevede un esercizio per circa 7.000 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 MA.GE.MA.

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 modestissima 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. 500 mbar_g.

Il motore endotermico avrà un consumo nominale di gas naturale pari a circa 603 Sm³/h (P.C.I. di riferimento: 9,59 kWh/Sm³. È alimentato a una pressione di circa 200 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:

- Polio lubrificante del motore endotermico, il cui consumo massimo previsto (secondo quanto dichiarato dal costruttore) è di circa 0,45 l/h a meno dei cambi olio.

6.4 Bilancio energetico

Nell'allegato "DF_4985_M_PI_01_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 5.781 kW (come definita dal D.L. 152/2006)
- P.C.I gas metano di riferimento 9,59 kWh/Sm³
- Portata metano nominale 603 Sm³/h
- potenza elettrica generata al 100% del carico 2.539 kW
(ISO-cos phi = 1,0)

-
- | | |
|---|--------------|
| • rendimento elettrico lordo a pieno carico | 43,9 % c.a. |
| • rendimento termico a pieno carico | 45,0 % c.a. |
| • rendimento totale teorico | ≈ 90.3% c.a. |

6.5 Volumi energetici stabilimento e nuovo impianto di cogenerazione

L'impianto di cogenerazione, oggetto di intervento, è dimensionato con la finalità di ottenere il massimo autoconsumo.

Il fabbisogno di energia termica, sottoforma di acqua calda, dello stabilimento viene coperto per circa l'85 % dall'impianto di cogenerazione; la restante acqua calda viene integrata mediante l'impiego delle caldaie ausiliarie esistenti.

Per quanto riguarda il fabbisogno di energia elettrica dello stabilimento si stima di coprire circa l'85% con l'impianto di cogenerazione, integrando quando necessario mediante prelievo dalla Reta Nazionale. Come indicato, la finalità è di ottimizzare la gestione dell'impianto per impiegare al massimo l'energia elettrica prodotta per autoconsumo dell'impianto stesso e per usi interni dello stabilimento, e nel caso di eventuali eccedenze, queste verranno cedute al Gestore Nazionale (stimate in circa 254 MWh/anno).

Stima volumi energetici annuali:

- | | |
|---|---------------------------|
| • Fabbisogno Elettrico Stabilimento: | 17.174 MWh |
| • Energia Elettrica Prodotta netta dall'impianto: | 14.541 MWh |
| • Energia Elettrica Prelevata da Rete: | 2.886 MWh |
| • Energia Elettrica Immessa in Rete: | 254 MWh |
| • Fabbisogno Termico Stabilimento: | 15.219 MWh |
| • Energia Termica Prodotta netta dall'impianto: | 13.264 MWh |
| • Energia Termica di Integrazione prodotta dalle caldaie ausiliari esistente: | 1.955 MWh |
| • Consumo gas naturale per cogenerazione: | 3.776.628 Sm ³ |
| • Consumo gas di integrazione per caldaie ausiliari esistenti: | 226.509 Sm ³ |

I volumi energetici annuali così stimati permettono di ricavare il Primary Energy Saving, ipotizzando un coefficiente di carico elettrico del cogeneratore pari all'85% della potenza di picco erogabile (2.539 kW) e una incidenza del consumo degli ausiliari pari al 4 % della produzione lorda.

Dati di funzionamento		
Energia elettrica		
Prodotta Lorda	[kWh]	15.147.251
Ausiliari Usi Esenti	[kWh]	605.890
Prodotta Netta	[kWh]	14.541.361
Prelevata da rete	[kWh]	2.886.479
Immessa in rete	[kWh]	253.709
Immessa in rete (per calcolo PES)	[kWh]	253.709
Fabbisogno	[kWh]	17.174.131
Energia termica		
Recuperata Vapore	[MWh]	-
Recuperata Acqua Calda	[MWh]	13.264,2
Recuperata Totale	[MWh]	13.264
Combustibile		
Potere Calorifico Inferiore	[kWh/Smc]	9,59
Consumo per Coge	[Smc]	3.776.628
Energia Primaria Totale	[MWh]	36.229
Ore di marcia		
Ore totali	[h]	7.000
Indici		
Rendimento Elettrico	[%]	41,8%
Rendimento di Primo Principio	[%]	78,4%
Energia elettrica cogenerata (CHP)	[MWh]	15.147
E_{CHP}/E_{tot}	[%]	100,0%
Primary Energy Saving (PES)	[%]	20,9%

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

$$PES = \left(1 - \frac{1}{\frac{CHP H\eta}{Ref H\eta} + \frac{CHP E\eta}{Ref E\eta}} \right) \times 100\%$$

e soddisfare le seguenti condizioni:

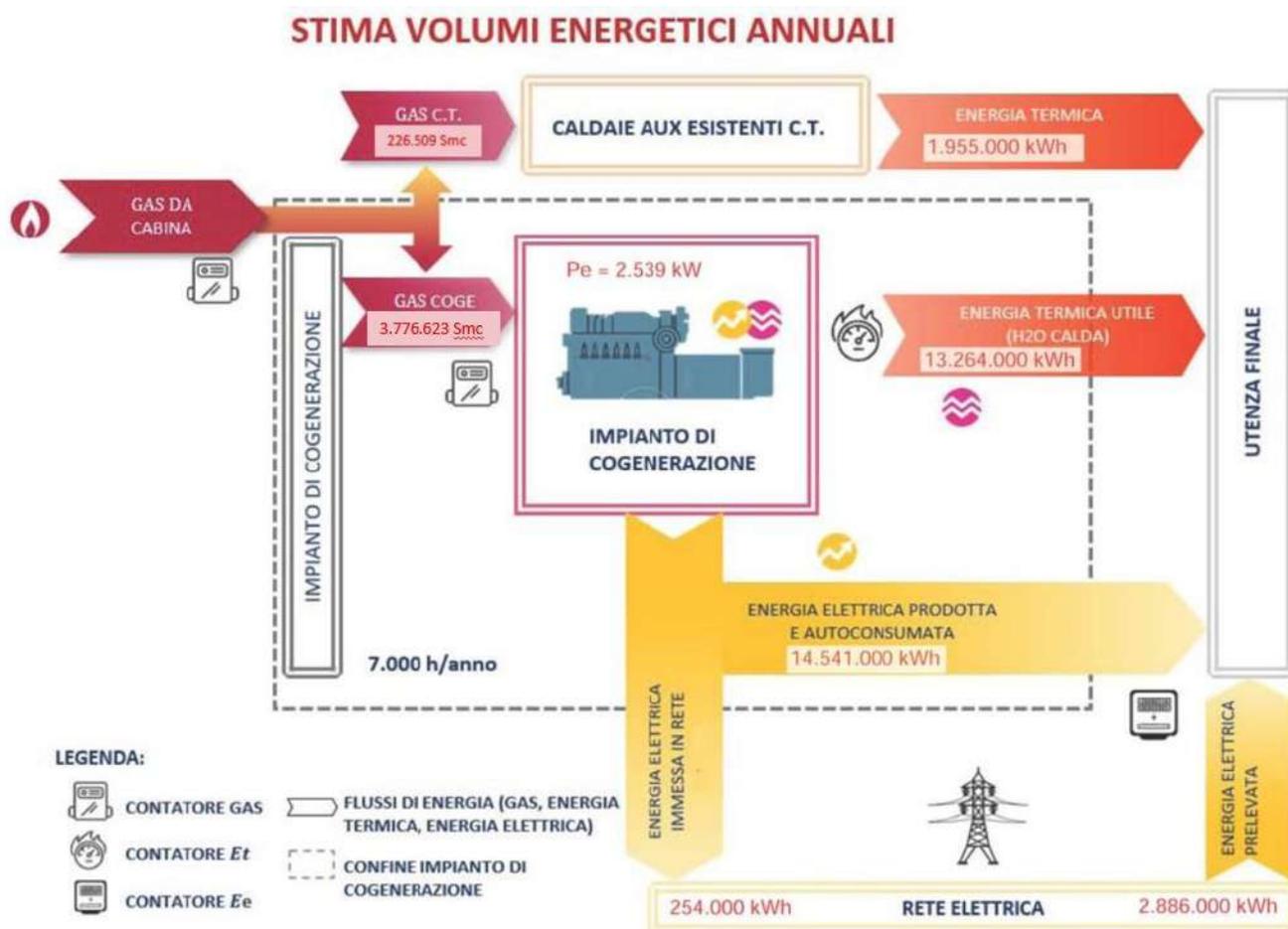
Tabella 4

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

Figura 39. Scheda calcolo PES

Energia elettrica totale	[MWh]	15.147
Energia elettrica CHP	[MWh]	15.147
Energia elettrica non CHP	[MWh]	-
Calore utile totale	[MWh]	13.264
Calore utile CHP	[MWh]	13.264
Calore utile non CHP	[MWh]	-
Energia primaria totale	[MWh]	36.229
Energia primaria CHP	[MWh]	36.229
Energia primaria non CHP	[MWh]	-
Rapporto C_{eff}		1,260
Rendimento globale	[%]	78,4%
Rendimento en.elettrica CHP	[%]	41,8%
Rendimento en.termica CHP	[%]	36,6%
REF $E\eta$ corretto	[%]	48,3%
REF $E\eta$ base	[%]	52,5%
Fattore di correzione clima	[%]	0,369%
Coeff. p per Ee, immessa		0,935
Coeff. p per Ee, autoconsumata		0,914
Fattore di correzione perdite		0,914
REF $H\eta$	[%]	92,0%
Primary Energy Saving (PES)	[%]	20,9%
PES Minimo	[%]	10,0%
Rapporto E_{CHP}/EE	[%]	100,0%

Figura 40. Schema volumi energetici



6.6 Consumo idrico

L'impianto scambierà con lo stabilimento di MA.GE.MA. 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).

6.7 Emissioni in atmosfera

L'impianto avrà un solo punto di emissione in atmosfera (identificato come E1) nella tavola allegata "DF_4985_B_TV_02_emissioni_atmosfera".

Al fine di contenere le emissioni di inquinanti all'interno dei parametri fissati dalla normativa applicabile, l'impianto sarà dotato di un reattore selettivo SCR e di un catalizzatore ossidante, per l'abbattimento di CO e dei NOx.

Figura 41. Caratteristiche emissione impianto di cogenerazione

Parametro	U.M.	Valore	NOTE	
Portata fumi secchi	Nm ³ /h	9.090		
	kg/h	11.556		
Relativa Portata fumi umidi	Nm ³ /h	10.162		
	kg/h	12.919		
Temperatura fumi al camino in funzionamento normale	°C	120		
Temperatura fumi al camino in by-pass	°C	423		
Composizione limite dei fumi		(@ 5% O₂)	(@ 10,5% O₂)	(@ 15% O₂)
NO _x	mg/Nm ³	115	75,47	43,12
CO	mg/Nm ³	140	91,88	52,5
Dimensioni camino				
Diametro interno	mm	603		
Altezza	m	12		
Velocità fumi a pieno carico e 100% recupero termico	m/sec	14		
Ore di funzionamento eq.p.c.	h/anno	7.000 c.a.		

6.8 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 65 dB(A) su tutti i lati dell'impianto misurate in campo aperto.

Si rimanda all'elaborato "DF_4985_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. Si precisa che saranno rispettati i limiti di zona.

6.9 Scarichi liquidi

Il motore non necessita, normalmente, di spurghi di acqua di raffreddamento, se non in occasione di manutenzioni straordinarie. In questo caso tale acqua (additivata in glicole propilenico) 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 recapitate nella fognatura acque meteoriche di stabilimento esistente.

Le eventuali condense della linea fumi sono raccolte ed inviate, per mezzo di nuovo ramo fognario dedicato, alla rete fognaria nera di stabilimento.

6.10 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 1/2 cambi di olio all'anno: il quantitativo di olio esausto è stimato pari a circa 900 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 aria sarà a cura della società cui sarà affidato il contratto di manutenzione.

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 MA.GE.MA. Soc. Agricola Coop. sono necessari circa 5 mesi, seguiti dalla fase di commissioning, della durata di circa 1 mese.

La fase di costruzione 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 MA.GE.MA.

8 PIANO DI DISMISSIONE E MESSA IN PRISTINO DELL'AREA

8.1 Piano di dismissione impianto esistente

Facendo riferimento alla prescrizione presente nella vigente AIA, che recita: “la definitiva messa fuori servizio degli impianti dovrà essere autorizzata ai sensi dell’art. 20 comma 1 della L.R. 26/2004, il proponente dovrà corredare la richiesta con il piano per la rimessa in ripristino del sito con oneri a carico dell’esercente”, alla documentazione di progetto è allegato il piano di dismissione dell’impianto di cogenerazione attuale, includendo i tempi previsti per ogni fase.

Si stima siano necessari 30 gg per le attività di dismissione, che consistono nella rimozione degli impianti esistenti e nel mantenimento delle strutture metalliche del soppalco e del rack che saranno riutilizzate dallo stabilimento per installazioni future.

Il costo previsto di dismissione è pari a 24.650 €.

Si rimanda all’allegato “DF_4985_G_RT_01_piano_dismissione_esistente” per un maggior dettaglio.

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 stima siano necessari 15 gg per le attività di dismissione, che consistono nella rimozione degli impianti esistenti e nel mantenimento delle strutture metalliche del soppalco e del rack che saranno riutilizzate dallo stabilimento per installazioni future.

Il costo previsto di dismissione è pari a 42.000 €.

Si rimanda all’allegato “DF_4985_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	2.000.000,00
Allacciamenti meccanici	
Allacciamenti Elettrici	
Rack Sostegno Tubazioni	
Opere civili/edili	45.000,00
Costi Sicurezza	55.000,00
TOTALE	2.100.000,00

10 CONCLUSIONI

MA.GE.MA. s.c.a. è titolare di uno stabilimento di macellazione e lavorazione carni ubicato in via Bevano n. 3, località Castiglione di Ravenna (RA).

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: 2.539 KWel
- Potenza termica utile nominale: 2.601 KWt

L'impianto di cogenerazione produrrà energia elettrica e calore sottoforma di 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.