

AUTORIZZAZIONE UNICA EX D. LGS. N. 387/2003



PROGETTO DEFINITIVO PARCO EOLICO EMILIA

Titolo elaborato:

SINTESI NON TECNICA

REDAITTO	CONTR.	APPROV.	DESCRIZIONE REVISIONE DOCUMENTO	DATA	REV
MF	GD	GD	REVISIONE PER INTEGRAZIONE MASE	20/12/23	0 1
PD	GD	GD	EMISSIONE	12/09/22	0 0

PROPONENTE



EMILIA PRIME S.R.L.

VIA G. GARIBALDI N. 15
74023 GROTTAGLIE (TA)

CONSULENZA



GE.CO.D'OR S.R.L.

VIA G. GARIBALDI N. 15
74023 GROTTAGLIE (TA)

PROGETTISTA

ING. GAETANO D'ORONZIO
VIA GOITO 14 – COLOBRARO (MT)

Codice
MCSA135

Formato
A4

Scala
/

Foglio
1 di 83

Sommarario

1. INTRODUZIONE	4
2. DESCRIZIONE GENERALE DELL'IMPIANTO	4
2.1. Caratteristiche tecniche dell'aerogeneratore	10
2.2. Viabilità e piazzole	13
2.3. Descrizione opere elettriche	15
2.3.1. Aerogeneratori	15
2.3.2. Linee elettriche di collegamento a 36 kV	16
2.3.3. BESS	18
2.3.4. Opere di connessione alla RTN	19
2.3.5. Sistema di terra	20
3. DESCRIZIONE GENERALE COSTRUZIONE, ESERCIZIO E DISMISSIONE IMPIANTO	20
3.1. Costruzione	20
3.1.1. Opere civili	20
3.1.2. Opere Elettriche e di telecomunicazione	21
3.1.3. Istanallazione aerogeneratori	22
3.2. Esercizio e manutenzione	22
3.3. Dismissione dell'impianto	22
4. PROPOSTA PIANO DI COMPENSAZIONE AMBIENTALE	22
5. FINALITÀ DEL PROGETTO	23
5.1. Diminuzione delle emissioni in atmosfera di anidride carbonica	24
6. INSERIMENTO SUL TERRITORIO	25
7. CRITERI E SCELTE PROGETTUALI	28
8. CRITERI DI PROGETTAZIONE STRUTTURE E IMPIANTI	29
9. SICUREZZA DELL'IMPIANTO	31
9.1. Effetti di shadow-flickering	31
9.2. Impatto acustico	32
9.3. Impatto elettromagnetico	32
9.4. Rottura accidentale di organi rotanti	33
10. INQUADRAMENTO DELL'AREA DI PROGETTO	33
10.1. Caratteristiche di ventosità dell'area d'impianto	33
10.2. Caratteristiche Geologiche dell'area d'intervento	35
10.3. Caratteristiche geomorfologiche dell'area	37

10.4.	Classificazione sismica	38
10.5.	Caratteristiche Idrologiche dell'area d'intervento	39
10.6.	Infrastrutture viarie presenti	42
10.7.	Opere presenti interferenti	42
11.	INQUADRAMENTO DELL'OPERA CON GLI STRUMENTI DI TUTELA	43
11.1.	Aree vincolate ai sensi del D.Lgs 42 del 2004	44
11.2.	Aree vincolate dal punto di vista ambientale come da "Progetto Natura 2000"	47
11.3.	Compatibilità del Progetto con il PTPR, PTM e PSC	55
11.4.	Compatibilità con il Piano per assetto idrogeologico (PAI)	60
11.5.	Compatibilità con l'uso del suolo	62
12.	RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE	64
12.1.	Risvolti sulle realtà locali	68
13.	ANALISI DELLE ALTERNATIVE	69
13.1.	Alternativa "0"	69
13.2.	Alternative di localizzazione	73
13.3.	Alternative dimensionali	75
13.4.	Alternative progettuali	76
13.4.1.	Alternativa progettuale 1	77
13.4.2.	Alternativa progettuale 2	79
14.	SINTESI DEI RISULTATI	82
15.	CONCLUSIONI	82

1. INTRODUZIONE

La **Emilia Prime s.r.l.** è una società costituita per realizzare un impianto eolico in Emilia-Romagna, denominato “**Parco Eolico Emilia**”, nel territorio dei Comuni di Monterenzio, Casalfiumanese e Castel Del Rio (Provincia di Bologna) con punto di connessione a 36 kV in corrispondenza della stazione elettrica RTN Terna 132/36 kV di Castel San Pietro di futura realizzazione.

A tale scopo, la Ge.co.D’Or. s.r.l., società italiana impegnata nello sviluppo di impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili con particolare focus nel settore dell’eolico e proprietaria della suddetta Emilia Prime s.r.l., si è occupata della progettazione definitiva per la richiesta di Autorizzazione Unica (AU) alla costruzione e l’esercizio del suddetto impianto eolico e della relativa Valutazione d’Impatto Ambientale (VIA).

L’impianto eolico presenta una potenza nominale totale in immissione pari a 79 MWp ed è costituito da n. 9 aerogeneratori di potenza nominale pari a 6.0 MWp, con altezza torre pari a 135 m e rotore pari a 170 m, e un sistema di accumulo energia elettrica (BESS, Battery Energy Storage System) di potenza pari a 25 MWp.

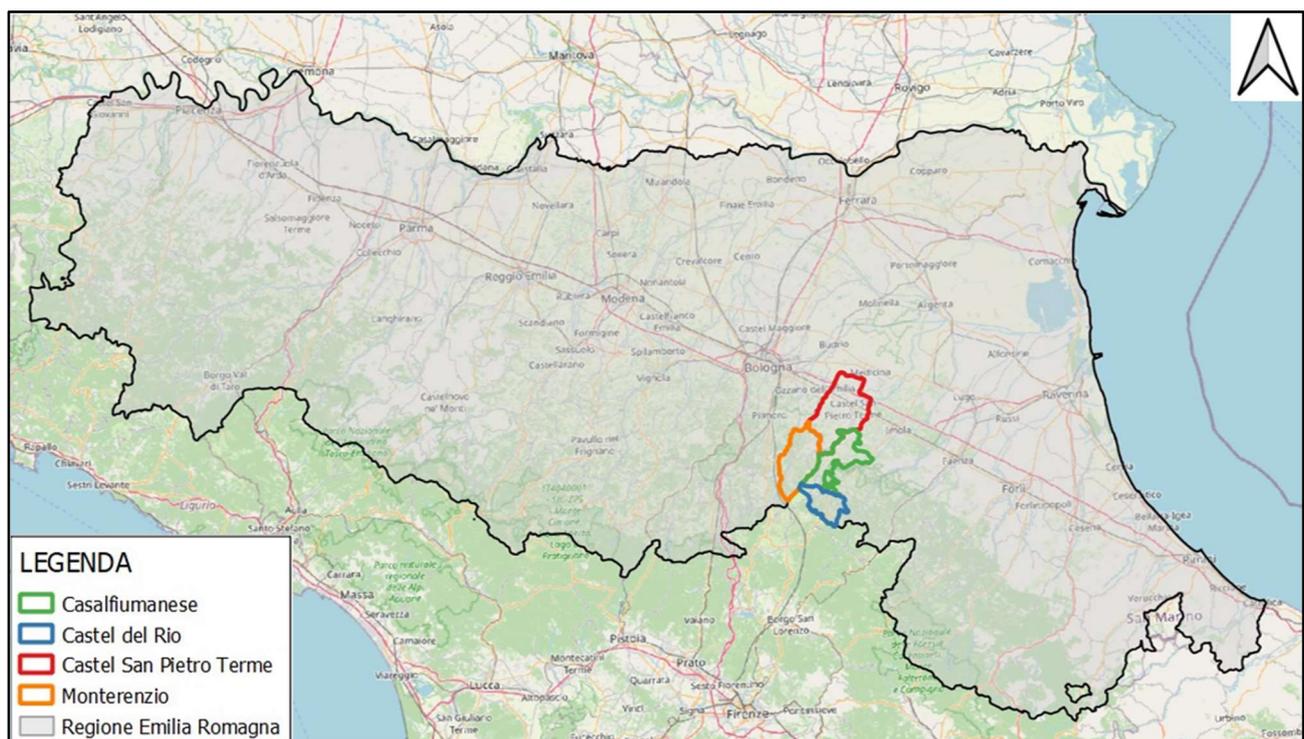


Figura 1.1: Localizzazione Impianto Eolico Emilia

2. DESCRIZIONE GENERALE DELL’IMPIANTO

L’impianto eolico presenta una potenza nominale totale pari a 79 MWp ed è costituito da n. 9 aerogeneratori di potenza pari a 6.0 MWp, altezza torre pari a 135 m e rotore pari a 170 m, collegati tra loro mediante un sistema di cavidotti interrati da 36 kV, opportunamente dimensionato, che si collega,

in parallelo con il BESS di potenza pari a 25 MWp, alla stazione elettrica di trasformazione (SE) della RTN 132/36 kV Castel San Pietro di futura realizzazione.

L'impianto si colloca in Emilia-Romagna, provincia di Bologna, all'interno di un'area di circa 2.000 ettari ed interessa prevalentemente il Comune di Monterenzio, ove ricadono 3 aerogeneratori, il Comune di Casalfiumanese, ove ricadono 4 aerogeneratori, il Comune di Castel del Rio, dove ricadono 2 aerogeneratori e il Comune di Castel San Pietro dove ricadono la linea di collegamento elettrica tra il parco eolico e la SE RTN 132/36 kV, tale sottostazione elettrica e il BESS.

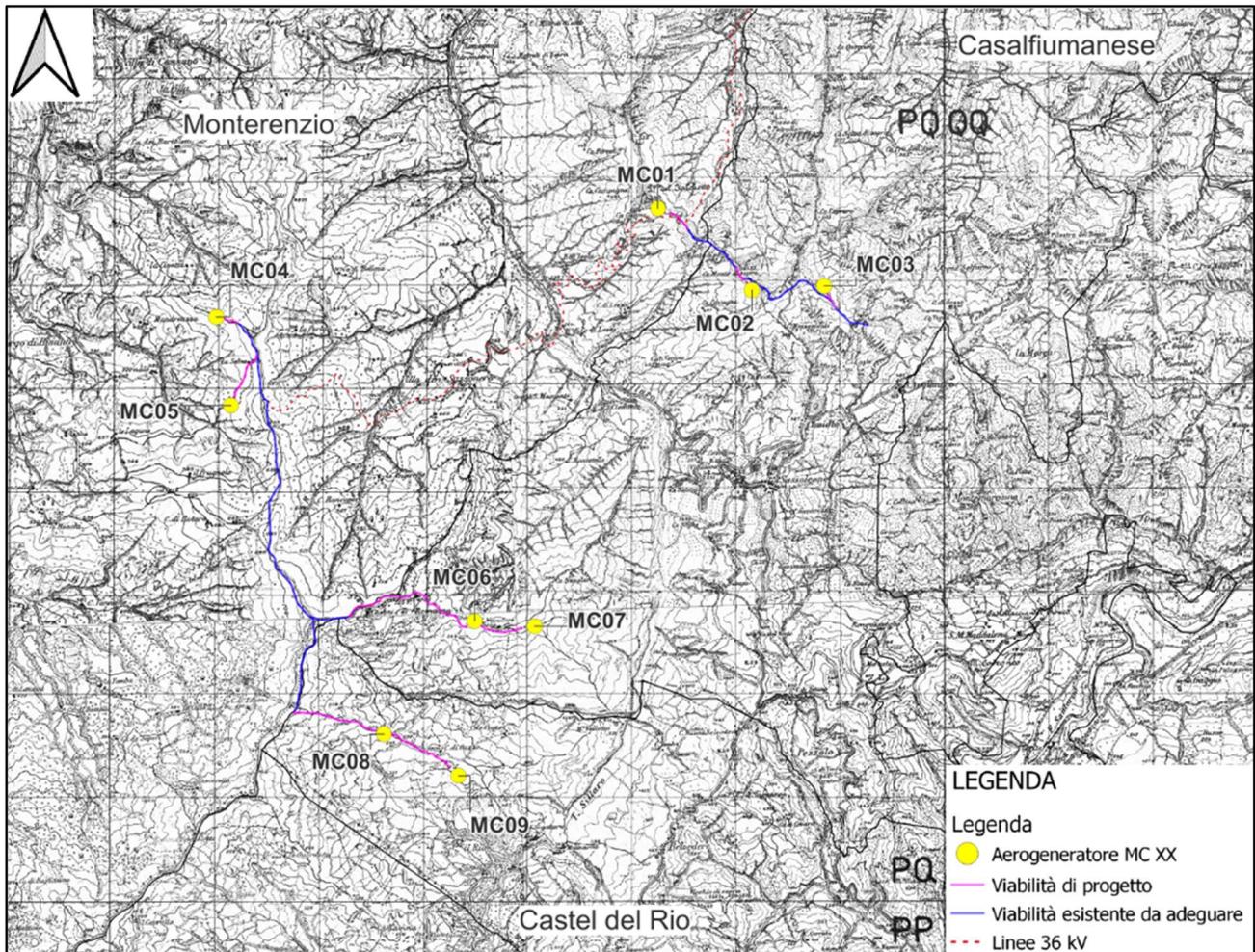


Figura 2.1: Layout d'impianto su carta IGM

Il Parco eolico si può intendere suddiviso in due parti, quella ricadente a Sud del centro abitato del Comune di Monterenzio, in prossimità della frazione di Sassonero e verso i confini con la Regione Toscana (Zona 1 – rettangolo rosso), costituita da 5 aerogeneratori, e quella ricadente ad Est di Monterenzio con riferimento alla suddetta frazione (Zona 2 – rettangolo blu), costituito da 3 aerogeneratori (**Figura 2.2**).

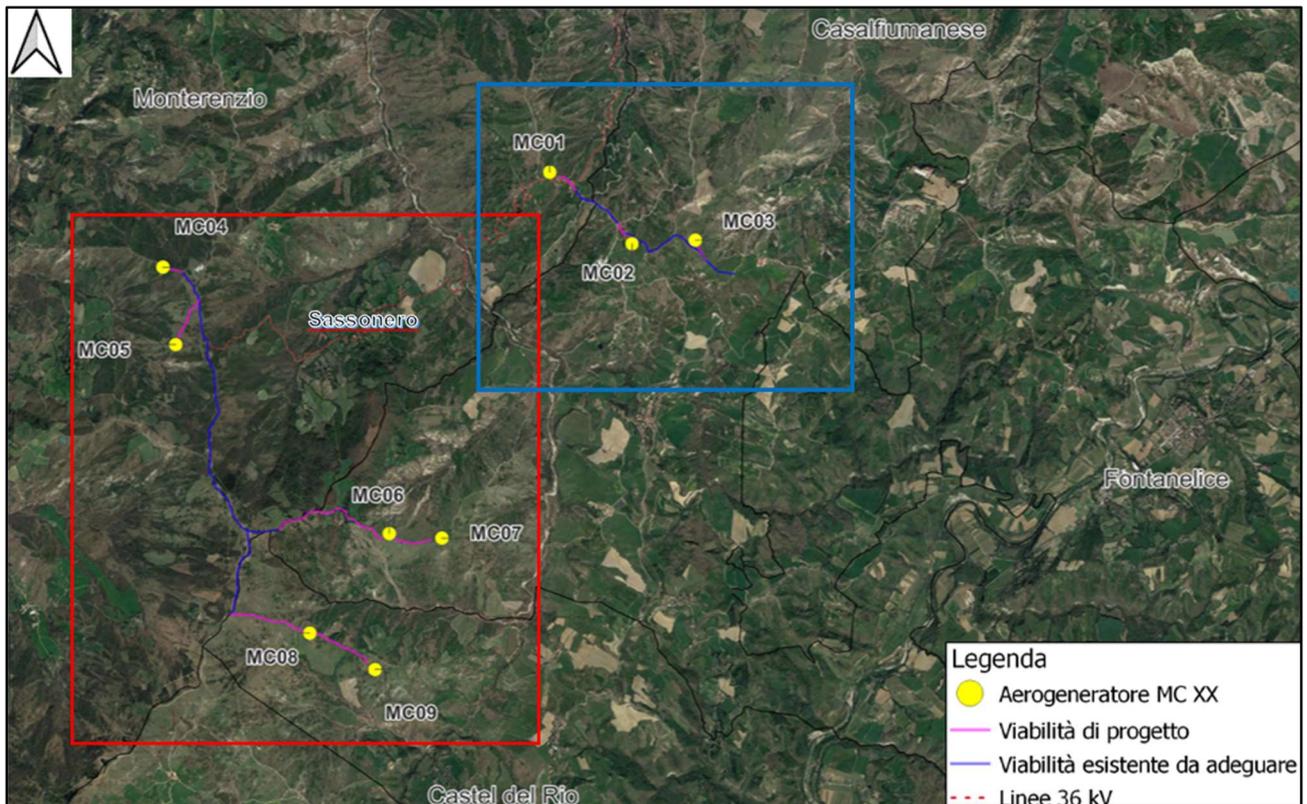


Figura 2.2: Layout d’impianto su ortofoto

Lo schema di allacciamento alla RTN prevede che l’impianto eolico venga collegato in antenna a 36 kV con la futura Stazione Elettrica (SE) della RTN da inserire in entra-esce alla linea RTN a 132 kV “Castel S. Pietro – Imola CP” in accordo alla STMG (Soluzione Tecnica Minima Generale) CP 202102219.

Ai sensi dell’art. 21 dell’allegato A alla deliberazione Arg/elt/99/08 e s.m.i. dell’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, il nuovo elettrodotto in antenna a 36 kV per il collegamento dell’impianto eolico sulla Stazione Elettrica della RTN costituisce impianto di utenza per la connessione, mentre lo stallo arrivo produttore a 36 kV nella suddetta stazione costituisce impianto di rete per la connessione.

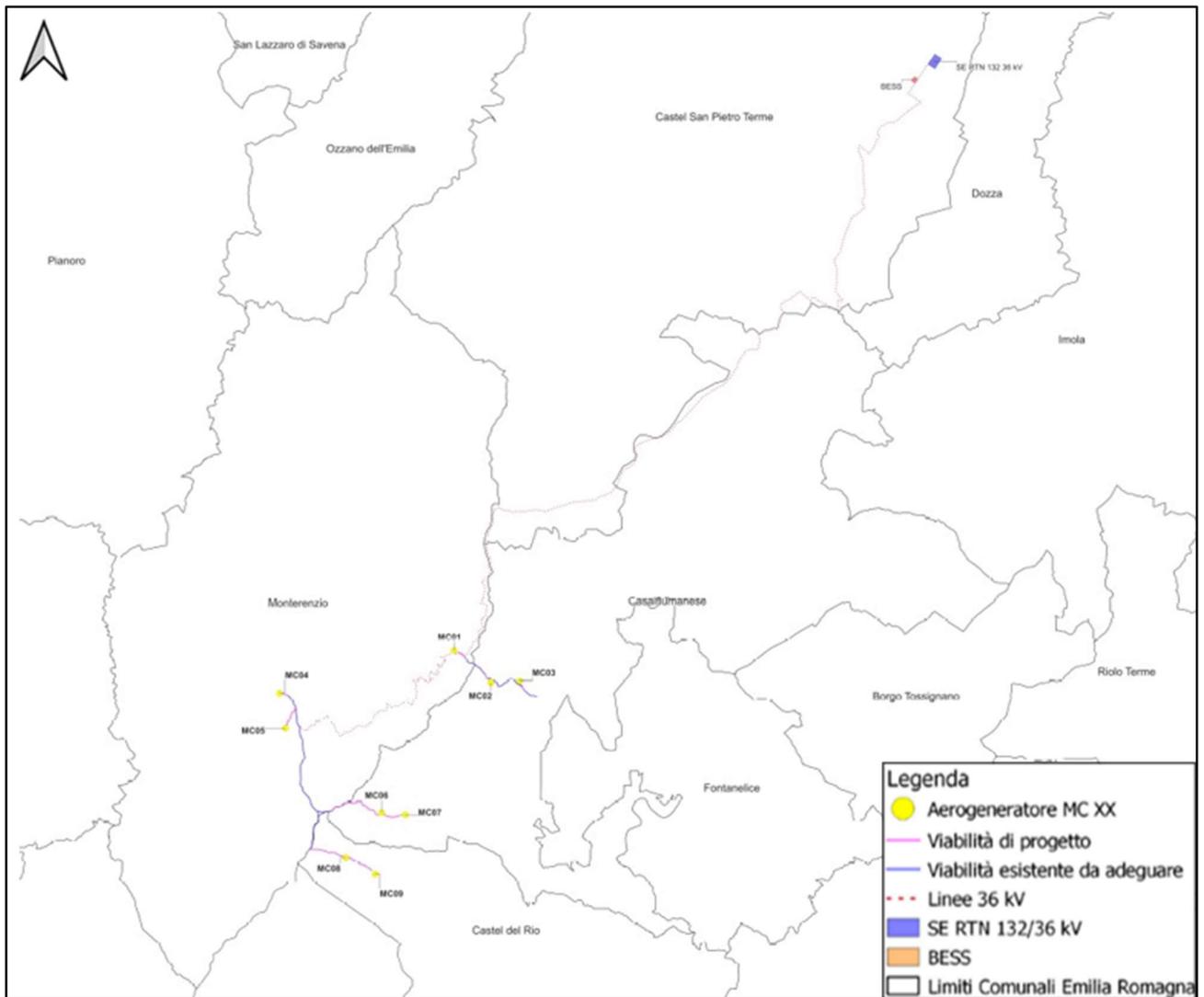


Figura 2.3: Inquadramento territoriale - Limiti amministrativi comuni interessati

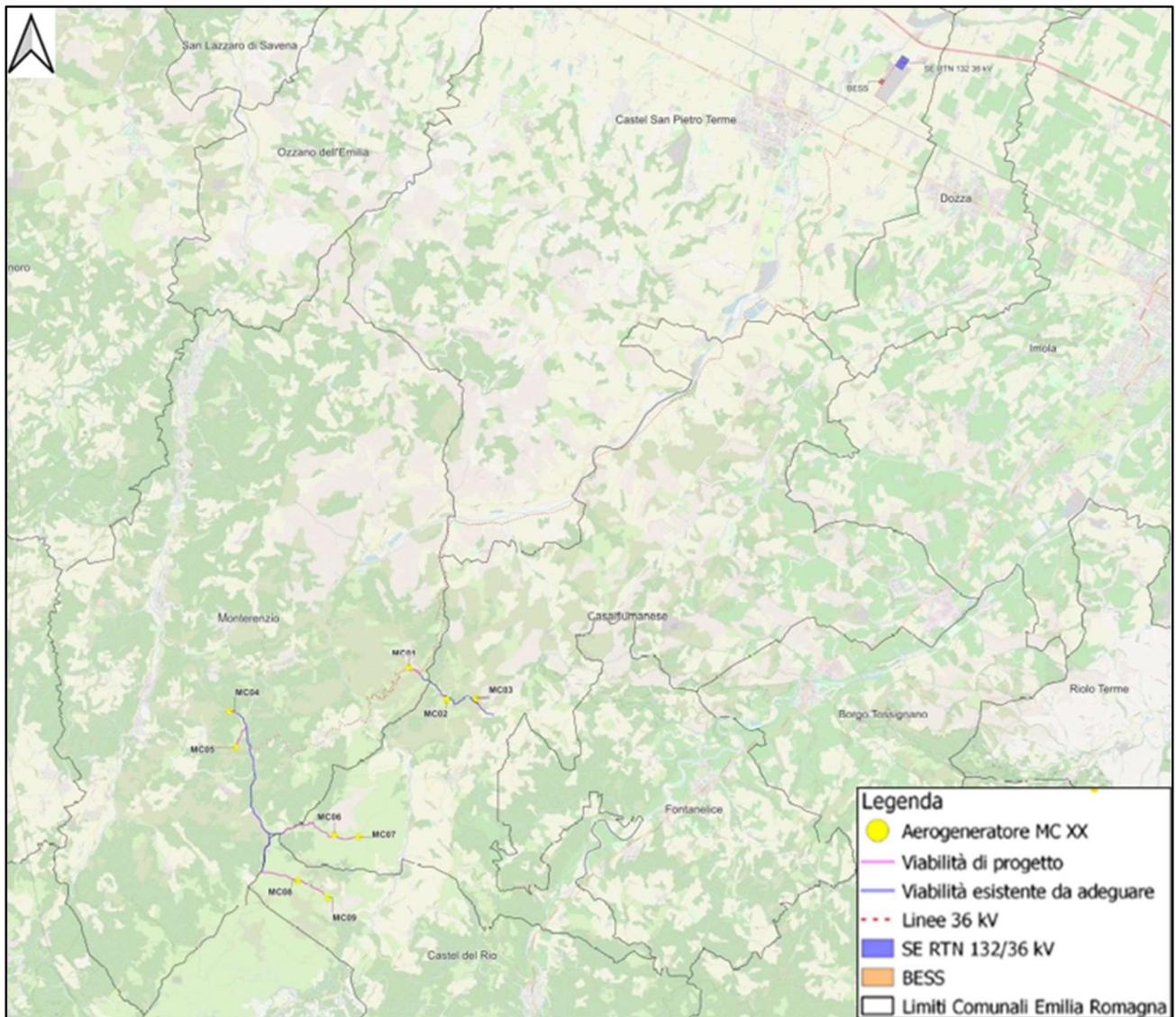


Figura 2.4: Inquadramento territoriale su “Open Street Map” - Limiti amministrativi comuni interessati



Figura 2.5: Inquadramento SE RTN di nuova realizzazione in Entra-Esci su linea RTN a 132 kV “Castel S. Pietro – Imola CP”.

Le turbine eoliche verranno collegate alla suddetta SE di trasformazione della RTN attraverso un sistema di linee elettriche interrate a 36 kV allocate prevalentemente in corrispondenza del sistema di viabilità interna che servirà per la costruzione e la gestione futura dell'impianto. Tale sistema di viabilità verrà realizzato prevalentemente adeguando il sistema viario esistente e realizzando nuovi tratti di viabilità in terra battuta.

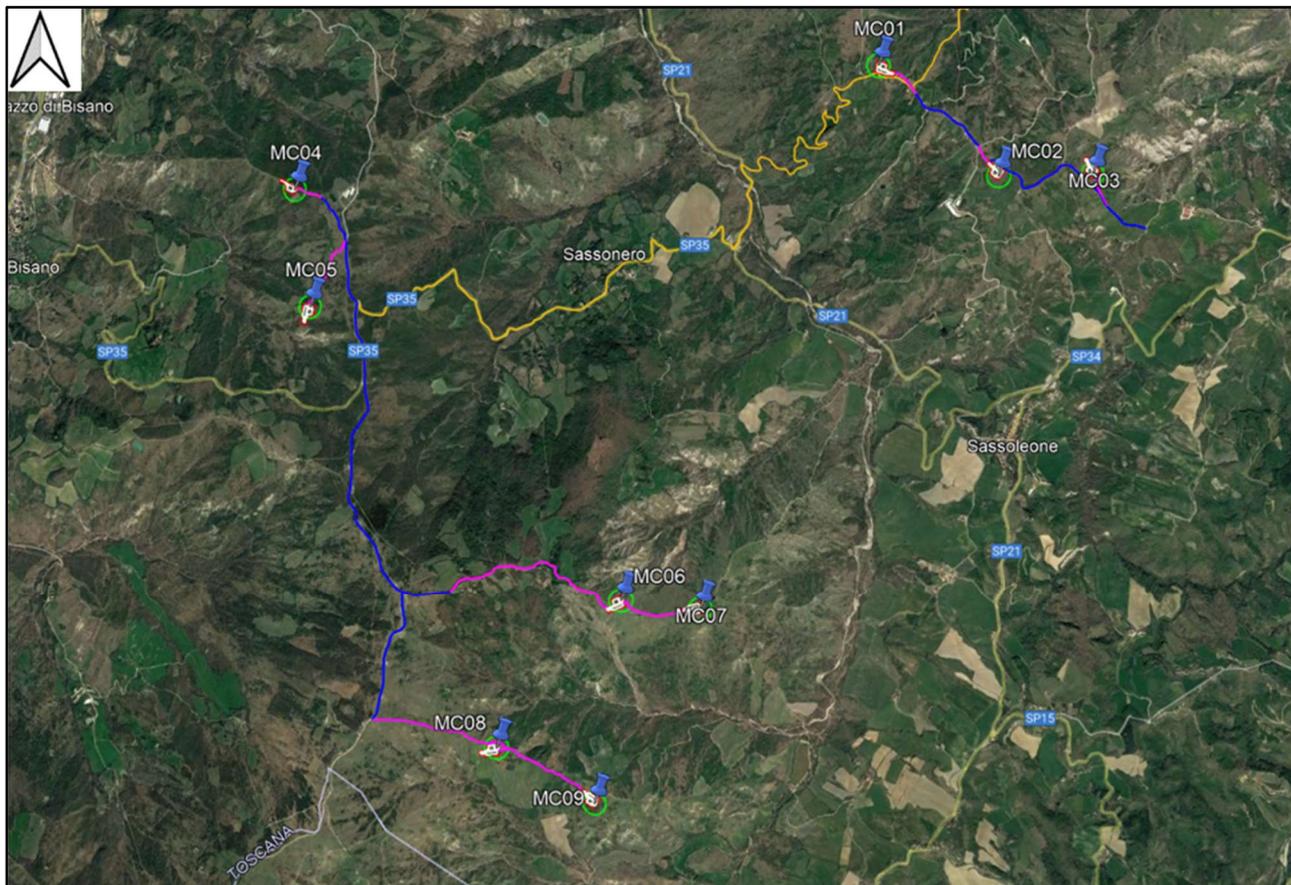


Figura 2.6: Layout d'impianto con sistema di viabilità esistente (linee blu) e di progetto (linee magenta) su immagine satellitare

La consegna in sito dei componenti degli aerogeneratori avverrà mediante l'utilizzo di mezzi di trasporto eccezionale che partendo dal Porto di Ravenna (**Figura 2.7**) arriverà passando per la SS67, la SP01, la SS309, la E45 e la SP19 presso l'area di trasbordo (Transshipment Area) in località San Pietro Terme da cui si seguirà un percorso per la consegna degli aerogeneratori della Zona 1 ed un percorso per quelli della Zona 2.

Nello specifico, dall'area di Trasbordo in San Pietro Terme percorrendo la SS09 direzione Est, la Via Sellustra direzione Sud e la SP34 direzione Ovest e la Via Gesso, si arriverà alle turbine MC01 – MC02 – MC03 e, sempre con partenza dalla suddetta area di trasbordo, i restanti aerogeneratori MC04 – MC05 – MC06 – MC07 – MC08 – MC09 verranno raggiunti percorrendo la SS09 direzione Ovest, la SP07 direzione Sud, la SP35 direzione Est ed infine in direzione Sud la Via Casoni di Romagna.



Figura 2.7: Layout d'impianto con viabilità di accesso dal Porto di Ravenna (linee rosse) su immagine satellitare

Si riportano di seguito le coordinate delle posizioni scelte per l'installazione degli aerogeneratori con il relativo inquadramento catastale.

Piano Particellare WF Emilia 9 WTG								
Numero	Comune	Latitudine	Longitudine	Foglio	Particella	D rotore [m]	Hhub [m]	H tot [m]
MC01	Monterenzio	44°17'7.15"N	11°28'14.23"E	70	8	170	135	220
MC02	Casalfiumanese	44°16'40.69"N	11°28'53.76"E	47	155	170	135	220
MC03	Casalfiumanese	44°16'41.30"N	11°29'25.07"E	68	1	170	135	220
MC04	Monterenzio	44°16'37.27"N	11°25'1.86"E	79	14	170	135	220
MC05	Monterenzio	44°16'9.45"N	11°25'6.99"E	79	187	170	135	220
MC06	Casalfiumanese	44°14'59.72"N	11°26'49.64"E	82	20	170	135	220
MC07	Casalfiumanese	44°14'57.51"N	11°27'15.52"E	85	7	170	135	220
MC08	Castel del Rio	44°14'24.94"N	11°26'8.93"E	2	7	170	135	220
MC09	Castel del Rio	44°14'11.27"N	11°26'40.61"E	3	36	170	135	220

Tabella 2.1: Localizzazione planimetrica e catastale degli aerogeneratori di progetto

2.1. Caratteristiche tecniche dell'aerogeneratore

L'aerogeneratore è una macchina rotante che trasforma l'energia cinetica del vento in energia elettrica ed è essenzialmente costituito da una torre (suddivisa in più parti), dalla navicella, dal Drive Train, dall'Hub e tre pale che costituiscono il rotore.

Per il presente progetto una delle possibili macchine che verrà installata è il modello Siemens Gamesa

SG 170 di potenza nominale pari a 6.0 MW, altezza torre all'hub pari a 135 m e diametro del rotore 170 m (Figura 2.1.1).

Oltre ai componenti su elencati, vi è un sistema di controllo che esegue, il controllo della potenza ruotando le pale intorno al loro asse principale, ed il controllo dell'orientamento della navicella, detto controllo dell'imbardata, che permette l'allineamento della macchina rispetto alla direzione del vento.

Il rotore è a passo variabile in resina epossidica rinforzata con fibra di vetro di diametro pari a 170 metri, posto sopravvento al sostegno, con mozzo rigido in acciaio. Altre caratteristiche salienti sono riassunte nella Tabella 2.1.1.

Le caratteristiche dell'aerogeneratore su descritto sono quelle ritenute idonee in base a quanto disponibile oggi sul mercato, in futuro potrà essere possibile cambiare il modello dell'aerogeneratore senza modificare in maniera sostanziale l'impatto ambientale e i limiti di sicurezza previsti.

In accordo alle disposizioni dell'ENAC (Ente Nazionale per l'Aviazione Civile), ognuna delle macchine è dotata di un sistema di segnalazione notturna per la segnalazione aerea, che prevede l'utilizzo di una luce rossa sull'estradosso della navicella.

Una segnalazione diurna, consistente nella verniciatura della parte estrema della pala con tre bande di colore rosso ciascuna di 6 m per un totale di 18 m, è prevista per gli aerogeneratori di inizio e fine tratto.

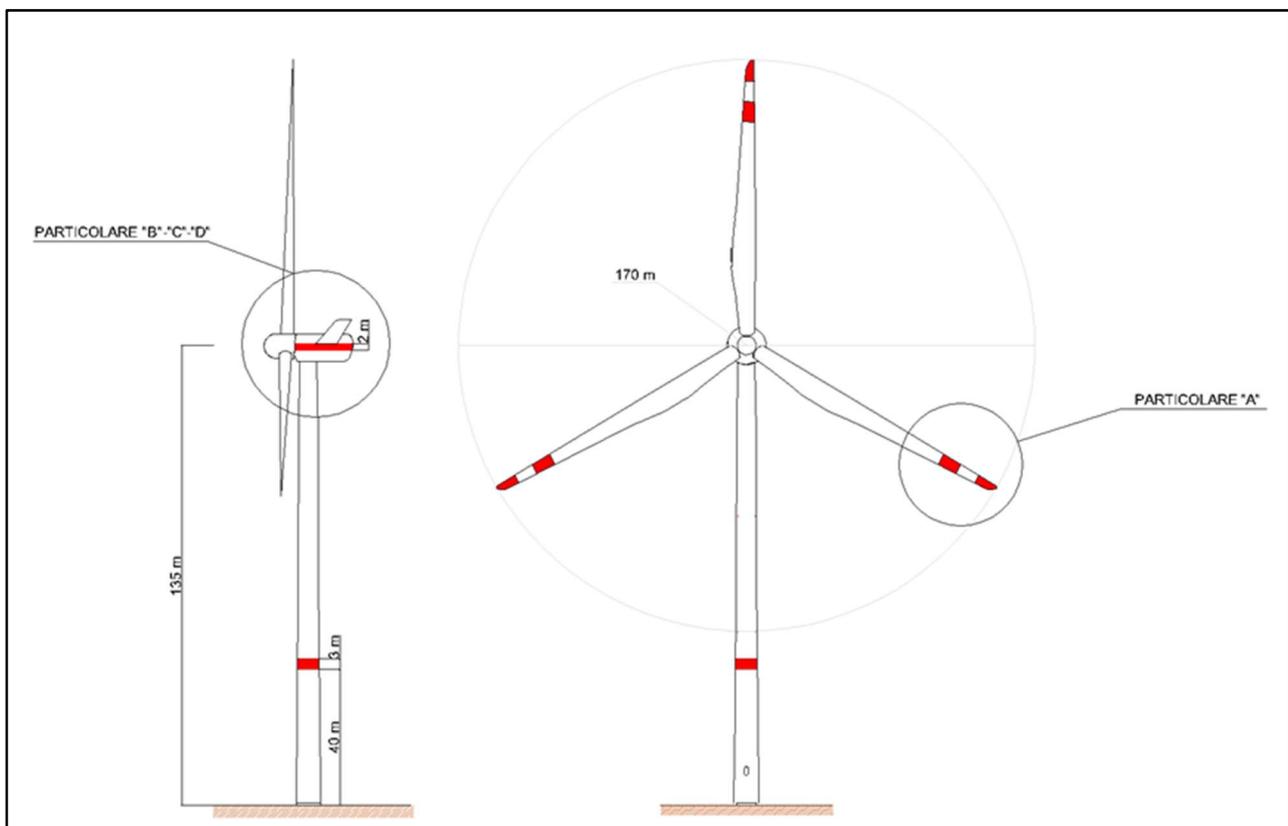


Figura 2.1.1: Profilo aerogeneratore SG170 – 6.0 MW

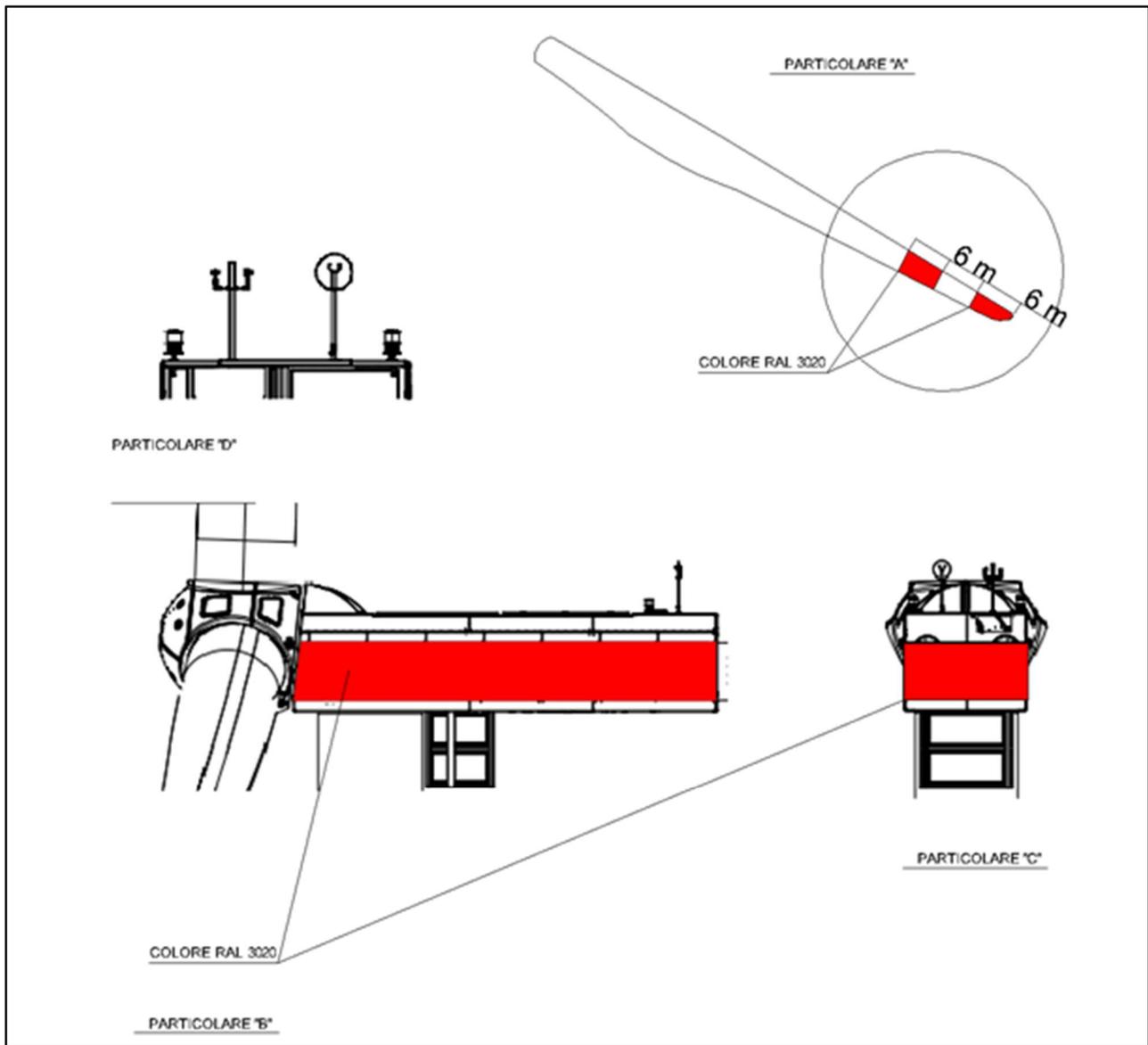


Figura 2.1.2: Particolari aerogeneratore SG170 – 6.0 MW di cui alla Figura 2.1.1

Rotor		Grid Terminals (LV)	
Type.....	3-bladed, horizontal axis	Baseline nominal power...	6.0MW/6.2 MW
Position.....	Upwind	Voltage.....	690 V
Diameter.....	170 m	Frequency.....	50 Hz or 60 Hz
Swept area.....	22,698 m ²	Yaw System	
Power regulation.....	Pitch & torque regulation with variable speed	Type.....	Active
Rotor tilt.....	6 degrees	Yaw bearing.....	Externally geared
Blade		Yaw drive.....	Electric gear motors
Type.....	Self-supporting	Yaw brake.....	Active friction brake
Single piece blade length	83,3 m	Controller	
Segmented blade length:		Type.....	Siemens Integrated Control System (SICS)
Inboard module.....	68,33 m	SCADA system.....	Consolidated SCADA (CSSS)
Outboard module.....	15,04 m	Tower	
Max chord.....	4.5 m	Type.....	Tubular steel / Hybrid
Aerodynamic profile.....	Siemens Gamesa proprietary airfoils	Hub height.....	100m to 165 m and site- specific
Material.....	G (Glassfiber) – CRP (Carbon Reinforced Plastic)	Corrosion protection.....	
Surface gloss.....	Semi-gloss, < 30 / ISO2813	Surface gloss.....	Painted
Surface color.....	Light grey, RAL 7035 or White, RAL 9018	Color.....	Semi-gloss, <30 / ISO-2813 Light grey, RAL 7035 or White, RAL 9018
Aerodynamic Brake		Operational Data	
Type.....	Full span pitching	Cut-in wind speed.....	3 m/s
Activation.....	Active, hydraulic	Rated wind speed.....	11.0 m/s (steady wind without turbulence, as defined by IEC61400-1)
Load-Supporting Parts		Cut-out wind speed.....	25 m/s
Hub.....	Nodular cast iron	Restart wind speed.....	22 m/s
Main shaft.....	Nodular cast iron	Weight	
Nacelle bed frame.....	Nodular cast iron	Modular approach.....	Different modules depending on restriction
Mechanical Brake			
Type.....	Hydraulic disc brake		
Position.....	Gearbox rear end		
Nacelle Cover			
Type.....	Totally enclosed		
Surface gloss.....	Semi-gloss, <30 / ISO2813		
Color.....	Light Grey, RAL 7035 or White, RAL 9018		
Generator			
Type.....	Asynchronous, DFIG		

Tabella 2.1.1: Specifiche tecniche aerogeneratore

2.2. Viabilità e piazzole

La viabilità e le piazzole del parco eolico sono elementi progettati considerando la fase di costruzione e la fase di esercizio dell'impianto eolico.

In merito alla viabilità, come detto sopra, si è cercato di utilizzare il sistema viario esistente adeguandolo al passaggio dei mezzi eccezionali. Tale indirizzo progettuale ha consentito di minimizzare l'impatto sul territorio e di ripristinare tratti di viabilità comunale che si trovano in stato di dissesto migliorando l'accessibilità dei luoghi anche alla popolazione locale.

Nel caso questo non sia stato possibile, sono stati progettati tratti di nuova viabilità seguendo il profilo

naturale del terreno senza interferire con il reticolo idrografico presente in sito.

Nella **Figura 2.2.1** riportiamo una sezione stradale tipo di riferimento per i tratti di viabilità da adeguare e quelli di nuova realizzazione.

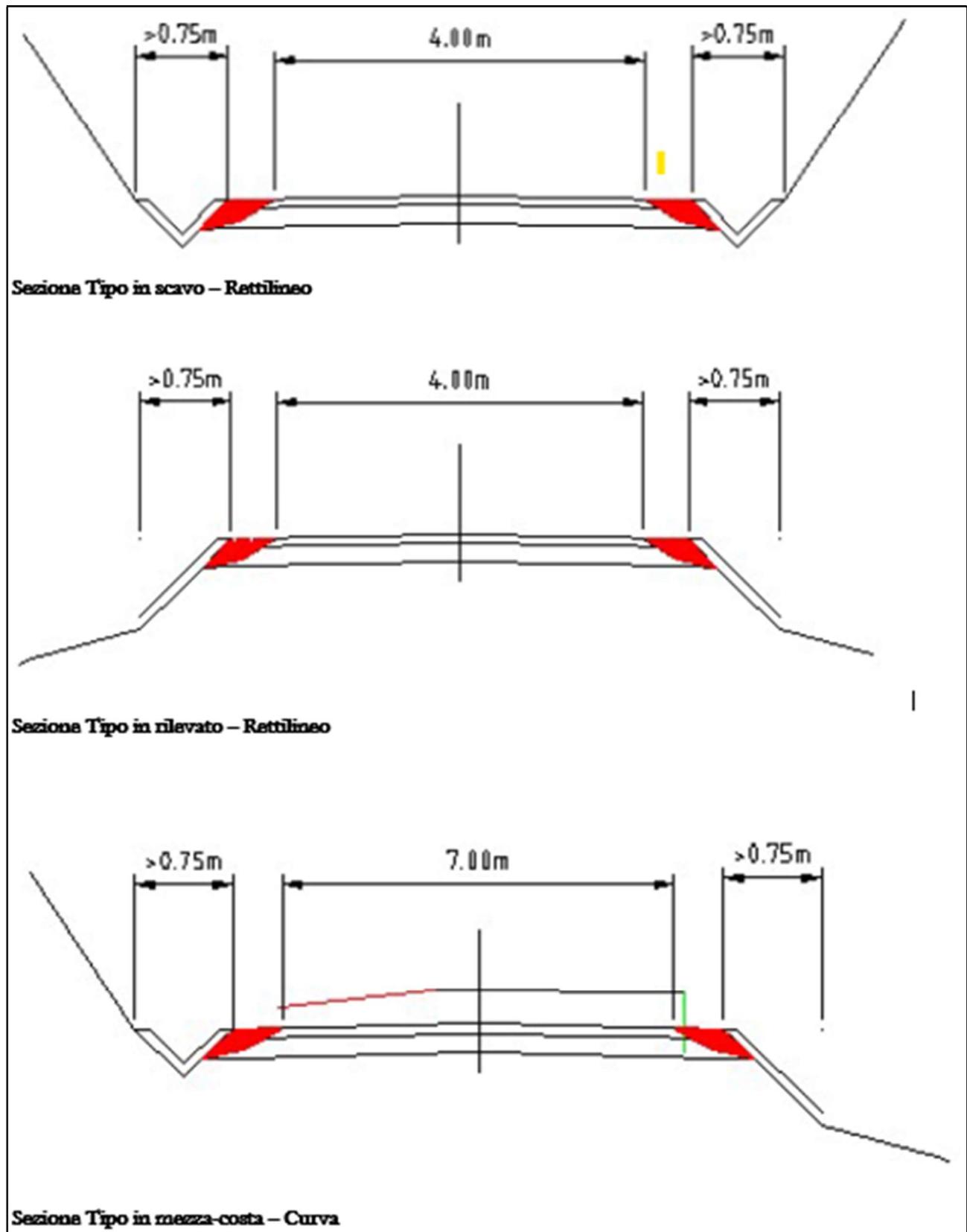


Figura 2.2.1: Sezioni tipo viabilità parco eolico

La progettazione delle piazzole da realizzare per l'installazione di ogni aerogeneratore prevede due configurazioni, la prima necessaria all'installazione dell'aerogeneratore e la seconda, a seguito di opere di dismissione parziale, per la fase di esercizio e manutenzione dell'impianto (**Figura 2.2.2**).

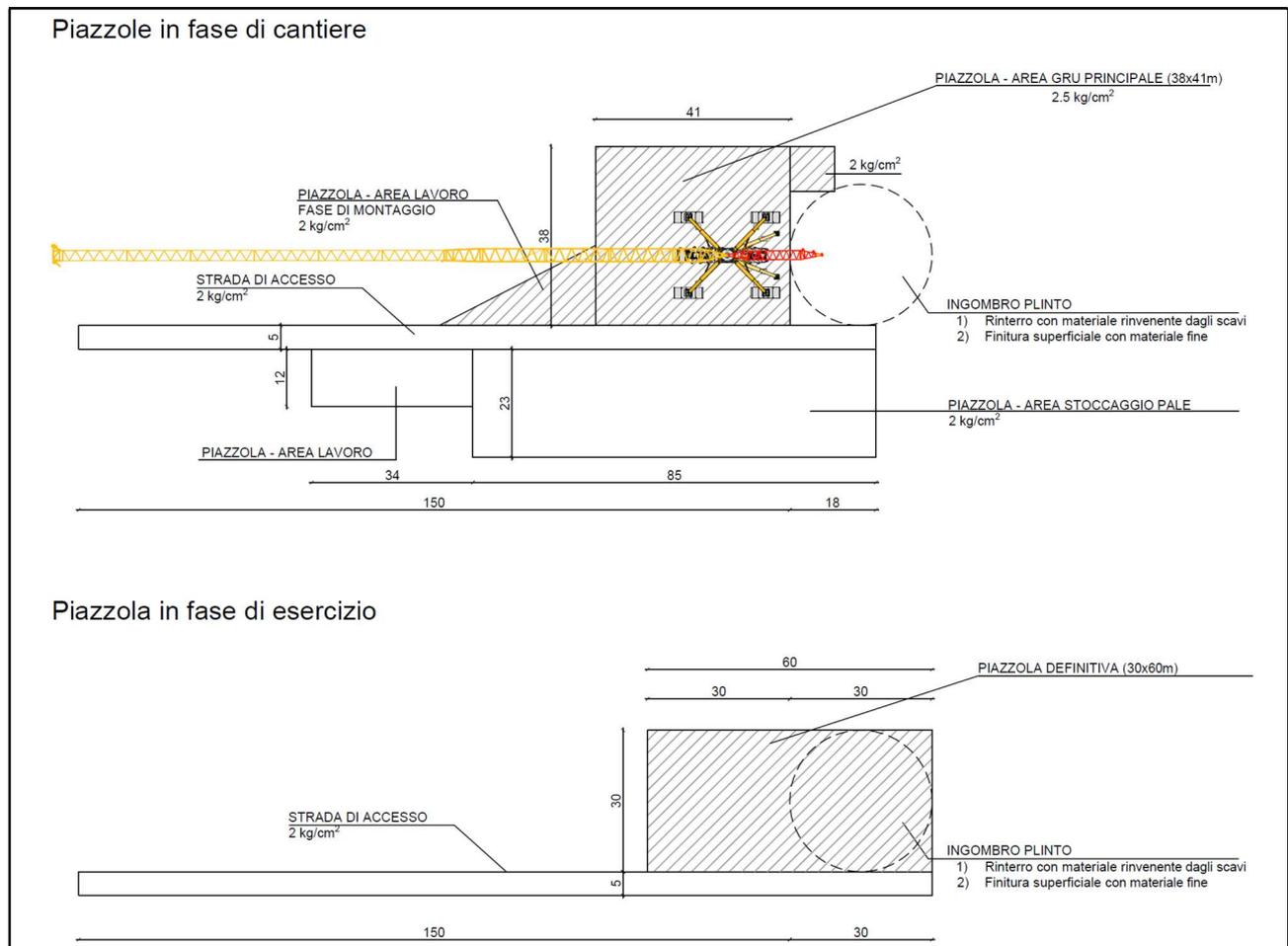


Figura 2.2.2: Planimetria piazzola tipo per la fase di installazione e fase di esercizio e manutenzione

2.3. Descrizione opere elettriche

2.3.1. Aerogeneratori

L'impianto eolico è composto da 9 aerogeneratori di potenza nominale pari a 6,0 MWp, opportunamente disposti, collegati in relazione alla disposizione dell'impianto e dotati di generatori asincroni trifasi. Ogni generatore è topograficamente, strutturalmente ed elettricamente indipendente dagli altri anche dal punto di vista delle funzioni di controllo e protezione.

Gli aerogeneratori sono collegati fra loro e a loro volta si connettono alla Stazione Elettrica di trasformazione della RTN 132/36 kV, prevista nel Comune di Castel San Pietro Terme e ancora da realizzare.

All'interno della torre saranno installati:

- l'arrivo cavo BT (690 V) dal generatore eolico al trasformatore;

- il trasformatore 0,69/36 kV;
- il sistema di rifasamento del trasformatore;
- la cella a 36 kV di arrivo linea e di protezione del trasformatore;
- il quadro di BT (690 V) di alimentazione dei servizi ausiliari;
- quadro di controllo locale.

2.3.2. Linee elettriche di collegamento a 36 kV

Il parco eolico avrà una potenza complessiva di 79 MWp, data dalla somma delle potenze elettriche di 9 aerogeneratori da 6 MWp ciascuno e dalla potenza del BESS di 25 MWp. Dal punto di vista elettrico gli aerogeneratori sono collegati fra loro in n. 4 gruppi (sottocampi) da 2 o 3 aerogeneratori ciascuno, come riportato nella tabella sottostante.

Sottocampo o Circuito	Aerogeneratori	Potenza totale [MWp]
CIRCUITO A	MC08 – MC09	12
CIRCUITO B	MC06 – MC07	12
CIRCUITO C	MC01 – MC02 – MC03	18
CIRCUITO D	MC04 – MC05	12

Tabella 2.3.2.1: Sottocampi degli aerogeneratori

Coerentemente con la suddivisione in sottocampi di cui sopra, l'intero sistema di distribuzione dell'energia dagli aerogeneratori verso la nuova stazione elettrica di trasformazione 132/36 kV nel Comune di Castel San Pietro è articolato in 4 distinte linee elettriche, una per ciascun sottocampo, con un livello di tensione pari a 36 kV e che confluiscono sui quadri generali dell'edificio a 36 kV in prossimità della stazione di cui sopra.

Dall'aerogeneratore capofila di ciascun sottocampo, infatti, si diparte una linea elettrica di vettoriamento in cavo interrato a 36 kV di sezione pari a 630 mm². Analogamente, gli aerogeneratori di ciascun sottocampo sono collegati fra loro in entra-esce o fine linea mediante una linea elettrica in cavo interrato a 36 kV di sezione 185 o 300 mm². Tutti i cavi di cui si farà utilizzo, sia per il collegamento interno dei sottocampi che per la relativa connessione alla stazione elettrica di trasformazione della RTN 132/36 kV, sono del tipo schermato mediante filo di rame rosso, con conduttore a corda rotonda compatta di rame rosso, semiconduttore esterno elastomerico estruso e guaina in PVC.

In generale, per tutte le linee elettriche, si prevede la posa a trifoglio direttamente interrata dei cavi, ad una profondità di 1,50 m dal piano del suolo e l'utilizzo di una lastra protettiva che ne assicuri la protezione meccanica. In caso di particolari attraversamenti o di risoluzione puntuale di interferenze, le modalità di posa potranno essere modificate in conformità a quanto previsto dalla norma CEI 11-17 e

dagli eventuali regolamenti vigenti relativi alle opere interferite, mantenendo comunque un grado di protezione delle linee non inferiore a quanto garantito dalle normali condizioni di posa.

La figura seguente, nella quale le misure sono espresse in mm, mostra la modalità di posa sopra indicate.

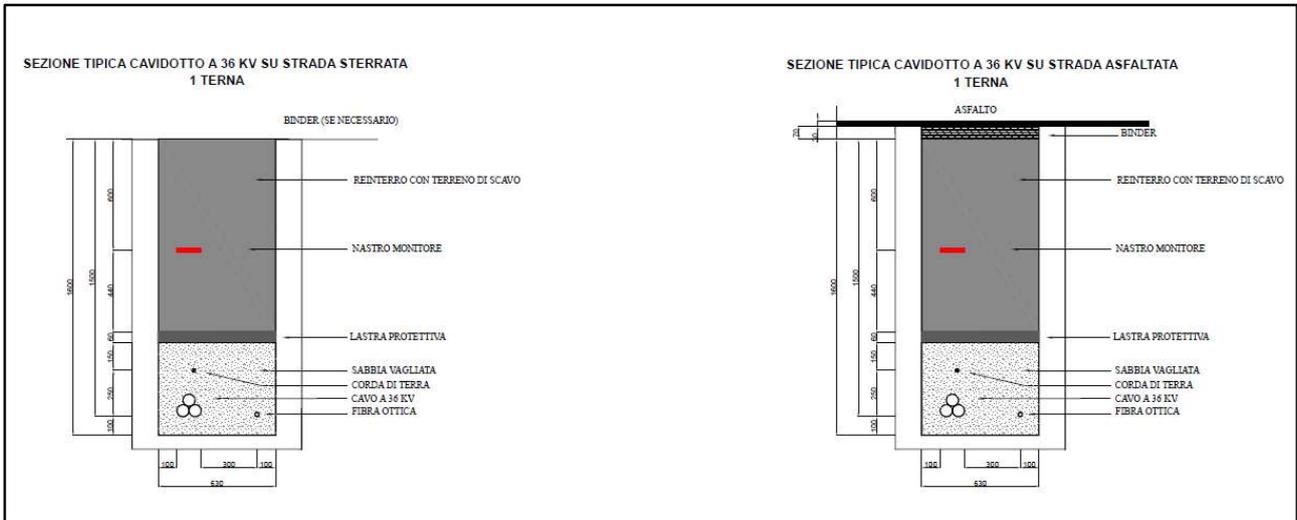


Figura 2.3.2.1: Sezioni tipiche delle trincee cavidotto per una terna di cavi in parallelo

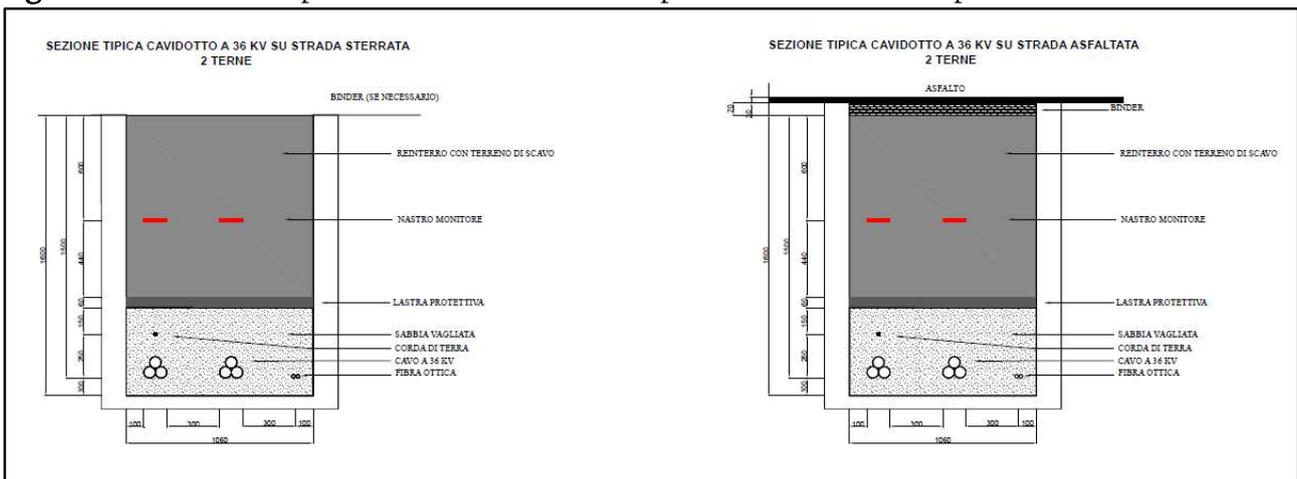


Figura 2.3.2.2: Sezioni tipiche delle trincee cavidotto per due terne di cavi in parallelo

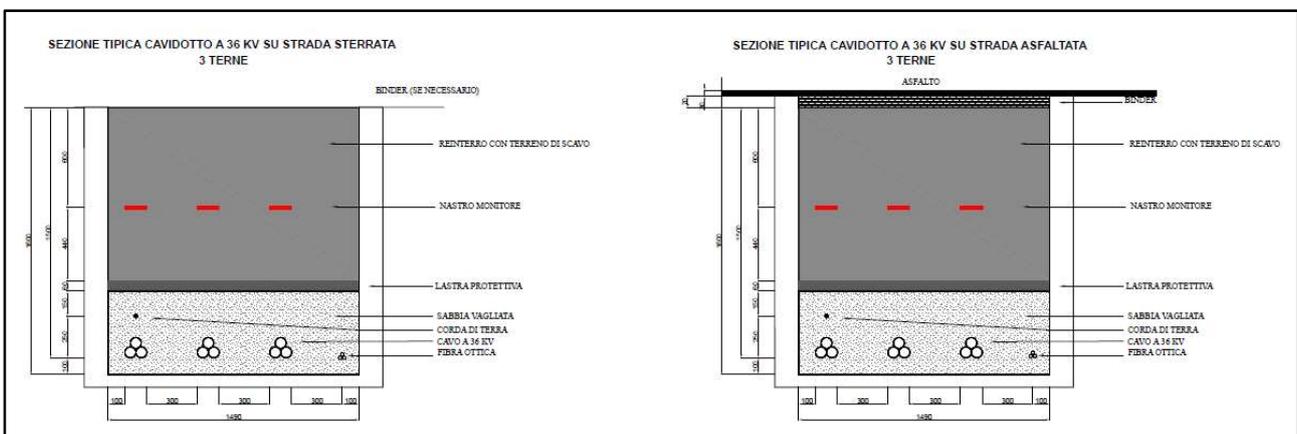


Figura 2.3.2.3: Sezioni tipiche delle trincee cavidotto per tre terne di cavi in parallelo

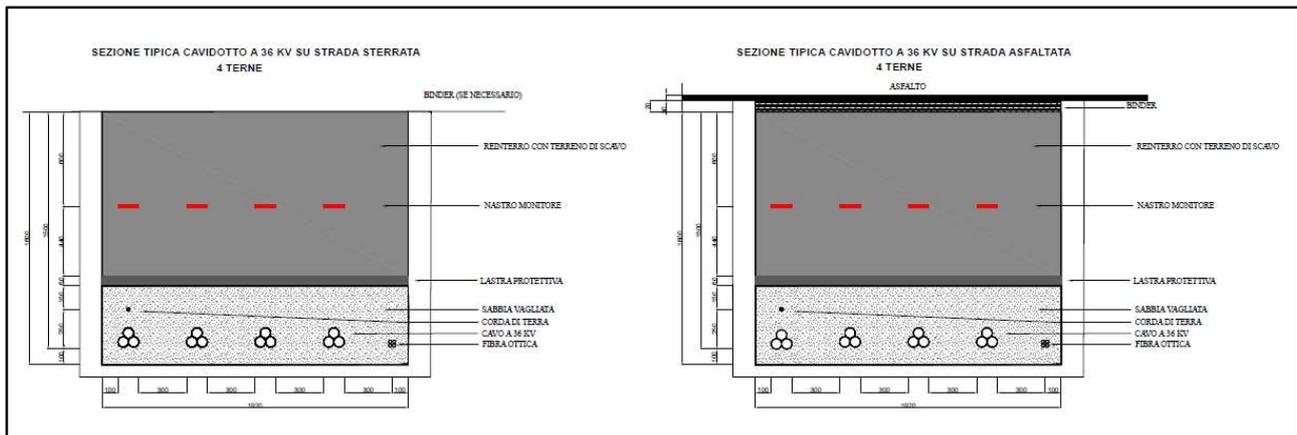


Figura 2.3.2.4: Sezioni tipiche delle trincee cavidotto per quattro terne di cavi in parallelo

2.3.3. BESS

L'impianto eolico è connesso ad un sistema di accumulo di energia BESS (Battery Energy Storage System) di potenza pari a 25 MWp localizzato nelle immediate vicinanze della Stazione Elettrica della RTN 132/36 kV, come rappresentato nella **Figura 2.5**.

Il BESS è un sistema costituito da apparecchiature e dispositivi in grado di immagazzinare a livello elettrochimico l'energia al fine di convertirla in energia elettrica a 36 kV.

In particolare, il sistema BESS è costituito da un insieme di celle elettrochimiche connesse elettricamente tra loro in serie e parallelo in modo da formare i singoli moduli batterie, i quali, a loro volta, sono connessi elettricamente tra loro in serie e parallelo e assemblati in un unico sistema (armadio batteria).

Le batterie adoperate sono agli ioni di litio e presentano un'aspettativa di vita pari alla vita di impianto prevista in condizioni operative standard all'aperto.

Un sistema di controllo batterie (BMS, Battery Management System) assicura la gestione, il controllo e il monitoraggio locale degli assemblati-batterie, mentre il PCS (Power Conversion System) assicura la conversione bidirezionale della corrente da AC/DC.

La gestione e il controllo locale dell'impianto è assicurato dal Sistema di Controllo Integrato (SCI).

I componenti e le apparecchiature principali del sistema di accumulo sono di seguito elencati:

- celle elettrochimiche;
- moduli batterie;
- sistema di gestione, controllo e monitoraggio locale delle batterie (BMS);
- sistema di conversione di corrente AC/DC (PCS);
- sistema di gestione e controllo dell'impianto (SCI);
- trasformatori di potenza 36 kV/BT;
- quadri elettrici a 36 kV;

- sistema di misurazione;
- servizi ausiliari;
- sistema SCADA in grado di garantire la supervisione, il controllo e la raccolta dei dati relativi all'impianto;
- container batterie.

La configurazione del BESS (**Figura 2.3.3.1**) è costituita da 1 gruppo ottenuto replicando 8 blocchi da 3,125 MWp ciascuno, per una potenza totale di 25 MW e collegati tra loro in entra – esci in modo che l'impianto occuperà complessivamente un'area di 138 m x 109 m.

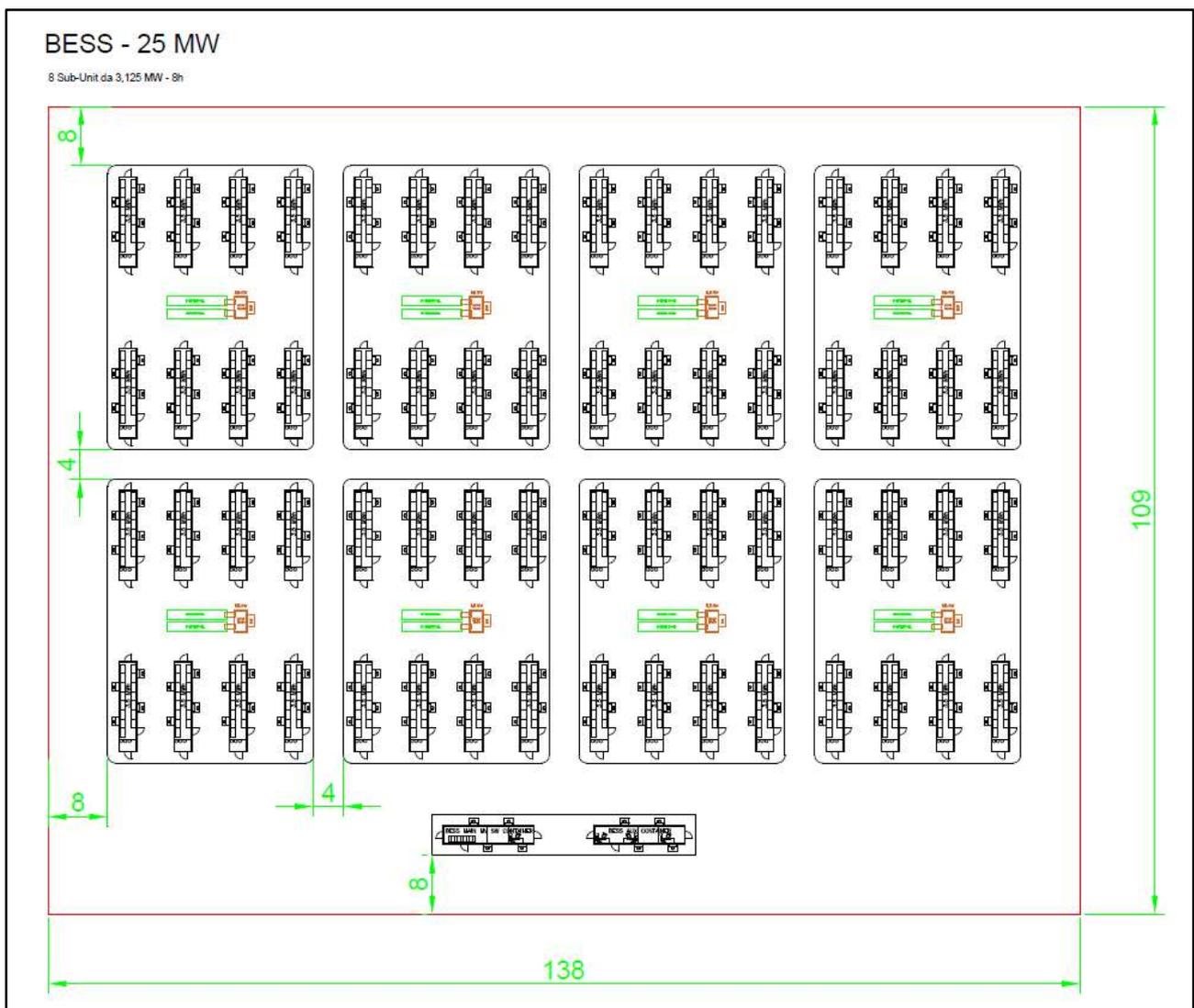


Figura 2.3.3.1: Configurazione BESS di potenza 25 MWp

2.3.4. Opere di connessione alla RTN

Lo schema di allacciamento alla RTN prevede che la centrale eolica venga collegata in antenna a 36 kV con la futura Stazione Elettrica (SE) di trasformazione della RTN 132/36 kV di Castel San Pietro, da inserire in entra-esce alla linea elettrica aerea RTN a 132 kV “Castel San Pietro – Imola CP”.

Il progetto prevede la realizzazione dell'edificio per i servizi ausiliari, del locale magazzino e dei chioschi per apparecchiature elettriche, dell'edificio per i punti di consegna, dell'edificio comandi e di un edificio quadri di attestazione cavi a 36 kV dei produttori e da cui si dipartono le linee a 36 kV verso i 3 trasformatori 132/36 kV.

2.3.5. Sistema di terra

Il sistema di terra del parco eolico è costituito da una maglia di terra formata dai sistemi di dispersori dei singoli aerogeneratori e dal conduttore di corda nuda che li collega. La maglia complessiva che si viene così a creare consente di ottenere un valore di resistenza di terra tale da garantire un sufficiente margine di sicurezza, adeguato alla normativa vigente. Il sistema di terra di ciascun aerogeneratore consisterà in più anelli dispersori concentrici, collegati radialmente fra loro, e collegati in più punti anche all'armatura del plinto di fondazione.

3. DESCRIZIONE GENERALE COSTRUZIONE, ESERCIZIO E DISMISSIONE IMPIANTO

L'impianto eolico avrà una vita di circa 30 anni che inizierà con le opere di approntamento di cantiere fino alla dismissione dello stesso e il ripristino dello stesso con il ripristino dei luoghi. Si prevedono pertanto tre fasi:

- a) costruzione;
- b) esercizio e manutenzione;
- c) dismissione.

3.1. Costruzione

Le opere di costruzioni possono essere distinte in tre parti distinte, le opere civili, opere elettriche e le opere di installazione elettromeccaniche degli aerogeneratori e relativa procedura di collaudo e avviamento.

3.1.1. Opere civili

Le opere civili riguardano il movimento terra per la realizzazione di strade e piazzole necessarie per la consegna in sito dei vari componenti dell'aerogeneratore e la successiva installazione.

Le strade esistenti che verranno adeguate e quelle di nuova realizzazione avranno una larghezza minima di 5 m e le piazzole per le attività di stoccaggio avranno una dimensione pari a circa 11.000 mq come riportato nell'elaborato "MCOC038 Relazione tecnica descrittiva delle opere civili".

La consegna in sito degli aerogeneratori avverrà mediante l'utilizzo di mezzi di trasporto eccezionale che richiederanno interventi di adeguamento al sistema di viabilità esistente opportunamente ripristinati

dopo la fine dei lavori.

La turbina eolica verrà installata su di una fondazione in cemento armato del tipo diretto o indiretto su pali. La connessione tra la torre in acciaio e la fondazione avverrà attraverso una gabbia di tirafondi opportunamente dimensionati al fine di trasmettere i carichi alla fondazione e resistere al fenomeno della fatica per effetto della rotazione ciclica delle pale. La progettazione preliminare delle fondazioni è stata effettuata sulla base della relazione geologica e in conformità alla normativa vigente.

I carichi dovuti al peso della struttura in elevazione, al sisma e al vento, in funzione delle caratteristiche di amplificazione sismica locale e delle caratteristiche geotecniche puntuali del sito, consentiranno la progettazione esecutiva delle fondazioni affinché il terreno di fondazione possa sopportare i carichi trasmessi dalla struttura in elevazione.

In funzione della relazione geologica e dei carichi trasmessi in fondazione dall'aerogeneratore, in questa fase si è ipotizzata una fondazione di forma tronco-conica di diametro alla base pari a 24.5 m su n. 10 pali del diametro pari 110 cm e della lunghezza di 27 m.

3.1.2. Opere Elettriche e di telecomunicazione

Le opere relative alla rete elettrica interna al parco eolico, oggetto del presente lavoro, possono essere così suddivise:

- opere elettriche di collegamento elettrico fra aerogeneratori;
- opere di collegamento alla Rete di Trasmissione Nazionale;
- fibra ottica di collegamento tra gli aerogeneratori e la sottostazione elettrica di trasformazione.

I collegamenti tra il parco eolico e la nuova stazione elettrica SE della RTN 132/36 kV di Castel San Pietro avverranno tramite linee interrate esercite a 36 kV, ubicate lungo la rete stradale esistente e sui tratti di strada di nuova realizzazione che verranno poi utilizzati nelle fasi di manutenzione.

L'energia prodotta dai singoli aerogeneratori del parco eolico verrà trasportata in corrispondenza dell'Edificio 36 kV Terna e, successivamente, verrà eseguito il collegamento e la trasformazione alla tensione 132 kV in corrispondenza della nuova stazione elettrica SE della RTN 132/36 kV di Castel San Pietro.

All'interno del parco eolico verrà realizzata una rete in fibra ottica per collegare tutte le turbine eoliche ad una sala di controllo, posizionata in una cabina prossima all'edificio, ove verranno collocati i quadri di attestazione cavi a 36 kV, attraverso cui, mediante il collegamento a internet, sarà possibile monitorare e gestire il parco da remoto. La rete di fibra ottica verrà posata all'interno dello scavo che verrà realizzato per la posa in opera delle linee di collegamento elettrico.

3.1.3. Installazione aerogeneratori

La terza fase della costruzione consiste nel trasporto e montaggio degli aerogeneratori. È stato previsto di raggiungere ogni piazzola di montaggio per scaricare i componenti, installare i primi due tronchi di torre direttamente sulla fondazione (dopo che quest'ultima avrà superato i 28 giorni di maturazione del calcestruzzo e i test sui materiali hanno avuto esito positivo) e stoccare in piazzola i restanti componenti per essere installati successivamente con una gru di capacità maggiore.

Completata l'installazione di tutti i componenti, si passerà successivamente al montaggio elettromeccanico interno alla torre affinché l'aerogeneratore possa essere connesso alla Rete Elettrica e, dopo opportune attività di commissioning e test, possa iniziare la produzione di energia elettrica.

3.2. Esercizio e manutenzione

La fase di gestione dell'impianto prevede interventi di manutenzione ordinaria e straordinaria. Le torri eoliche sono dotate di telecontrollo; durante la fase di esercizio sarà possibile controllare da remoto il funzionamento delle parti meccaniche ed elettriche. In caso di malfunzionamento o di guasto, saranno eseguiti interventi di manutenzione straordinaria.

Gli interventi di manutenzione ordinaria, effettuati con cadenza semestrale, saranno eseguiti sulle parti elettriche e meccaniche all'interno della navicella e del quadro a 36 KV posto a base della torre. Inoltre, sarà previsto un piano di manutenzione della viabilità e delle piazzole al fine di garantire sempre il raggiungimento degli aerogeneratori ed il corretto deflusso delle acque in corrispondenza dei nuovi tratti di viabilità.

3.3. Dismissione dell'impianto

La vita media di un parco eolico è generalmente pari ad almeno 30 anni, trascorsi i quali è comunque possibile, dopo un'attenta revisione di tutti i componenti, prolungare ulteriormente l'attività dell'impianto e conseguentemente la produzione di energia. In ogni caso, una delle caratteristiche dell'energia eolica che contribuisce a caratterizzare questa fonte come effettivamente "sostenibile" è la quasi totale reversibilità degli interventi di modifica del territorio necessari a realizzare gli impianti di produzione. Una volta esaurita la vita utile dell'impianto è cioè possibile programmare lo smantellamento dell'intero impianto e la riqualificazione del sito di progetto, che può essere ricondotto alle condizioni ante operam a costi accettabili come esplicitato nel "Piano di dismissione".

4. PROPOSTA PIANO DI COMPENSAZIONE AMBIENTALE

Si riportano qui di seguito alcune idee per la eventuale realizzazione di progetti di compensazione ambientale che la Società proporrà di realizzare a titolo di compensazione ambientale a seguito della

realizzazione del parco eolico:

- 1) Rinnovamento e miglioramento del sistema viario in prossimità delle aree dell'impianto eolico e relative opere di connessione alla rete RTN;
- 2) Formazione presso le scuole in materia di fonti rinnovabili e della green energy attraverso il coinvolgimento delle scuole e /o visite guidate sul territorio per avvicinare la popolazione all'impianto eolico;
- 3) Formazione per la creazione di competenze specifiche per il possibile inserimento lavorativo nel settore delle rinnovabili;
- 4) Recupero e miglioramento di terreni abbandonati per compensare l'occupazione del suolo con le opere dell'impianto;
- 5) Supporto alla Cultura locale e al decoro dei centri storici dei Comuni interessati dalle opere;
- 6) Supporto allo sviluppo dell'agricoltura biologica e al risparmio energetico in ambito agricolo;
- 7) Creazioni di comunità energetica nell'ottica di condividere il valore dell'impianto eolico;
- 8) Sostegno allo sviluppo e diffusione della biodiversità sul territorio interessato dalle opere;
- 9) Inerbimento delle scarpate e dei rilevati e piantumazione di alberi lungo i perimetri della sottostazione e del BESS;
- 10) Rimboscimento di aree segnalate dalle autorità competenti e prossime all'area d'impianto;
- 11) Ulteriori interventi verranno concordati con gli Organi Istituzionali competenti locali.

5. FINALITÀ DEL PROGETTO

L'impianto eolico consentirà di conseguire i seguenti risultati:

- Incremento a livello Nazionale della quota di energia prodotta tramite fonti rinnovabili quale il vento;
- Sistema di accumulo di energia elettrica per meglio rispondere alla domanda di energia elettrica;
- In fase di produzione, impatto ambientale relativo all'emissioni atmosferiche locale nullo, in relazione alla totale assenza di emissioni inquinanti, contribuendo così alla riduzione delle emissioni di gas climalteranti in accordo con quanto ratificato a livello nazionale all'interno del Protocollo di Kyoto;
- sensibilità della committenza sia ai problemi ambientali che all'utilizzo di nuove tecnologie ecocompatibili;
- miglioramento della qualità ambientale e paesaggistica del contesto territoriale su cui ricade il progetto.

Gli impianti eolici, alla luce del continuo sviluppo di nuove tecnologie per la produzione di energia da

fonti rinnovabili, rappresentano oggi una realtà concreta in termini di disponibilità di energia elettrica soprattutto in aree geografiche come quella interessata dal progetto che, grazie alla propria particolare vocazione, sono in grado di garantire una sensibile diminuzione del regime di produzione delle centrali termoelettriche tradizionali, il cui funzionamento prevede l'utilizzo di combustibile di tipo tradizionale (gasolio, gas o combustibili fossili) e quindi garantire la diminuzione delle importazioni da paesi esteri.

5.1. Diminuzione delle emissioni in atmosfera di anidride carbonica

Pertanto, il servizio offerto dall'impianto in progetto consiste nell'aumento della quota di energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile e nella conseguente diminuzione delle emissioni in atmosfera di anidride carbonica dovute ai processi delle centrali termoelettriche tradizionali.

Per valutare quantitativamente la natura del servizio offerto, possono essere considerati i valori specifici delle principali emissioni associate alla generazione elettrica tradizionale (fonte IEA):

CO ₂ (anidride carbonica)	496 g/kWh
S ₀₂ (anidride solforosa)	0,93 g/kWh
NO ₂ (ossidi di azoto)	0,58 g/kWh
Polveri	0.029 g/kWh

Tabella 5.1.1 - Valori specifici delle emissioni associate alla generazione elettrica tradizionale - *Fonte IEA*

Sulla base di tali valori ed alla luce della producibilità prevista per l'impianto proposto, stimando una perdita di energia pari al 16.5%, è possibile riassumere, come di seguito, le prestazioni associabili al parco eolico in progetto:

DATI		SERVIZIO OFFERTO DALL'IMPIANTO	
Potenza nominale impianto [kW]	54.000,00	PRODUZIONE TOTALE ANNUA [kWh/anno]	94.012.650,00
Emissioni CO ₂ [g/kWh] - Anidride carbonica	496,00	Riduzione emissioni Anidride carbonica [t/anno]	46.630,27
Emissioni S ₀₂ [g/kWh] - Anidride solforosa	0,93	Riduzione emissioni Anidride solforosa [t/anno]	87,43
Emissioni NO ₂ [g/kWh] - Ossido di azoto	0,58	Riduzione emissioni Ossido di azoto [t/anno]	54,53
Polveri [g/kWh]	0,03	Riduzione emissioni Polveri [t/anno]	2,73
Consumo medio annuo utenza familiare [kWh]	1.800,00	Numero utenze familiari servibili all'anno	52.229,25

Tabella 5.1.2: Valore dei benefici attesi dalla produzione di energia eolica

Data la previsione di immettere in rete l'energia generata dall'impianto in progetto, risulta significativo quantificare la copertura offerta della domanda energetica in termini di utenze familiari servibili, considerando per quest'ultime un consumo medio annuo di 1.800 kWh.

Quindi, essendo energia immessa in rete per l'impianto in progetto pari a **94 GWh/anno**, è possibile prevedere il soddisfacimento del fabbisogno energetico di circa 52.000 famiglie.

Tale risultato consente di confermare l'importanza del contributo offerto dal progetto alla lotta contro i cambiamenti climatici, alla transazione ecologica e all'indipendenza energetica della nostra Nazione.

La realizzazione del progetto risulta avere, inoltre, impatti positivi sul territorio interessato sia a breve che a lungo termine.

In primis va evidenziato il positivo impatto sul livello occupazionale dell'area sia in fase di realizzazione a breve termine che in fase di esercizio a lungo termine.

In secondo luogo, le infrastrutture viarie a servizio del parco eolico subiranno un miglioramento grazie agli interventi di adeguamento previsti da cui la popolazione locale trarrà benefici a lungo termine.

6. INSERIMENTO SUL TERRITORIO

Per il corretto inserimento del parco eolico si è tenuto conto di quanto riportato nelle Linee Guida Nazionali di cui al D.M. 30.09.2010, il Piano Energetico Regionale della Regione Emilia-Romagna (2017), la Delibera dell'Assemblea Regionale del 26 luglio 2011 n.51, il P.T.C.R. (Piano Territoriale di Coordinamento Regionale) della Regione Emilia Romagna, il PTM (Piano Territoriale Metropolitan) della Città Metropolitana di Bologna, il piano dell'Autorità di Bacino del Fiume Reno e I decreti relativi all'insussistenza di usi civici nei comuni della regione Emilia-Romagna.

Inoltre, per l'individuazione delle aree sensibili dal punto di vista naturalistico si è fatto riferimento ai Siti di importanza comunitaria individuati dal progetto Natura 2000 della Comunità Europea e ai parchi, riserve naturali ed aree protette presenti sul territorio della Regione Emilia-Romagna, nonché al programma delle aree IBA.

In particolare, la Delibera dell'Assemblea regionale del 26 luglio 2011 n.51 della Regione Emilia-Romagna individua le seguenti aree NON IDONEE per la corretta localizzazione degli impianti eolici, comprese le opere infrastrutturali e gli impianti connessi come di seguito elencate e rappresentate graficamente dell'elaborato "MCSA113 Carte delle aree non idonee con area d'impianto":

- le zone di particolare tutela paesaggistica di seguito elencate, come perimetrare nel piano territoriale paesistico regionale (PTPR) ovvero nei piani provinciali e comunali che abbiano provveduto a darne attuazione:
 - zone di tutela naturalistica (art. 25 del PTPR);
 - sistema forestale e boschivo (art. 10 del PTPR) ferme restando le esclusioni dall'applicazione dei divieti contenute nello stesso articolo;

- zone di tutela della costa e dell'arenile (art. 15 del PTPR);
- invasi ed alvei di laghi, bacini e corsi d'acqua (art. 18 del PTPR);
- crinali, individuati dai PTCP come oggetto di particolare tutela, ai sensi dell'art. 20, comma 1, lettera a, del PTPR; *
- calanchi (art. 20, comma 3, del PTPR);
- complessi archeologici ed aree di accertata e rilevante consistenza archeologica (art. 21, comma 2, lettere a e b1, del PTPR);
- gli immobili e le aree di notevole interesse pubblico di cui all'art. 136 del D.lgs 22 gennaio 2004, n. 42, fino alla determinazione delle prescrizioni in uso degli stessi, ai sensi dell'art. 141-bis del medesimo decreto legislativo;
- le aree percorse dal fuoco o che lo siano state negli ultimi 10 anni, individuate ai sensi della Legge 21 novembre 2000, n. 353, "Legge-quadro in materia di incendi boschivi";
- le aree individuate dalle cartografie dei Piani Territoriali di Coordinamento Provinciale (PTCP), come frane attive;
- le zone A e B dei Parchi nazionali, interregionali e regionali istituiti ai sensi della Legge n. 394 del 1991, nonché della L.R. n. 6 del 2005;
- le aree incluse nelle Riserve Naturali istituite ai sensi della Legge n. 394 del 1991, nonché della L.R. n. 6 del 2005.

Il merito ai crinali di cui sopra, Il PTCP della Provincia di Bologna aggiornato nel 2017 con riferimento alla parte relativa alle energie rinnovabili ed oggi inteso come PTM, Piano Territoriale Metropolitano della Città di Bologna, con Delibera n. 15 -12.05.2021 del Consiglio della Città della Metropolitana di Bologna, dispone quanto segue:

“Art. 7.6 - Crinali, calanchi e dossi

(il presente articolo recepisce e integra art. 20 comma 1 lettera a) e commi 2 e 3 del PTPR)

1.(P) Definizione e individuazione. I crinali, i calanchi e i dossi di pianura sono specifici elementi che contribuiscono alla definizione delle particolarità paesistico-ambientali del territorio.

Tali elementi sono riportati graficamente nella tav. 1 del PTCP (nuovo PTM).

2.(D) I PSC recepiscono l'individuazione dei crinali, dei calanchi e dei dossi di cui alla tav. 1 e possono integrare tale individuazione con altri crinali, calanchi e dossi che risultino significativi dal punto di vista paesaggistico; per essi dettano specifiche disposizioni volte a salvaguardarne il profilo ed i coni visuali nonché i punti di vista.

3.(D) Riguardo ai crinali, i Comuni sono tenuti ad approfondire la conoscenza circa le relazioni tra crinale e sviluppo del sistema insediativo e infrastrutturale del proprio territorio, attenendosi in conseguenza

alle seguenti direttive:

- *se la linea del crinale costituisce la matrice storica dello sviluppo della viabilità e degli insediamenti, la stessa linea di crinale può essere assunta ad ordinare gli sviluppi odierni degli insediamenti stessi;*
- *se il crinale, viceversa, è rimasto storicamente libero da infrastrutture e insediamenti, il suo profilo deve essere conservato integro e libero da edifici (sul crinale stesso o nelle sue immediate vicinanze) che possano modificarne la percezione visiva dai principali centri abitati e dalle principali infrastrutture viarie.*

4.(D) Sui crinali individuati nella tav. 1 del PTCP :

- *la realizzazione di nuovi supporti per antenne di trasmissione radio-televisiva è ammessa solo nei siti e nei limiti che saranno previsti nello specifico piano di settore;*
- *la realizzazione di nuovi tralicci per elettrodotti è ammessa solo in attraversamento del crinale stesso, quando non diversamente localizzabili;*
- ***la realizzazione di nuovi impianti per la produzione di energia eolica è ammessa nei limiti di quanto previsto nel Piano energetico provinciale, e con le procedure di valutazione dell'impatto che saranno richieste;***

5.(P) Sui calanchi sono consentite esclusivamente le opere e le attività volte al miglioramento dell'assetto idrogeologico, ove non in contrasto con eventuali aspetti naturalistici e paesaggistici, e quelle volte alla conservazione di tali aspetti. La conservazione degli aspetti naturalistici e paesaggistici è comunque preminente e prioritaria per i calanchi ricadenti nel sistema collinare, nelle zone di particolare interesse paesaggistico-ambientale e nelle zone di tutela naturalistica;

6. (P) Sui calanchi stabilizzati è vietata qualsiasi forma di utilizzazione della vegetazione forestale insediatasi naturalmente, in quanto avente funzione protettiva ed idrogeologica. Gli unici tagli consentiti sono quelli fitosanitari a carico delle sole piante morte, deperienti e secche in piedi, allo scopo di ridurre il rischio di incendi;

7.(D) La Provincia, con specifico atto non costituente variante al PTCP, si riserva di individuare tra i calanchi indicati come tali in tav. 1 del presente Piano quelli che, per caratteristiche riscontrate e puntualmente motivate, non debbano essere soggetti alle prescrizioni di cui ai precedenti punti.

8.(P) Sui dossi di pianura, individuati nella tav. 1, sono vietate le attività che possano alterare negativamente le caratteristiche morfologiche ed ambientali in essere, essendo comunque escluse le attività estrattive;

9.(I) In generale in merito alla localizzazione di impianti di produzione di energia elettrica mediante l'utilizzo delle fonti energetiche rinnovabili, si rimanda a quanto specificamente indicato nelle delibere regionali n. 28 del 06/12/2010, n. 46/2011 e n. 51 del 26/07/2011.”

7. CRITERI E SCELTE PROGETTUALI

In accordo al D. Lgs 152/2006 e s.m.i., è stata effettuata l'analisi delle principali alternative ragionevoli, al fine di confrontarne i potenziali impatti con quelli determinati dall'intervento proposto; mediante tale analisi è stato possibile valutare le alternative con riferimento a:

- alternative strategiche, individuazione di misure diverse per realizzare lo stesso obiettivo;
- alternative di localizzazione, in base alla conoscenza dell'ambiente, all'individuazione di potenzialità d'uso dei suoli e ai limiti rappresentati da aree critiche e sensibili;
- alternative di processo o strutturali, esame di differenti tecnologie e processi e di materie prime da utilizzare;
- alternative di compensazione o di mitigazione degli effetti negativi che consistono nella ricerca di contropartite nonché in accorgimenti vari per limitare gli impatti negativi non eliminabili;
- alternativa zero, rinuncia alla realizzazione del progetto;

Avendo già analizzato al punto precedente l'ottimizzazione del layout di progetto, circa gli aspetti attinenti all'impatto ambientale, paesaggistico, la trasformazione antropica del suolo, la producibilità e l'affidabilità, tenendo anche conto dell'Allegato 4 "elementi per il corretto inserimento nel paesaggio e sul territorio" del D.M.10/09/10 "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili", nel paragrafo in esame ci si concentrerà sulla valutazione dell'alternativa zero, ovvero sulla rinuncia alla realizzazione del progetto.

Quest'ultima prevede la non realizzazione dell'Impianto, mantenendo lo status quo dell'ambiente. Tuttavia, ciò comporterebbe il mancato beneficio degli effetti positivi del progetto sulla comunità.

Non realizzando il parco, infatti, si rinunciarebbe alla produzione di energia elettrica pari a **112 GWh/anno** che contribuirebbero a:

- risparmiare in termini di emissioni in atmosfera di composti inquinanti e di gas serra che sarebbero, di fatto, emessi da un altro impianto di tipo convenzionale;
- incrementare in maniera importante la produzione da Fonti Energetiche Rinnovabili, favorendo il raggiungimento degli obiettivi previsti dal Pacchetto Clima-Energia;

Inoltre, si perderebbero anche gli effetti positivi che si avrebbero dal punto di vista socioeconomico, con la creazione di un indotto occupazionale in aree che vivono in maniera importante il fenomeno della disoccupazione. L'iniziativa in progetto in un contesto così depresso potrebbe essere volano di sviluppo di nuove professionalità e assicurare un ritorno equo ai conduttori dei lotti su cui si andranno ad inserire gli aerogeneratori senza tuttavia precludergli la possibilità di continuare ad utilizzare tali terreni per le attività agricole. Inoltre, durante la fase di costruzione/dismissione, figure

altamente specializzate potranno utilizzare le strutture ricettive dell'area e gli operai e gli operatori di cantiere si serviranno dei servizi di ristorazione, generando un indotto economico nell'area locale. Anche la fase d'esercizio dell'impianto, seppur in misura più limitata rispetto alla fase di costruzione/dismissione, comporterà l'impiego di professionalità per le attività di manutenzione preventiva.

Va inoltre ricordato che si effettueranno interventi sia per l'adeguamento della viabilità esistente, sia per la realizzazione dei brevi nuovi tratti stradali per l'accesso alle singole piazzole attualmente non servite da viabilità alcuna. Fermo restando il carattere necessariamente provvisorio degli interventi maggiormente impattanti sullo stato attuale di alcuni luoghi e tratti della viabilità esistente, si prende atto del fatto che la maggioranza degli interventi risultano percepibili come utili forme di adeguamento permanente della viabilità, a tutto vantaggio dell'attività agricola attualmente in essere in vaste aree dell'ambito territoriale interessate dal progetto, dell'attività di prevenzione e gestione degli incendi, nonché della maggiore accessibilità e migliore fruibilità di aree di futura accresciuta attrattività.

Inoltre, la presenza dell'impianto potrà diventare un'attrattiva turistica se potenziata con accorgimenti opportuni, come l'organizzazione di visite guidate per scolaresche o gruppi, ai quali si mostrerà l'importanza delle energie rinnovabili ai fini di uno sviluppo sostenibile.

Si evince che la considerazione dell'alternativa zero, sebbene non produca azioni impattanti sull'ambiente, compromette i principi della direttiva comunitaria a vantaggio della promozione energetica da fonti rinnovabili, oltre che precludere la possibilità di generare nuovo reddito e nuova occupazione.

Pertanto, tali circostanze dimostrano che l'alternativa zero rispetto agli scenari che prevedono la realizzazione dell'intervento non sono auspicabili per il contesto in cui si debbono inserire.

8. CRITERI DI PROGETTAZIONE STRUTTURE E IMPIANTI

La progettazione degli aerogeneratori è stata sviluppata con riferimento alla normativa internazionale IEC 61400-1 "Design requirements" al fine di assicurarne l'integrità tecnica e, quindi, un adeguato livello di protezione di persone, animali e cose contro tutti i pericoli di danneggiamento che possono accorrere nel corso del ciclo di vita degli stessi. Si deve sottolineare che tutte le prescrizioni della serie di norme IEC 61400 non sono obbligatorie; è chiaro, d'altro canto, che i modelli di aerogeneratori che vengono prodotti secondo gli standard in essa contenuti possono ben definirsi come quelli più sicuri sul mercato. Si precisa che la progettazione e le verifiche di una struttura in Italia sono effettuate, ai sensi del D.M. 17 gennaio 2018 del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti (G.U. 20 febbraio 2018 n. 8 - Suppl. Ord.) "Norme tecniche per le Costruzioni" (di seguito NTC2018) e della Circolare 21 gennaio 2019 n. 7 del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti (G.U. 11 febbraio 2019 n.5-Suppl.Ord.) "Istruzioni per

l'applicazione dell' Aggiornamento delle Norme Tecniche delle Costruzioni” di cui al D.M. 17 gennaio 2018”.

Per quanto non diversamente specificato nella suddetta norma, per quanto riportato al capitolo 12 delle NTC 2018, si intendono coerenti con i principi alla base della stessa, le indicazioni riportate nei seguenti documenti:

- Eurocodici strutturali pubblicati dal CEN, con le precisazioni riportate nelle Appendici Nazionali;
- Norme UNI EN armonizzate i cui riferimenti siano pubblicati su Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea;
- Norme per prove su materiali e prodotti pubblicate da UNI.

Inoltre, a integrazione delle presenti norme e per quanto con esse non in contrasto, possono essere utilizzati i documenti di seguito indicati che costituiscono riferimenti di comprovata validità:

- Istruzioni del Consiglio Superiore dei Lavori Pubblici;
- Linee Guida del Servizio Tecnico Centrale del Consiglio Superiore dei Lavori Pubblici;
- Linee Guida per la valutazione e riduzione del rischio sismico del patrimonio culturale e successive modificazioni del Ministero per i Beni e le Attività Culturali, previo parere del Consiglio Superiore dei Lavori Pubblici sul documento stesso;
- Istruzioni e documenti tecnici del Consiglio Nazionale delle Ricerche (C.N.R.).

Per quanto non trattato nella presente norma o nei documenti di comprovata validità sopra elencati, possono essere utilizzati anche altri codici internazionali.

In ultimo, per il posizionamento di ogni aerogeneratore si è tenuto conto della direzione prevalente del vento e si è adottato il criterio base di progettazione rispettando una distanza pari a 3 D (non inferiore a 510) e 6 D rispettivamente secondo la direzione ortogonale alla direzione prevalente del vento e la direzione prevalente del vento.

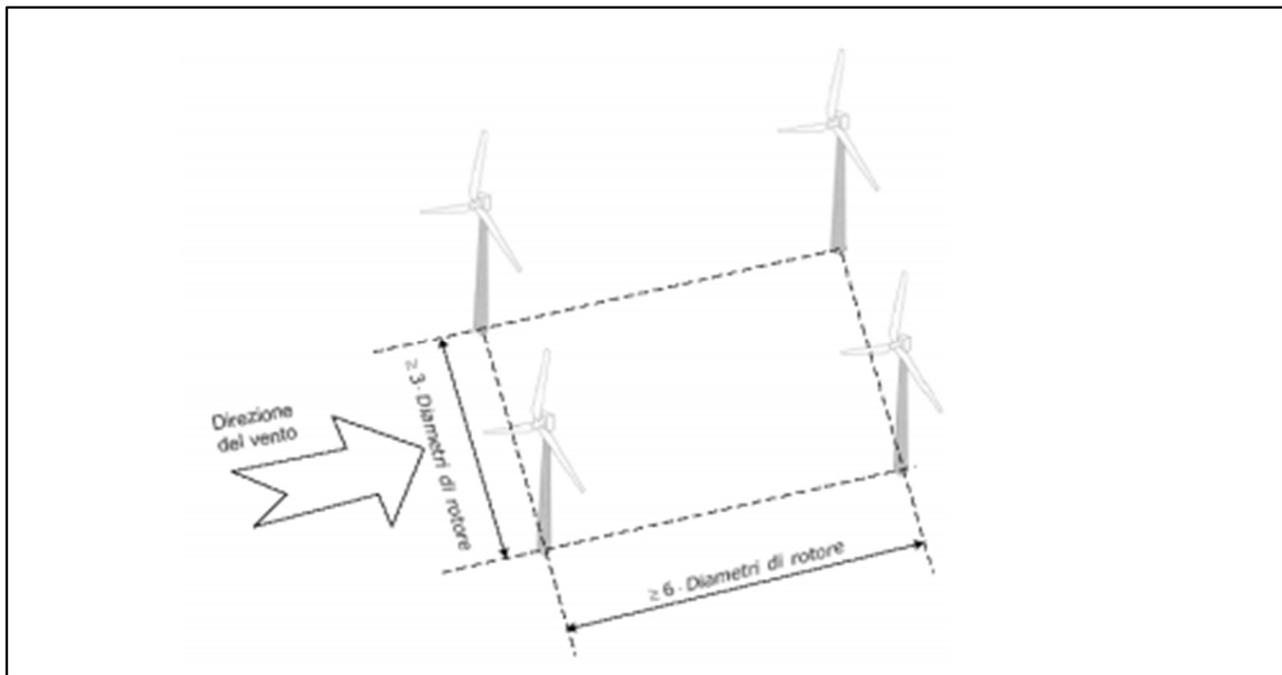


Figura 7.1: Criterio di progettazione per definizione layout

9. SICUREZZA DELL'IMPIANTO

In merito alla valutazione della sicurezza dell'impianto sono stati presi in considerazione gli effetti di:

- shadow-flickering;
- impatto acustico;
- impatto elettromagnetico;
- rottura accidentale di organi rotanti.

9.1. Effetti di shadow-flickering

Lo shadow - flickering indica l'effetto di lampeggiamento che si verifica quando le pale del rotore in movimento interferiscono con la luce solare in maniera intermittente. Tale variazione alternata di intensità luminosa, a lungo andare, può provocare fastidio alle persone che vivono nelle abitazioni le cui finestre risultano esposte al fenomeno stesso. La possibilità e la durata di tali effetti dipendono, dunque, da queste condizioni ambientali: la posizione del sole, l'ora del giorno, il giorno dell'anno, le condizioni atmosferiche ambientali e la posizione della turbina eolica rispetto ad un recettore sensibile.

Il potenziale impatto generato dallo Shadow Flickering è studiato utilizzando il software di calcolo WINDPRO e analizzato nel dettaglio nel seguente documento tecnico, a cui si rimanda per approfondimenti: MCSA122 Studio sugli effetti dello shadow flickering.

In particolare, alla luce di quanto descritto nel suddetto documento, considerando una stima cautelativa in quanto non si è tenuto conto degli effetti mitigativi dovuti al piano di rotazione delle pale non sempre ortogonale alla direttrice sole-finestra, all'eventuale presenza di ostacoli e/o vegetazione interposti tra il

sole e la finestra e all'ipotesi assunta di "green house" (ovvero le finestre delle abitazioni attenzionate non orientate in una particolare direzione ma omnidirezionali) il fenomeno dello shadow flickering è stato analizzato su 20 ipotetici ricettori sensibili incidendo in maniera molto limitata, in quanto il valore atteso è per tutti i ricettori inferiore alle 30 ore l'anno, parametro considerato di qualità a livello internazionale, e per molti di essi il valore è notevolmente più basso.

Va altresì sottolineato che:

- la velocità di rotazione delle turbine previste in progetto (SIEMENS-GAMESA SG 6.0-170) è nettamente inferiore a 60 rpm, frequenza massima raccomandata al fine di ridurre al minimo i fastidi e soddisfare le condizioni di benessere;
- le turbine in progetto che causano il fenomeno dell'ombreggiamento sono molto distanti dai ricettori. In tali circostanze l'effetto dell'ombra è trascurabile poiché il rapporto tra lo spessore della pala e la distanza dal recettore è molto ridotto.

9.2. Impatto acustico

La descrizione dell'impatto acustico generato dall'impianto è approfondita nell'ambito della "MCSA112 Relazione previsionale di impatto acustico", a cui si rimanda per ulteriori dettagli.

In particolare, al fine di simulare l'impatto acustico delle pale eoliche sull'ambiente sono stati effettuati rilevamenti fonometrici ante operam per individuare il rumore di fondo presente prima dell'installazione del parco eolico. Successivamente è stata effettuata una previsione dell'alterazione del campo sonoro prodotto dall'impianto in progetto.

Dall'analisi svolta nello specifico documento tecnico si evince quanto segue.

Le zone del territorio in cui è superato il livello di emissione di rumore di 45 dB(A) previsto dalla normativa vigente non includono alcun ricettore sensibile.

Il livello di emissione /immissione presso i ricettori sensibili e la verifica del livello differenziale sono rispettati.

Pertanto, alla luce delle misurazioni effettuate e relativi calcoli previsionali, si evince che il parco eolico in progetto non produce inquinamento acustico, essendo le emissioni previste conformi ai limiti imposti dalla legislazione vigente e rispettando i limiti del piano di zonizzazione acustica.

9.3. Impatto elettromagnetico

L'analisi completa delle emissioni elettromagnetiche associate alla realizzazione di un impianto per la produzione di energia elettrica tramite lo sfruttamento del vento, dovute potenzialmente al cavo dritto 36 kV, è stata effettuata nella specifica Relazione sull'impatto elettromagnetico redatta ai

sensi del D.P.C.M. 08/07/03 e D.M 29/05/08 a cui si rimanda per i dettagli: “MCEG118 Relazione impatto elettromagnetico”.

In particolare, alla luce di quanto analizzato in questo documento, si evince che nell'area in esame non sussistono condizioni tali da lasciar presupporre la presenza di radiazioni al di fuori della norma. L'analisi degli impatti ha infatti concluso questi essere NON SIGNIFICATIVI sulla popolazione.

Inoltre, poiché gli unici potenziali recettori, durante le tre fasi di costruzione, esercizio e dismissione, sono gli operatori di campo, la loro esposizione ai campi elettromagnetici sarà gestita in accordo con la legislazione sulla sicurezza dei lavoratori applicabile (D.lgs. 81/2008 e smi).

9.4. Rottura accidentale di organi rotanti

Lo studio della rottura degli organi rotanti è stato svolto mediante il calcolo della traiettoria di una pala del rotore in caso di rottura dell'attacco bullonato che unisce la pala al mozzo, secondo i principi della balistica, nella specifica Relazione di calcolo della gittata, a cui si rimanda per gli approfondimenti: *“MCSA112 Analisi degli effetti della rottura degli organi rotanti”*.

In particolare, alla luce di quanto analizzato in questo documento, si evince che in un intorno di ampiezza pari a 260 m, che rappresenta il valore di gittata reale stimato, non ricade nessun punto sensibile.

Tale valore ad ogni modo è stato ottenuto in base alle ipotesi viste, non considerando il moto rotazionale complesso della pala nel caso di eventuale distacco; tuttavia, come discusso in precedenza, il valore della gittata massima nel caso teorico è superiore rispetto a quello che si otterrebbe nel caso in cui si prendessero in considerazione le forze di attrito viscoso.

10. INQUADRAMENTO DELL'AREA DI PROGETTO

10.1. Caratteristiche di ventosità dell'area d'impianto

Il progetto è stato studiato su un'area che presenta un quadro anemologico idoneo all'installazione di un impianto eolico in quanto offre una elevata risorsa eolica come è possibile rilevare dalla presenza di altri impianti eolici storici presenti in un'area circolare di raggio 20 km dall'impianto oggetto della presente relazione. Nella figura seguente riportiamo una mappa di ventosità dell'area con la rappresentazione del vento ad un'altezza dal suolo pari a 100 m.

Nell'ambito del processo di progettazione di un impianto eolico e, più in generale, nelle fasi dello sviluppo del sito è necessario conoscere con una buona affidabilità la consistenza della risorsa eolica disponibile e quindi della sua produzione attesa. Ciò è garantito da idonee rilevazioni in sito delle grandezze di velocità e di direzione del vento per un periodo di alcuni anni. È possibile giungere ad una valutazione utile della risorsa eolica grazie a calcoli e confronti con dati di stazioni anemometriche

ritenute storiche perché con un periodo di rilevazione di 10 anni e oltre.

Tramite serie storiche di riferimento è stato quindi possibile calcolare la statistica media del vento a lungo termine ed è stato calcolato che il vento a 135 m, ha una velocità media di 7 m/s ed una direzione prevalente Sud – Sud Ovest.

Sulla base delle suddette informazioni è stato sviluppato il layout di progetto ed è stata estrapolata la statistica del vento nella posizione di ogni aerogeneratore e a partire da questa è stata calcolata la produzione totale del parco eolico. Per maggiori dettagli si fa riferimento all'elaborato “*MNEG009 Valutazione risorsa eolica ed analisi di producibilità*”.

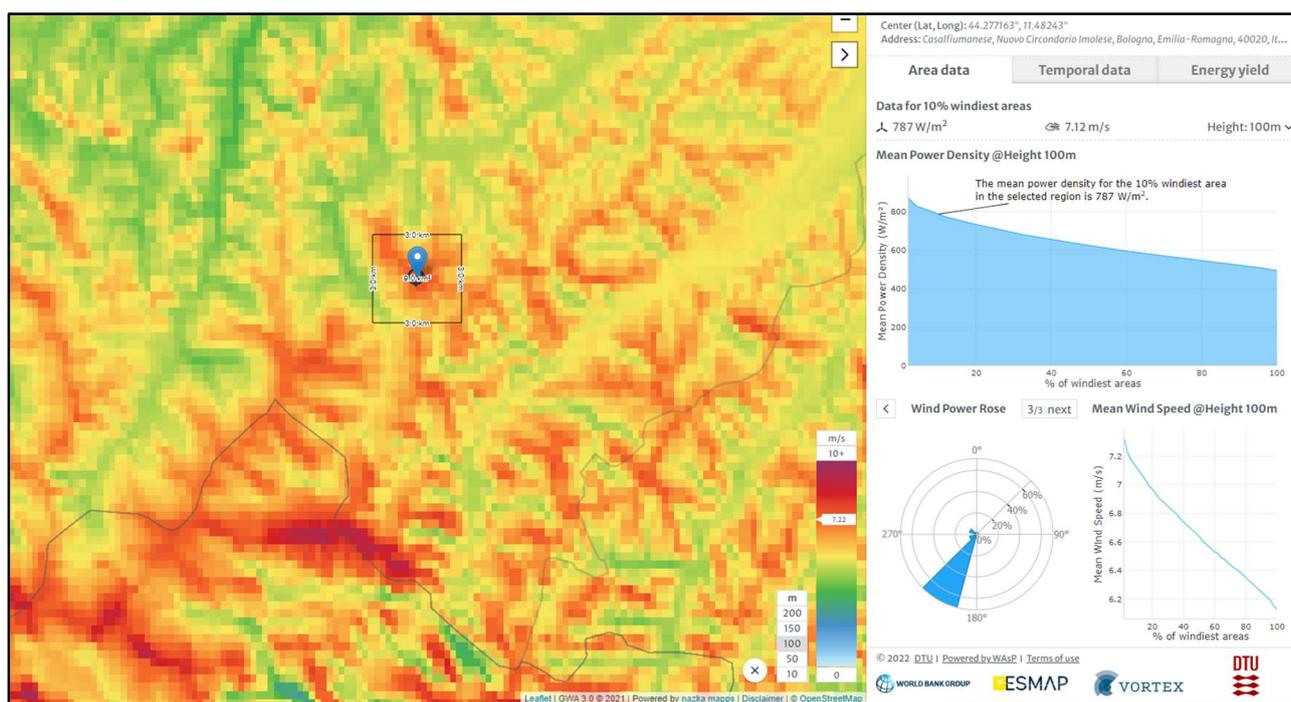


Figura 11.1.1: mappa di ventosità dell'area di progetto e rosa dei venti

Le valutazioni di producibilità sono state effettuate considerando il modello di WTG Siemens Gamesa SG170 - HH 135 m con potenza nominale pari a 6.0 MW.

Si può affermare che i risultati delle stime della ventosità, pur considerando le tipiche incertezze del calcolo, che sono state opportunamente e cautelativamente stimate, indicano che l'entità della risorsa disponibile rientra tra quelle di interesse per la realizzazione di un impianto eolico.

Come meglio riportato nello Studio Anemologico allegato al progetto, il valore di produzione energetica annuale atteso è pari a 113 GWh/anno, corrispondente a circa 2.085 ore equivalenti nette di operatività alla massima potenza.

10.2. Caratteristiche Geologiche dell'area d'intervento

L'area in oggetto, dove verrà realizzato il **Parco Eolico Emilia**, si trova nell'alta Valle del Torrente Sillaro, zona appartenente geologicamente alla Catena Appenninica Settentrionale che è delimitata a Nord dalla Linea Sestri-Votaggio e a Sud dalla Linea Ancona-Anzio: due grandi allineamenti tettonici trasversali con forte componente trascorrente.

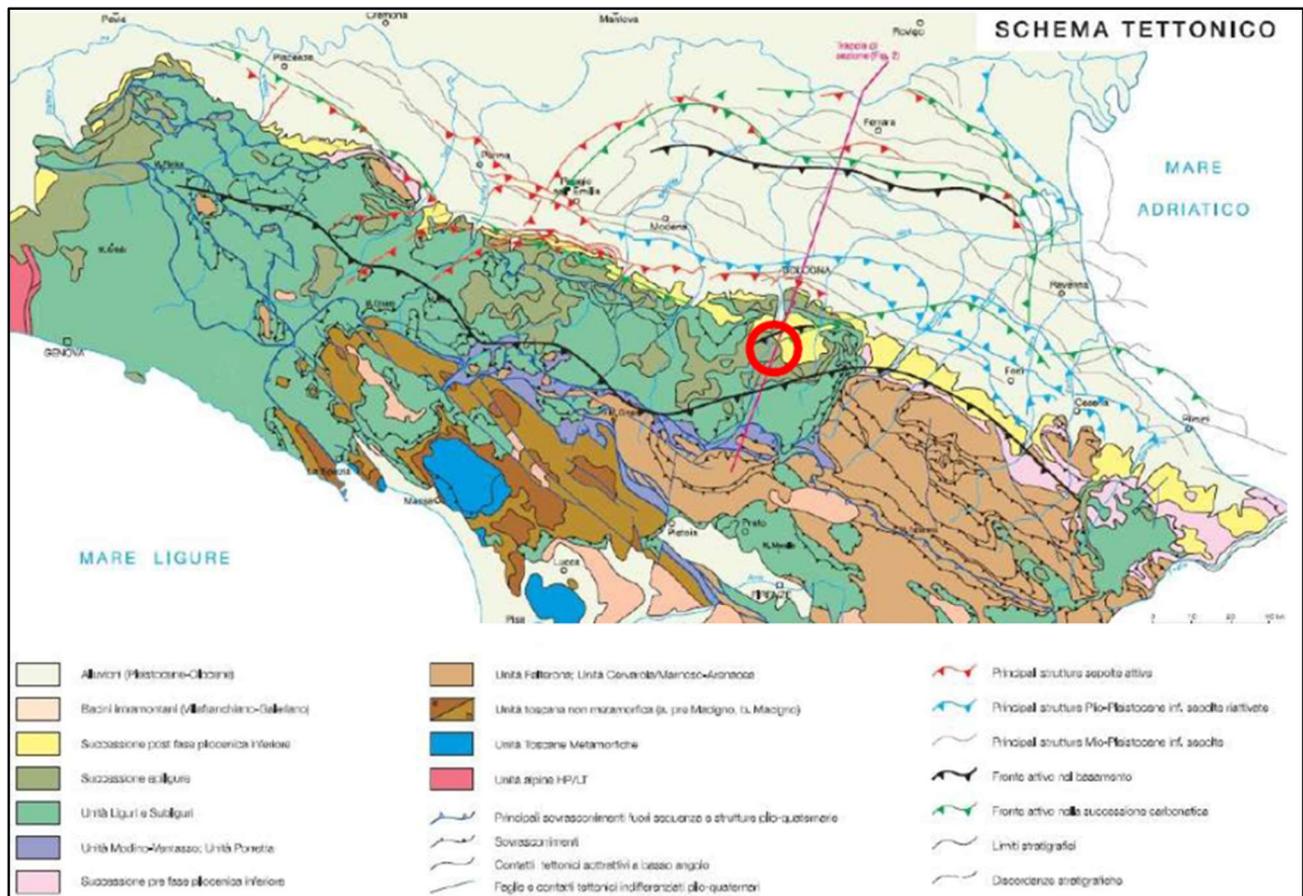


Figura 10.2.1: Sistema tettonico appennino emiliano

L'Appennino è caratterizzato dalla sovrapposizione di enormi masse rocciose di notevole estensione areale (Falde o Unità tettoniche) con vergenza dominante verso NE, costituite da successioni sedimentarie depositatesi in domini paleogeografici diversi.

Nel Giurassico inferiore-medio, l'inizio dell'apertura dell'Atlantico centrale ha causato una deriva verso Est della placca africana rispetto a quella europea e fra le due si è generata una fascia a trascorrenza sinistra che ha individuato bacini estensionali a crosta oceanica, fra cui quello ligure-piemontese.

Mentre nelle zone più esterne si formavano i depositi del Dominio toscano su crosta continentale in assottigliamento con facies che si approfondivano progressivamente, nelle zone più esterne, ad Ovest, si creava un dominio oceanico con sedimenti pelagici che si depositavano su crosta oceanica (Dominio ligure) e su crosta continentale fortemente assottigliata (Dominio sub-ligure, Complesso di Canetolo).

Dal Cretaceo superiore, in concomitanza con l'apertura dell'Atlantico settentrionale, la placca africana ha mutato traiettoria da ESE a NNE, cioè ha iniziato a convergere verso la placca europea.

Questo regime compressivo ha provocato la chiusura dell'Oceano ligure-piemontese che è avvenuta completamente nell'Eocene medio-superiore con la collisione tra il margine continentale europeo e quello africano (adriatico).

Durante la chiusura dell'Oceano Ligure-Piemontese, si forma un prisma d'accrezione costruito dall'impilamento per sottoscorrimento verso Ovest delle coperture oceaniche e di parte del loro basamento (Unità liguri).

Nell'Eocene medio-superiore segue, come evidenziato in precedenza, la collisione tra il margine continentale europeo (sardo-corso) e quello adriatico che dà inizio alla fase intracontinentale dell'orogenesi appenninica, sviluppatasi essenzialmente a spese del margine continentale adriatico occidentale.

In questa fase si ha lo sviluppo di una tettonica a thrust e falde con sottoscorrimento verso Ovest delle Unità toscane, prima, e di quelle umbro-marchigiane poi, sotto le unità precedentemente impilate.

Nell'Appennino tosco-emiliano quanto descritto ha portato prima (Cretaceo superiore-Eocene) allo sradicamento delle Unità liguri dal loro substrato oceanico e al loro impilamento su sé stesse secondo un ordine tettonico-geometrico che vede in alto le unità più interne ed in basso le più esterne.

L'Unità del Sambro (Cretaceo-Eocene inferiore), che costituisce il bed-rock della quasi totalità dell'area in oggetto, sovrasta le restanti unità liguri, che a loro volta sono impilate sull'Unità di Canetolo (Eocene-Oligocene).

Successivamente, dopo la messa in posto della Falda toscana (Dominio toscano interno), avvenuta nel Miocene medio-superiore, sopra la più esterna Unità Cervarola-Falterona, le Unità liguri si sono rimosse, per mettersi in posto prima sopra la Falda toscana, e poi sopra l'Unità Cervarola-Falterona già sovrascorsa verso Est (Tortoniano) sulla Marnoso arenacea (Dominio Umbro-romagnolo).

Le unità tettoniche (o stratigrafico-strutturali) in affioramento nella zona del Parco Eolico Emilia sono principalmente quelle dell'Unità Ligure o Serie Ligure, ed in particolare:

APA - Argille a Palombini (Cretaceo inf. - Turoniano) Argilliti ed argilliti siltose grigio scure, più raramente verdi, rossastre o grigio-azzurrognole, fissili, alternate a calcilutiti silicizzate grigio chiare e grigio-verdi, biancastre in superficie alterata, talvolta con base arenitica da fine a grossolana, in strati da medi a spessi (molto spesso discontinui per motivi tettonici) e più rari calcari marnosi grigi e verdi in strati spessi. All'interno della formazione sono talora stati cartografati lembi di ofioliti (of) giurassiche, fino a decametrici, spesso distinte in: brecce ofiolitiche (bo), basalti: β , basalti brecciati (Bb); gabbri: ga, serpentine: S. Sedimentazione pelagica argillosa, intervallata da risedimentazione di fanghi carbonatici.

Contatti ovunque tettonici o non affioranti. Potenza geometrica variabile da alcune decine ad alcune centinaia di metri.

APAA - Argille a palombini - litozona argillitica (Cretaceo inf. - Turoniano) Argilliti grigie e a luoghi verdognole, con fissilità spesso molto evidente e in qualche caso silicizzate; sono alternate a calcilutiti grigie in strati medi e spessi con subordinati pacchi di strati sottili di alternanze arenaceo-pelitiche giallastre e nocciola.

Inoltre, vengono descritte **unità caotiche complesse, che appartengono alla successione epiligure e le Liguride, definite “olistromi”**.

Alcuni aerogeneratori (MC3, MC6, MC7 e MC9) andranno ad interessare l’olistroma di Rio delle Pioppe (FRP), ovvero breccie argillose poligeniche

FRP – Olistroma di Rio delle Pioppe (Serravalliano) Associazione di breccie argillose poligeniche e lembi monoformazionali eterometrici – Unità caotica sedimentata per colate di fango e detrito, con scivolament gravitativo di lembi formazionali.

10.3. Caratteristiche geomorfologiche dell’area

L’area in oggetto, dove verrà realizzato il **Parco Eolico Emilia**, si trova nell’alta Valle del Torrente Sillaro, ad una quota compresa fra 400 ed i 600 m s.l.m; alcuni aerogeneratori saranno installati in destra del Sillaro (MC1 ÷ MC3), altri in sinistra idrografica (MC6 ÷ MC9) mentre gli aerogeneratori MC4 e MC5 appartengono al bacino del Torrente Idice.

Si tratta di una zona ad acclività generalmente modesta, confinata da versanti caratterizzati da un’energia di rilievo medio-elevata, che digrada in gran parte verso Nord-Ovest, afferendo principalmente al bacino idrografico del Torrente Sillaro.

L’analisi di superficie ha evidenziato come **il substrato risulti in diffuso affioramento con un assetto a monoclinale inclinata verso Ovest; lo spessore della coltre colluviale risulta più esiguo in corrispondenza delle creste e via via più elevato lungo i versanti.**

La stabilità dell’area è legata pertanto, alla tipologia dei terreni in affioramento, all’acclività ed alle condizioni idrauliche; ***tali fattori possono generare aree instabili a pericolosità variabile.***

Nelle aree individuate per l’installazione degli aerogeneratori **non si riscontrano elementi o indicatori riconducibili a dissesti o deformazioni gravitative in atto o pregresse.**

L’analisi di superficie ha evidenziato come il substrato risulti in diffuso affioramento con un assetto a monoclinale inclinata verso Ovest; lo spessore della coltre colluviale risulta più esiguo in corrispondenza delle creste e via via più elevato lungo i versanti.

La stabilità dell'area è legata pertanto, alla tipologia dei terreni in affioramento, all'acclività ed alle condizioni idrauliche; *tali fattori possono generare aree instabili a pericolosità variabile.*

Nelle aree individuate per l'installazione degli aerogeneratori non si riscontrano elementi o indicatori riconducibili a dissesti o deformazioni gravitative in atto o pregresse.

Complessivamente il rilevamento geomorfologico di superficie ha evidenziato per gran parte dell'area discrete condizioni di equilibrio, con aree caratterizzate da dissesti superficiali, presenti anche nelle cartografie ufficiali del PAI ma che non interessano gli aerogeneratori, ubicati principalmente in cresta, ma che in parte interessano i tracciati stradali e porzioni di piazzole di montaggio.

Per tali aree, come trattato nel dettaglio nell'elaborato "MCOC055 Opere di sostegno", sono state previste opere di consolidamento (paratie, gabbionate, muri, regimazione idraulica, etc).

10.4. Classificazione sismica

I territori comunali di Monterezeno, Casalfiumanese, Castel del Rio e Castel San Pietro Terme (in Provincia di Bologna) in base all'Ordinanza P.C.M. del 20 marzo 2003 n.3274, approvata con DGR 2000 del 04/11/2003, ed alla DGR 143 DEL 2023, sono classificati sismicamente come appartenente alla "zona 2".

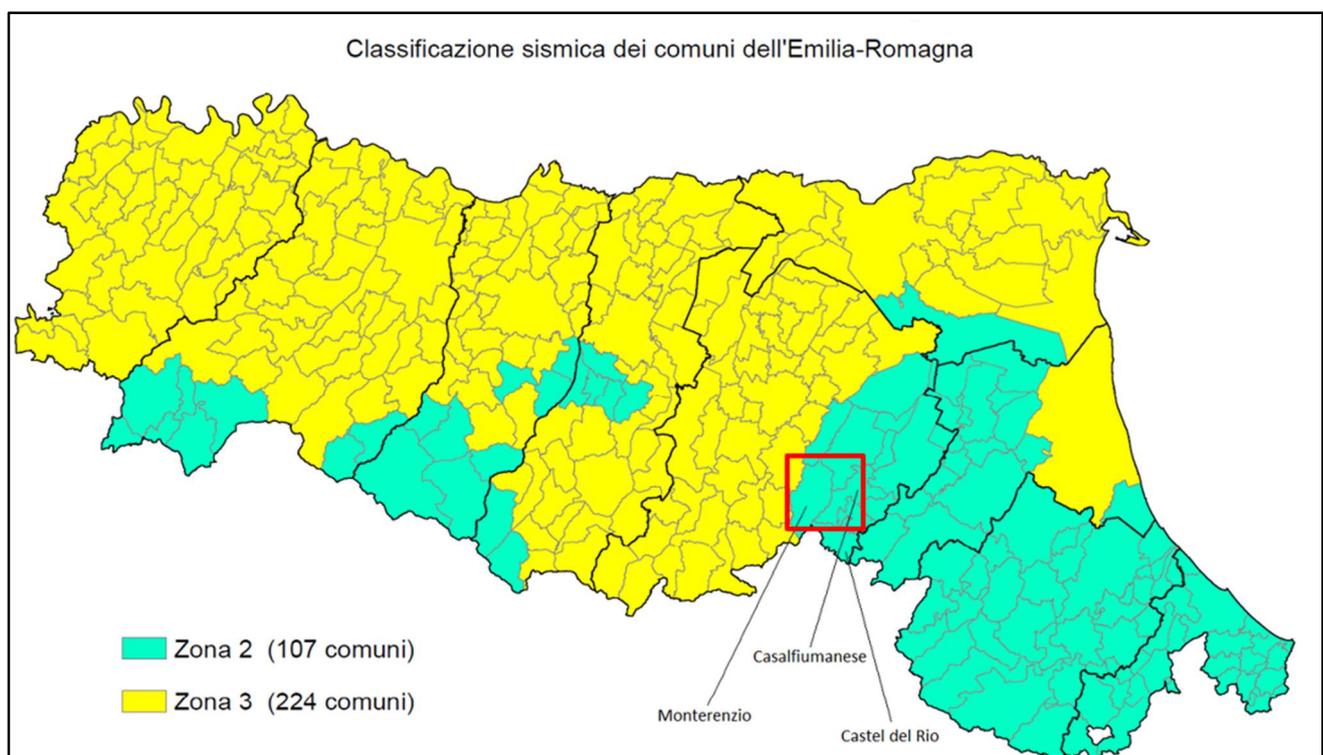


Figura 10.4.1: Classificazione sismica della Regione Emilia-Romagna di luglio 2018 (Fonte "Aggiornamento della classificazione sismica di prima applicazione dei comuni dell'Emilia-Romagna")

Lo studio di pericolosità sismica, adottato con l'O.P.C.M. del 28 aprile 2006 n. 3519, attribuisce alle 4 zone sismiche degli intervalli di accelerazione orizzontale del suolo (a_g), con probabilità di superamento pari al 10% in 50 anni. Nel caso in esame l'accelerazione orizzontale del suolo (a_g) risulta essere:

Zona sismica	Accelerazione con probabilità di superamento pari al 10% in 50 anni (a_g)
1	$a_g > 0.25$
2	$0.15 < a_g \leq 0.25$
3	$0.05 < a_g \leq 0.15$
4	$a_g \leq 0.05$

Tabella 10.4.1: Tabella dei valori di PGA con probabilità di superamento pari al 10 % in 50 anni

10.5. Caratteristiche Idrologiche dell'area d'intervento

In seguito alla pubblicazione n. 27 del 2 febbraio 2017 nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana, entra in vigore il D.M. 25 ottobre 2016 che sopprime le Autorità di bacino nazionali, interregionali e regionali e attribuisce e trasferisce le risorse finanziarie, strumentali e di personale alle Autorità di Bacino distrettuali.

In particolare, le Autorità di bacino interregionali del fiume Reno e del Marecchia-Conca e l'Autorità dei Bacini Regionali Romagnoli confluiscono nell'Autorità di bacino del Fiume Po del Distretto Padano (in precedenza appartenevano al distretto idrografico dell'Appennino Settentrionale), che ha il compito, attraverso particolari attività di studio e pianificazione di interventi per la difesa del territorio, di governare anche i bacini idrografici dell'Emilia-Romagna, riportati nella **Figura 10.5.1**.

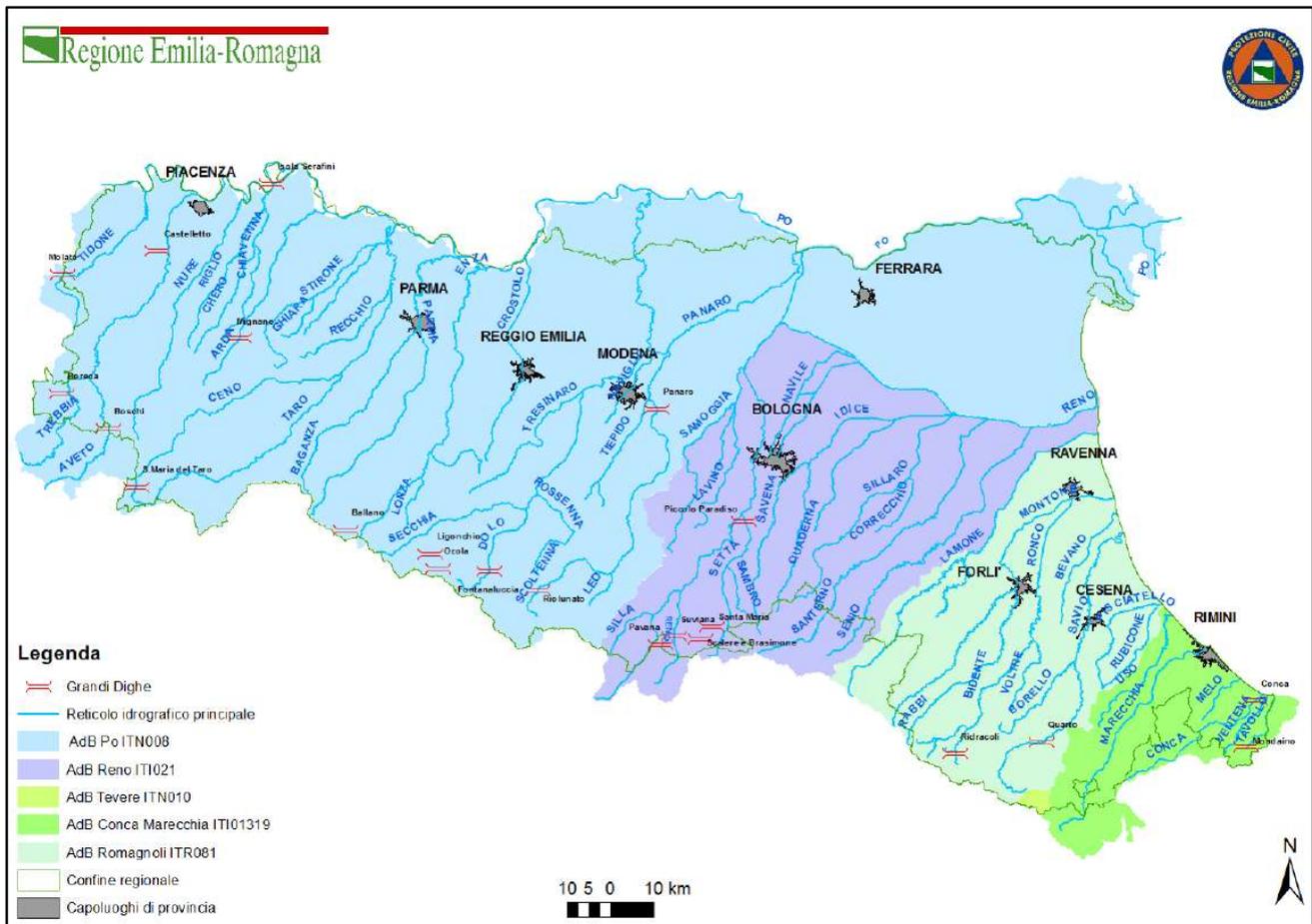


Figura 10.5.1: Bacini idrografici della Regione Emilia-Romagna (Fonte – Regione Emilia-Romagna)

I vari distretti idrografici sono suddivisi in Unità di Gestione (Unit of Management, UoM), le quali corrispondono alle Autorità di Bacino regionali, interregionali e nazionali (Legge 183 / 189).

L'impianto in progetto fa riferimento all'Autorità di Bacino del Fiume Reno (UoM ITI021) e si sviluppa più precisamente all'interno del bacino idrografico del Torrente Sillaro (aerogeneratori MC01, MC02, MC03, MC06, MC07, MC08 e MC09) e all'interno del bacino idrografico Idice-Savena (aerogeneratori MC04 e MC05).

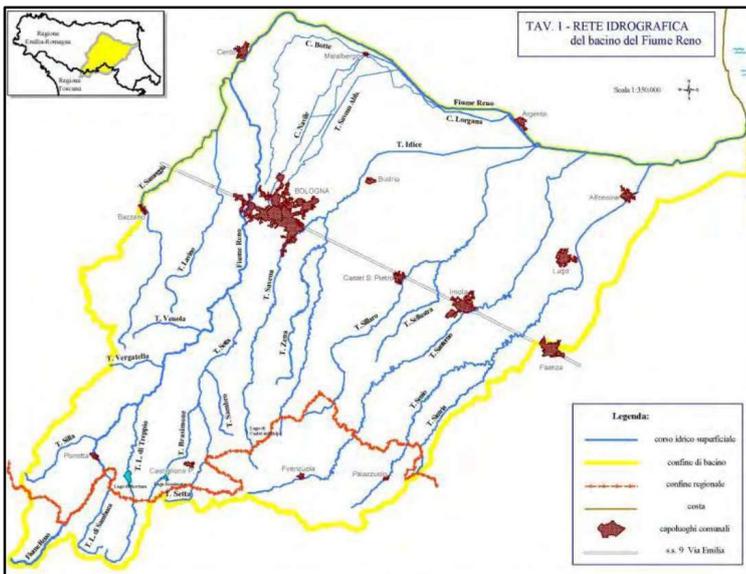


Figura 10.5.2: Reticolo idrografico principale e Bacino del Fiume Reno (Fonte: Autorità di Bacino del Reno)

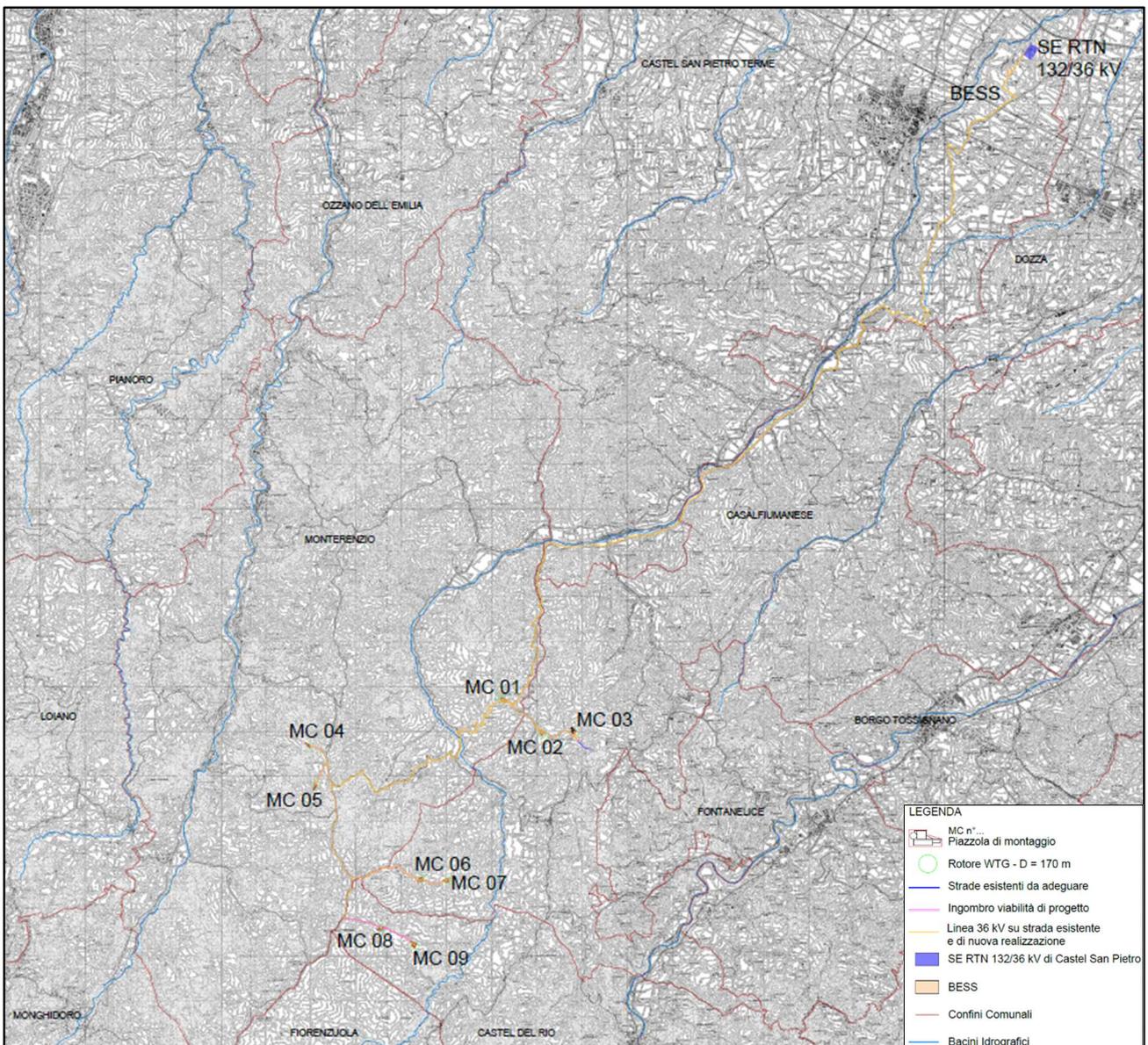


Figura 10.5.3: Planimetria dei bacini idrografici e area d'impianto



Figura 4.4.1.4: Ubicazione degli aerogeneratori rispetto ai bacini del Torrente Sillaro e Idice-Savona

Il Bacino del Fiume Reno copre un'area di circa 5040 Km² e si estende dall'Appennino emiliano-romagnolo alle zone di pianura fino alla costa adriatica.

Circa la metà di tale area (2540 Km²) costituisce il bacino montano, nel quale le acque derivanti dalle piogge scorrono e confluiscono in fossi formando i corsi d'acqua più importanti.

Il reticolo idrografico montano del Reno è ramificato e denso ed è formato 8 corsi d'acqua principali, 12 secondari e numerosi piccoli torrenti e fossi.

La fonte delle informazioni sopra riportate è il "Piano di Protezione Civile intercomunale".

10.6. Infrastrutture viarie presenti

Con riferimento all'infrastruttura viaria, si è visto che delle strade esistenti verranno adeguate in alcuni tratti per rispettare i raggi di curvatura e l'ingombro trasversale dei mezzi di trasporto dei componenti dell'aerogeneratore. Saranno poi realizzate una serie di strade e di piste di accesso che consentiranno di raggiungere agevolmente tutte le postazioni in cui verranno collocati gli aerogeneratori. Nel complesso non sono previste significative opere viarie per il raggiungimento degli aerogeneratori in progetto, essendo l'infrastruttura viaria locale mediamente articolata e dunque nel complesso idonea alla realizzazione del Progetto.

10.7. Opere presenti interferenti

Le interferenze rilevate sono essenzialmente di natura progettuale (interferenze con il percorso dell'elettrodotto interrato) e logistica (interferenze con i trasporti). In particolare, vengono di seguito riportate le tipologie di interferenze rilevate:

- *Interferenze lungo il percorso del cavidotto di; progetto:*
 - Strade Provinciali, Statali e Comunali;
 - Corsi d'acqua;
 - Linee aeree Telecom;
 - Linee elettriche aeree;
 - Metanodotto.
- *Interferenze lungo la viabilità d'accesso dei mezzi di trasporto:*
 - Elettrodotti aerei (verificata per tutte le linee aeree la compatibilità di quota rispetto al carico);
 - Viadotti e ponti.

11. INQUADRAMENTO DELL'OPERA CON GLI STRUMENTI DI TUTELA

La realizzazione del parco eolico nell'area descritta provoca una modifica del paesaggio come qualsiasi opera che venga realizzata. La peculiarità dell'impianto eolico è dovuta principalmente all'installazione degli aerogeneratori, che, per loro dimensioni, si inseriscono in maniera puntuale all'interno del paesaggio esistente, e alla realizzazione di nuove strade e cavidotti.

In questa fase della trattazione vengono sintetizzati gli impatti diretti dell'impianto eolico, gli interventi di mitigazione e, quindi, la valutazione dell'impatto.

La fase di cantiere per la costruzione e la dismissione sono caratterizzate da interventi che si inseriscono all'interno del paesaggio e nel tessuto del patrimonio culturale e dei beni materiali, in ambito di area del sito ed area vasta, pressoché nulli, in quanto la loro durata nel territorio è molto breve.

La fase di esercizio provoca un impatto sul paesaggio pur non essendo le opere permanenti, in quanto è previsto il ripristino dello stato dei luoghi ante-operam dopo la fine della vita utile dell'impianto, che si prevede abbiano una durata pari a 30 anni.

Gli strumenti di tutela, precedentemente trattati a livello nazionale, regionale, provinciale e locale, forniscono indicazioni sulle componenti paesaggistiche per cui è necessario verificare l'eventuale interferenza dell'impianto.

Più in dettaglio, come riportato nell'elaborato di progetto "MNSA101 Studio d'Impatto Ambientale - Relazione generale", il parco eolico in progetto risulta non interferire direttamente con le aree vincolate dal punto di vista ambientale, paesaggistico e culturale individuate dai piani di tutela, sia per quanto riguarda gli aerogeneratori che per le strade e cavidotti, i cui tracciati coincidono sostanzialmente con strade esistenti e sono comunque interrati.

11.1. Aree vincolate ai sensi del D.Lgs 42 del 2004

Nella **Figura 11.1.1** viene rappresentato l'inquadramento dell'area vasta rispetto alle aree tutelate per legge dal D.Lgs. 42/2004 - Codice dei beni culturali e del paesaggio, mentre nelle **Figura 11.1.2 e Figura 11.1.3** viene rappresentato l'inquadramento dell'area d'impianto e del BESS e SE RTN.

Per maggiori dettagli si rimanda agli elaborati di progetto "MCSA131a Atalante Carta dei vincoli paesaggistici con area d'impianto". Come è possibile osservare dalle figure, gli aerogeneratori e le relative opere connesse non occupano aree vincolate, ad eccezione di alcuni tratti di linea elettrica interrata che interferiscono con le aree tutelate per legge (D.Lgs 42/2004 Art. 142 lettera c)) "Fiumi torrenti corsi d'acqua buffer 150 m" sempre in corrispondenza di strade esistenti e Foreste e boschi" (D.Lgs. 42/2004 Art. 142 comma 1 lettera g).

Le intersezioni con le aree interessate da superfici boscate sono puntuali e descritte nel dettaglio al paragrafo 8.1.1 dell'elaborato "MCSA129 Relazione paesaggistica".

In generale si può affermare che le interferenze delle suddette superfici boscate saranno per la maggior parte di natura temporanea e legate alla fase di cantiere e che in fase di esercizio gran parte delle aree saranno ripristinate e ripiantumate.

A tal proposito per queste aree si prevedono delle misure compensative di ripiantumazione, come descritto in maniera accurata nella relazione specialistiche e "MCSA144 Relazione Forestale" e MCSA145 Relazione Agronomica", a cui si rimanda.

Anche le intersezioni tra le opere di progetto e l'Art. 142 lettera c)) "Fiumi torrenti corsi d'acqua buffer 150 m" sono approfondite nel dettaglio al paragrafo 8.1.1 dell'elaborato "MCSA129 Relazione paesaggistica". In generale la maggior parte delle intersezioni del cavidotto con il buffer fiume si sviluppano su strada esistente e che in corrispondenza degli alvei l'attraversamento sarà superato tramite la tecnica della Trivellazione Orizzontale Controllata (TOC). Grazie all'adozione del suddetto metodo, l'impatto sul paesaggio verrà mitigato in quanto la tecnologia adottata consentirà di non alterare lo stato dell'alveo del fiume interessato. Per maggiori dettagli tecnici si rimanda all'elaborato di progetto "MCEG015 Relazione Idraulica e Idrogeologica".

Le interferenze del cavidotto di progetto con il buffer fiumi che non prevedono l'attraversamento di un alveo ma si sviluppa su strada sterrata esistente e verranno eseguite con la posa tradizionale con scavo in trincea e dal punto di vista paesaggistico saranno adottate tutte le cautele e con la chiusura dello scavo, immediatamente successiva alla posa dei cavi, saranno ripristinate le condizioni preesistenti.

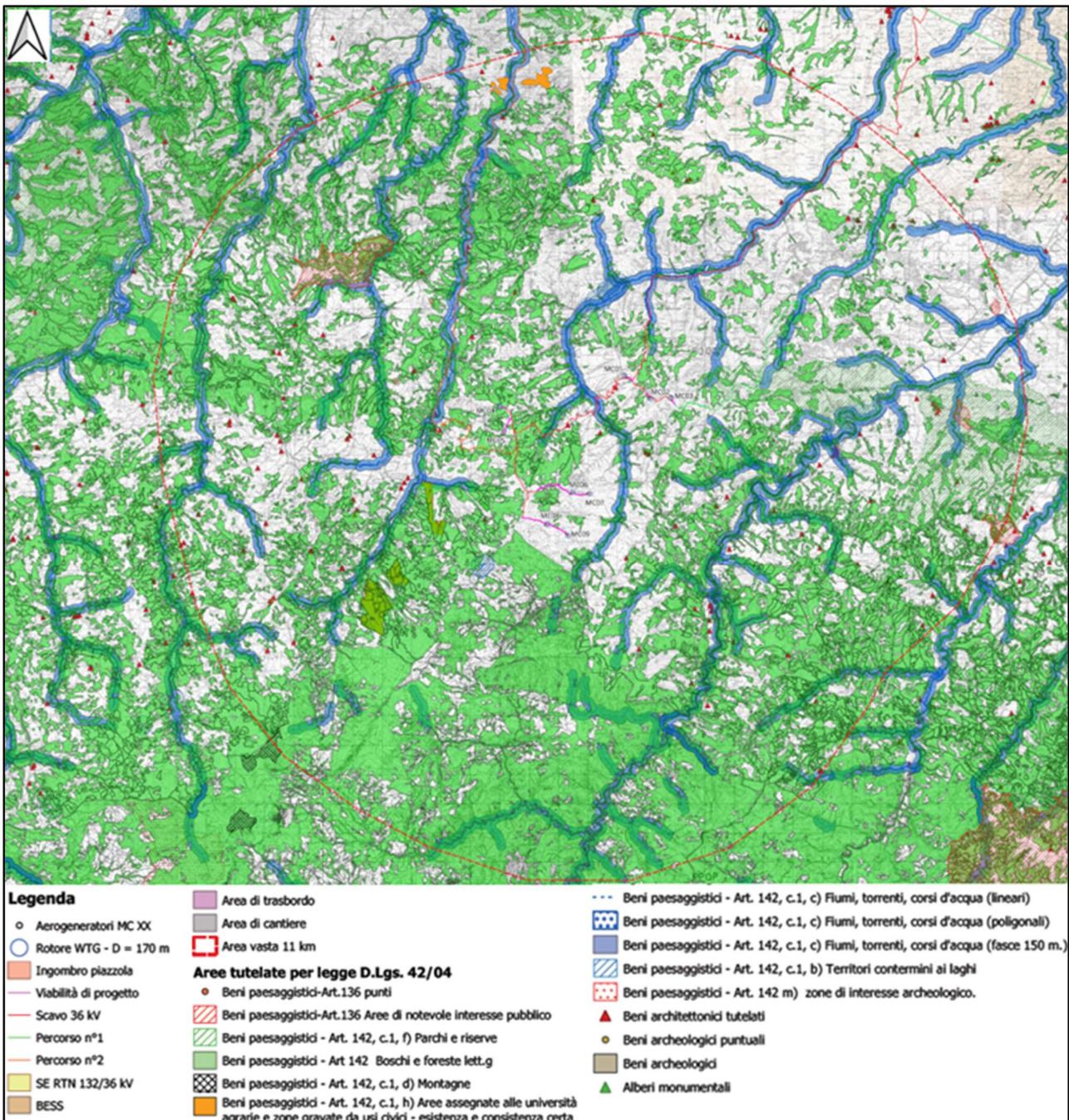


Figura 11.1.1: Carta dei vincoli paesaggistici con area Vasta (buffer 11 km) su CTR – Fonte Regione Emilia-Romagna (per maggiori dettagli grafici si veda l'elaborato "MCSA130 Carta dei vincoli paesaggistici con area vasta")

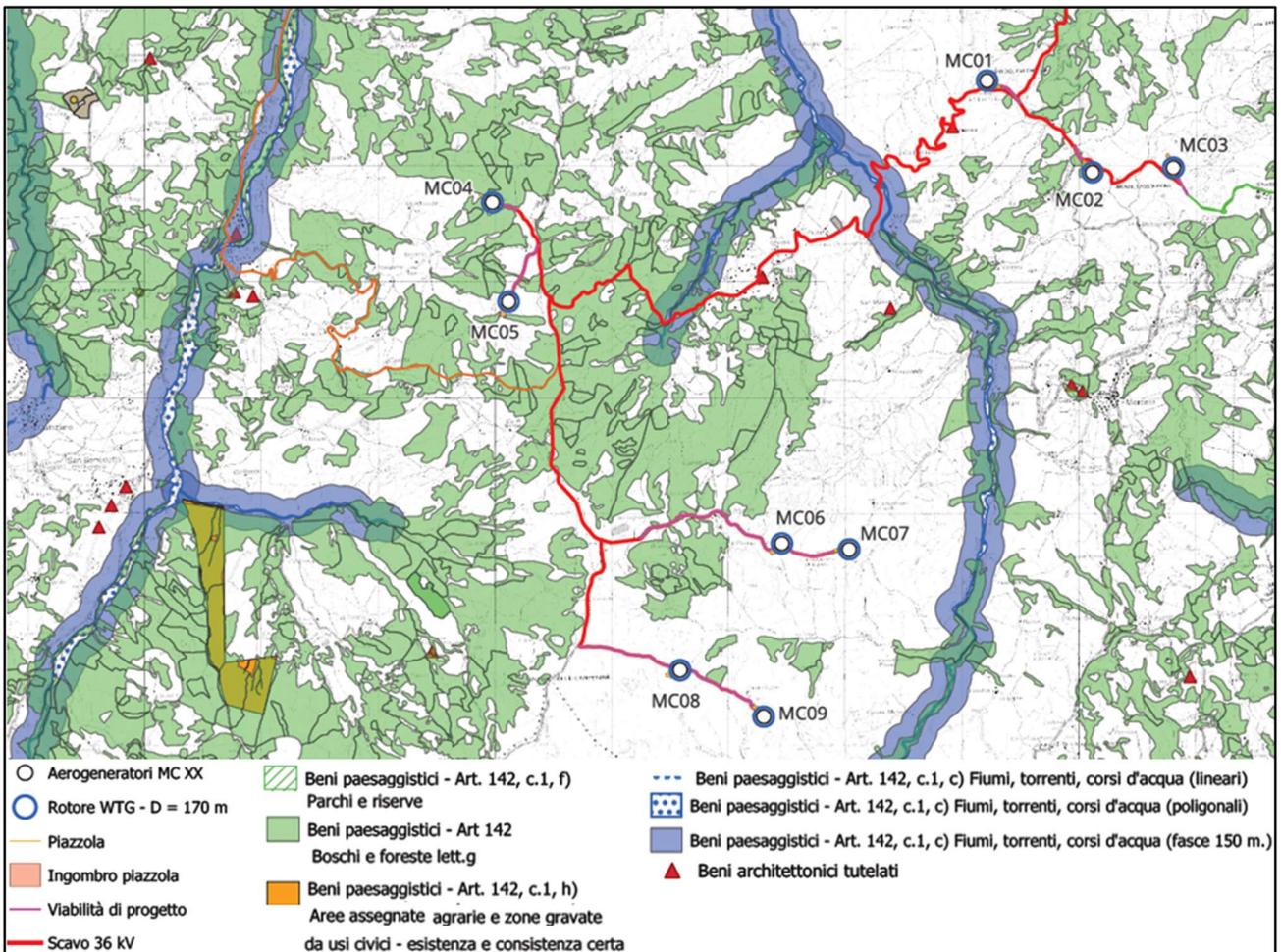


Figura 11.1.2: Carta dei vincoli paesaggistici con area d’impianto – (per maggiori dettagli grafici si veda l’elaborato “MCSA131 Carta dei vincoli paesaggistici con area d’impianto”)

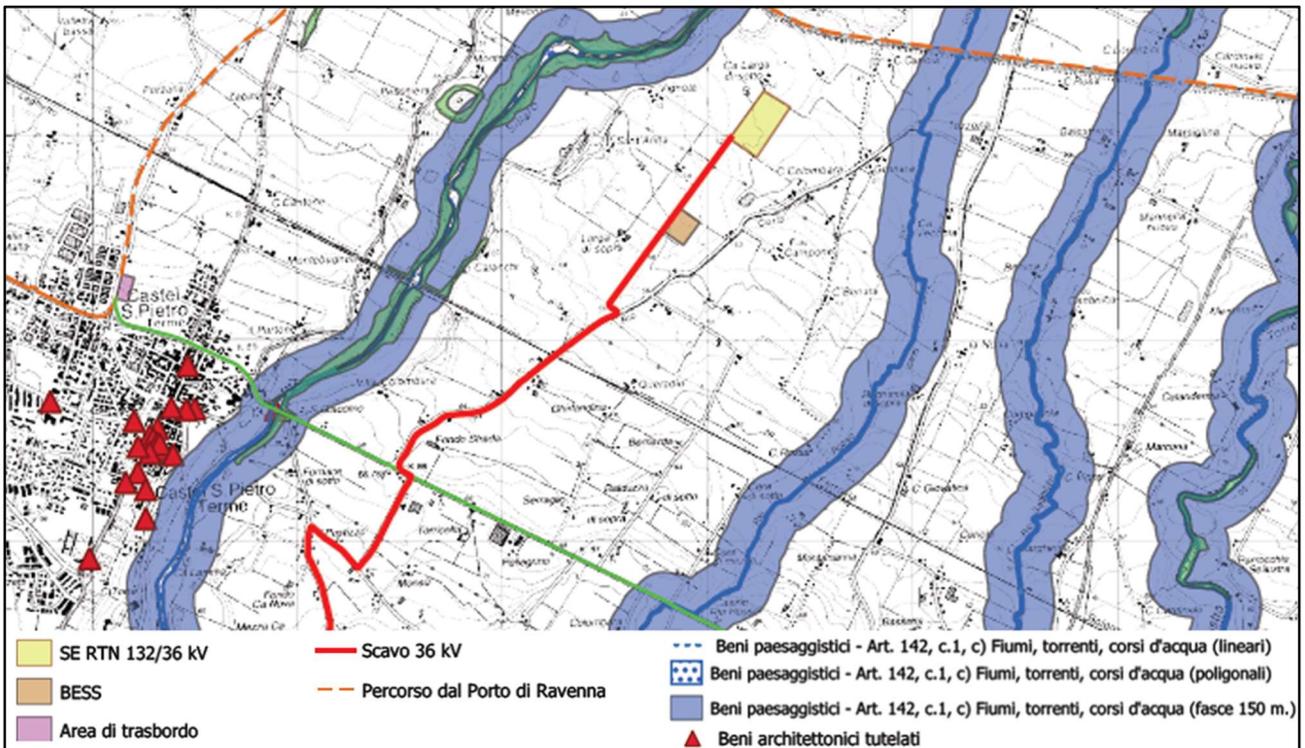


Figura 11.1.3: Carta dei vincoli paesaggistici con area d’impianto (per maggiori dettagli grafici si veda l’elaborato “MCSA131 Carta dei vincoli paesaggistici con area d’impianto”)

Nella **Figura 11.1.4** viene rappresentata la distribuzione delle specie boschive presenti sul territorio interessato dal progetto (maggiori dettagli sono riportati nell'elaborato di progetto "MCSA108 Carta delle aree bosco con area d'impianto"), da cui si evince che, su scala di area d'impianto, la presenza di boschi è diffusa e che le aree individuate come boschi sono prevalentemente Bosco a Fustaie, Arboricoltura da legno e Arbusteto.

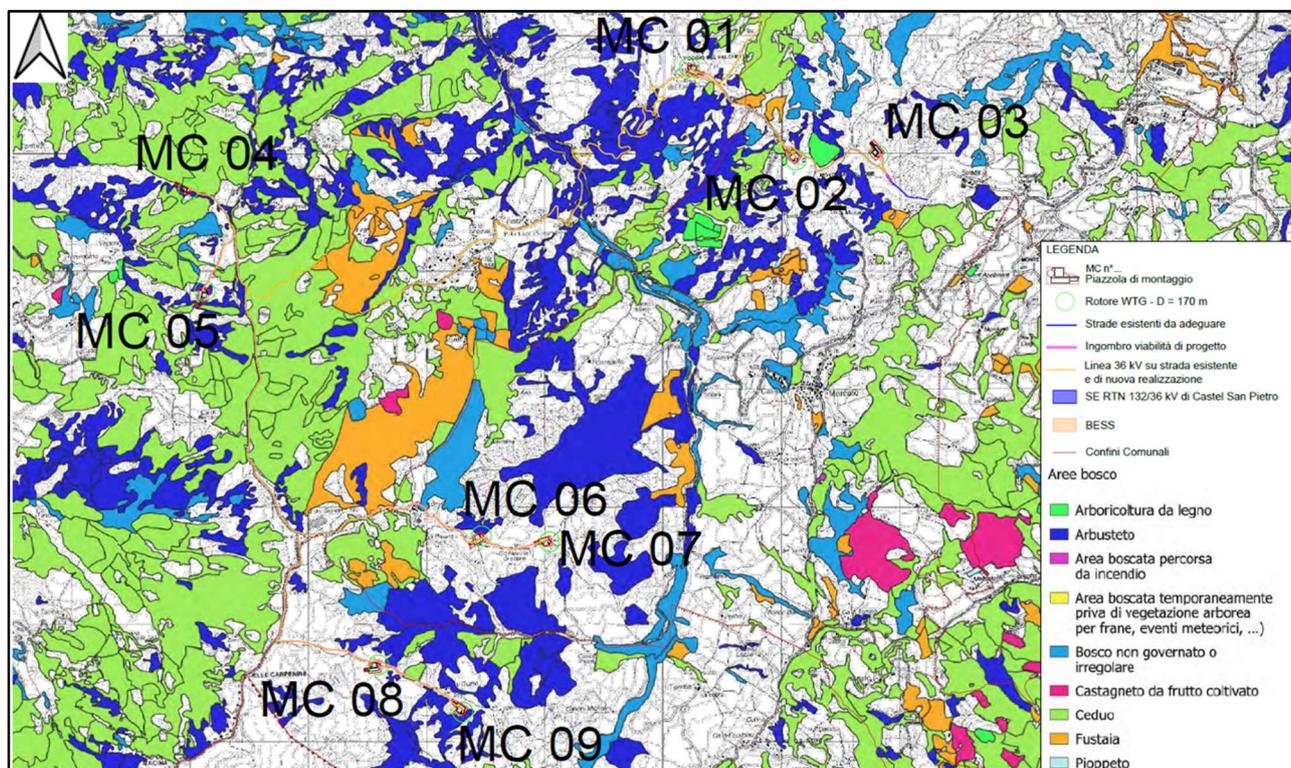


Figura 11.1.4: Carta delle aree bosco con area d'impianto (Fonte Regione Emilia-Romagna) – Area d'impianto

11.2. Aree vincolate dal punto di vista ambientale come da "Progetto Natura 2000"

Lo strumento istituito dall'unione Europea per la conservazione della Biodiversità è chiamato "Natura 2000". Si tratta di una rete ecologica diffusa su tutto il territorio dell'Unione, istituita ai sensi della Direttiva 92/43/CEE "Habitat", per garantire il mantenimento a lungo termine degli habitat naturali e delle specie di flora e fauna minacciati o rari a livello comunitario.

La rete Natura 2000 è costituita dai Siti di Interesse Comunitario (SIC), identificati dagli Stati Membri secondo quanto stabilito dalla Direttiva Habitat, che vengono successivamente designati quali Zone Speciali di Conservazione (ZSC), e comprende anche le Zone di Protezione Speciale (ZPS) istituite ai sensi della Direttiva 2009/147/CE "Uccelli" concernente la conservazione degli uccelli selvatici.

Le aree che compongono la rete Natura 2000 non sono riserve rigidamente protette dove le attività umane sono escluse; la Direttiva Habitat intende garantire la protezione della natura tenendo anche "conto delle esigenze economiche, sociali e culturali, nonché delle particolarità regionali e locali" (Art.

2).

La Direttiva riconosce il valore di tutte quelle aree nelle quali la secolare presenza dell'uomo e delle sue attività tradizionali ha permesso il mantenimento di un equilibrio tra attività antropiche e natura. Alle aree agricole, per esempio, sono legate numerose specie animali e vegetali ormai rare e minacciate per la cui sopravvivenza è necessaria la prosecuzione e la valorizzazione delle attività tradizionali, come il pascolo o l'agricoltura non intensiva. Nello stesso titolo della Direttiva viene specificato l'obiettivo di conservare non solo gli habitat naturali ma anche quelli seminaturali (come le aree ad agricoltura tradizionale, i boschi utilizzati, i pascoli, ecc.).

Si fa presente che con Decreto Ministeriale 20 maggio 2020, tutti i Siti d'Importanza Comunitaria per la conservazione della biodiversità della regione Emilia-Romagna sono designati quali Zone Speciali per la Conservazione di livello europeo, ma nel presente studio si è deciso di lasciare la precedente nomenclatura, al fine di mantenere continuità tra la documentazione bibliografica consultata.

Nella **Figura 11.2.1** e **Figura 11.2.2** vengono rappresentate rispettivamente le zone SIC, ZPS, ZSC interessate dall'area Vasta dell'impianto eolico e dall'area d'impianto stessa.

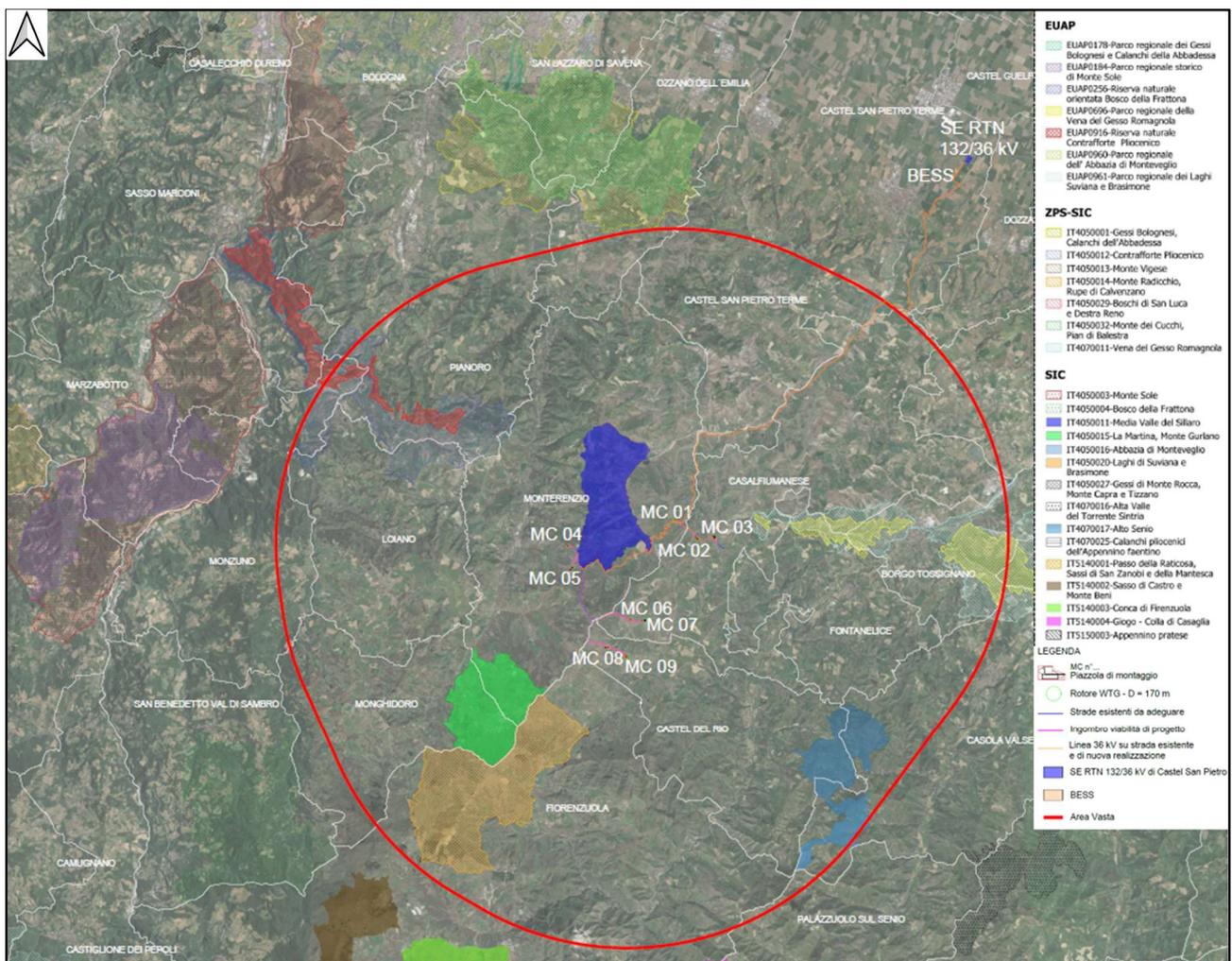


Figura 11.2.1: Inquadramento Zone SIC, ZSC e ZPS con perimetro area vasta (Fonte Portale Cartografico nazionale)

Con riferimento al Progetto Natura 2000, dalla analisi delle cartografie, si evince che l'area di progetto interessa solo un'area protetta a livello locale, ovvero la SIC IT4050011 Media Valle di Sillaro (**Figura 11.2.2**), mentre le aree protette interessate dall'area vasta sono le seguenti:

1. **ZPS/SIC IT4050012** Contrafforte Pliocenico (26.273.678,98 mq) distante 4,5 km dalla WTG più vicina MC04;
2. **ZPS/SIC IT4070011** Vena del Gesso Romagnolo (55.375.965,18 mq) distante 1,3 km dalla WTG più vicina MC03;
3. **ZPS/SIC IT4050001** Gessi Bolognesi, Calanchi dell'Abbadessa (42.963.079,49 mq) distante 11,5 km dalla WTG più vicina MC01;
4. **SIC IT4050011** Media Valle di Sillaro (11.072.114,00 mq) distante 0,4 km dalle WTG più vicine MC04 e MC05 ad ovest e 1,2 km ad est dalla più vicina WTG MC01;
5. **SIC IT4050015** La Martina, Monte San Gurlano (11.071.086,93 mq) distante 3 km dalla WTG più vicina MC08;
6. **SIC IT5140001** Passo della Raticosa, Sassi di San Zanorbi e della Martesca (22.080.255,43 mq) distante 3,3 dalle WTG più vicine MC08 e MC09;
7. **SIC IT4070017** Alto Senio (10.147.793,89 mq) distante 7,5 km dalla WTG più vicina MC09.

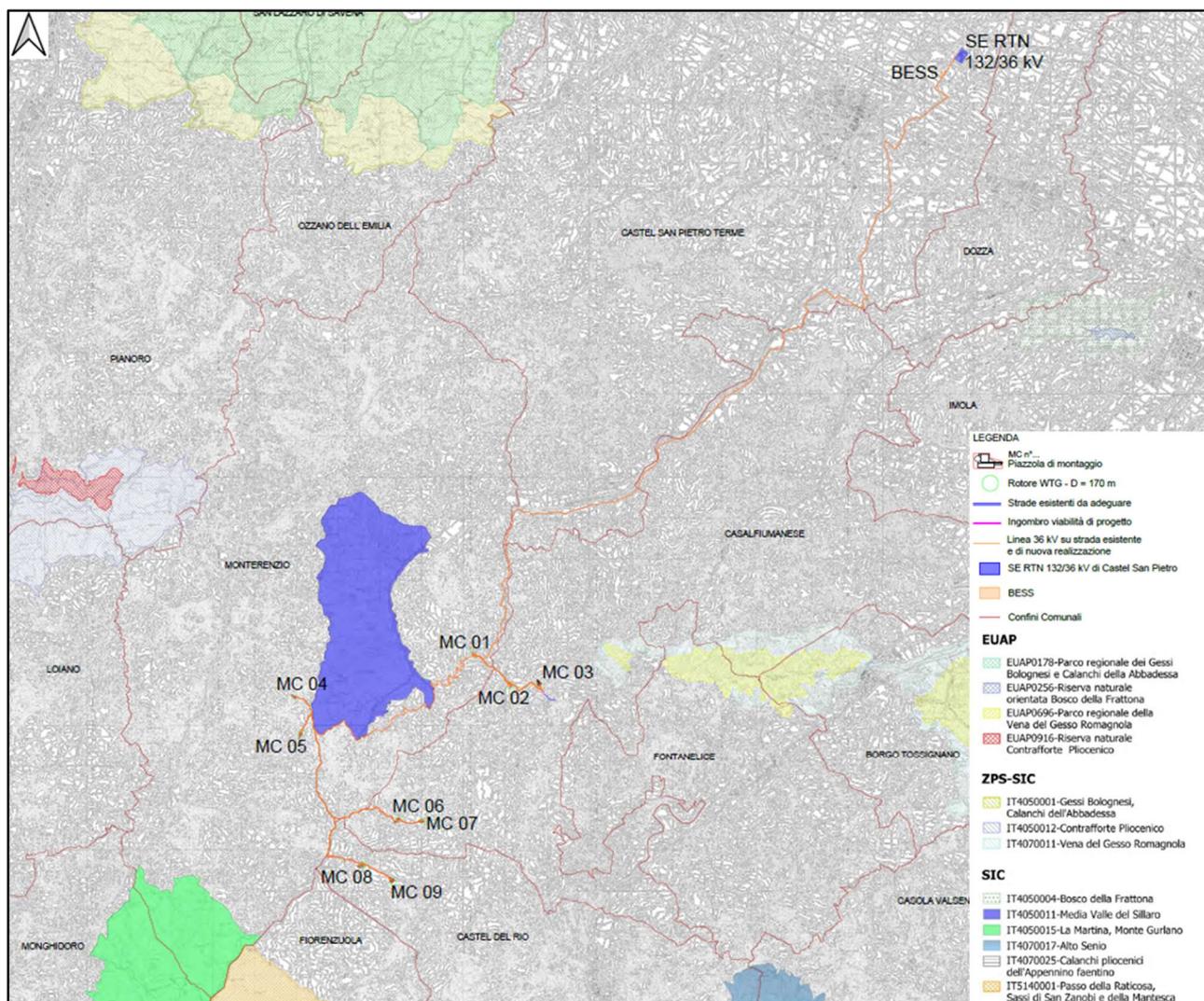


Figura 11.2.2: Inquadramento Zone SIC, ZSC e ZPS area d'impianto (Fonte Portale Cartografico nazionale)

Si riportano di seguito informazioni bibliografiche relative alle aree Rete Natura 2000 così individuate, al fine di caratterizzare a livello generale la vegetazione e la fauna di ogni sito interessato:

1. **ZPS/SIC IT4050012 Contrafforte Pliocenico:** Il sito si estende per una Superficie di 2.628 ettari all'interno della Provincia di Bologna ed interessa i Comuni di Loiano, Monterenzio, Monzuno, Pianoro e Sasso Marconi e risulta esteso come un lungo (circa 15 chilometri) e stretto baluardo roccioso trasversale alle valli di Setta, Savena, e Zena e Idice, da Sasso Marconi al Monte delle Formiche, il Contrafforte Pliocenico assomiglia geomorfologicamente più ai Gessi e allo Spungone che non al vicino Monte Sole ed include la Riserva Naturale regionale Contrafforte Pliocenico. Si tratta del resto di un sito legato, come i suddetti, alla fascia collinare e in particolare alle formazioni geologiche recenti del basso appennino, nonostante si trovi incuneato ai margini della fascia submontana e montana appenninica bolognese. Sito di grande interesse geolitologico, paesaggistico e naturalistico, connotato da presenze storico-etnografiche, il Contrafforte è

costituito da una serie continua di rupi orientate a Sud-Ovest costituite da blocchi di arenaria pliocenica, in genere sabbiosa e poco cementata, e contornate da ondulazioni argillose anch'esse plioceniche, talora calanchive. La diversificazione morfologica e litologica, il forte contrasto tra le falesie assolate e le profonde incisioni vallive orientate a settentrione determinano notevole variabilità d'ambiente con una serie di habitat rocciosi, forestali e di prateria nettamente differenziati tra estremi opposti. Si va infatti dalla rupe arida con vegetazione mediterranea al versante boscoso fresco con elementi dell'alto Appennino, dal terreno sabbioso e acido alla plaga argillosa compatta e ricca di basi. La scarsa accessibilità di alcuni settori ha permesso inoltre la conservazione di flora e fauna rara in condizioni di vero e proprio rifugio; in generale l'antropizzazione è abbastanza contenuta, anche se va registrata un'elevata frequentazione di visitatori occasionali data la vicinanza della pianura e del capoluogo di regione.

- ZPS/SIC IT4070011 Vena del Gesso Romagnolo:** Il sito si estende per una superficie di 5540 ettari e interessa la Provincia di Ravenna per 3806 ettari nei Comuni di Brisighella, Casola Valsenio, Riolo Terme, e la Provincia di BOLOGNA per 1734 ettari nel territorio dei Comuni di Borgo Tossignano, Casalfiumanese, Fontanelice e Imola. Tale sito risulta confinante con la zona ZSC IT4070025 e ricade quasi interamente nel Parco regionale Vena del Gesso Romagnola. Il sito, localizzato nella fascia collinare a cavallo tra le province di Bologna e Ravenna, racchiude un affioramento gessoso del Messiniano di estremo interesse geologico e naturalistico che si allunga trasversalmente alle valli per circa 20 km e alcuni ambiti argilloso-calanchivi o marnoso-arenacei circostanti. Gli strati della cosiddetta Vena del Gesso, inclinati verso la pianura, determinano una falesia dirupata e continua esposta a Sud a carattere mediterraneo, contrastante con i versanti a pendenza più moderata esposti a Nord, boscosi, ricchi di stazioni fresche con elementi floristici dell'alto Appennino. Tutta la zona è caratterizzata da diffusi fenomeni carsici superficiali (valli cieche, doline, forre, forme erosive, campi solcati) e profondi (inghiottitoi, risorgenti, abissi e grotte anche di notevole sviluppo), che concorrono a diversificare morfologie peculiari, ricche di contrasti e di ambienti-rifugio ad alta biodiversità. Quattro torrenti appenninici (Santerno, Senio, Sinteria, Lamone) interrompono la continuità dell'emergenza gessosa più rilevante d'Europa, isolando altrettanti settori. Sulla Vena si concentra, a tratti con diversi gradi di antropizzazione, una flora molto diversificata con elementi mediterranei e centroeuropei, nonché un'interessante fauna epigea e ipogea. All'interno del sito, tra le attività che comportano rischi ambientali, va citata almeno quella estrattiva, peraltro attualmente concentrata in un'unica grande cava presso la Stretta di Rivola. Ventuno habitat di interesse comunitario, dei quali otto prioritari, disegnano

- un mosaico fitto di sovrapposizioni e compenetrazioni tra boschi (6), rocce (4), ben otto tipi erbacei o arbustivi e tre legati all'acqua, limitati a stagni, laghetti e rupi stillicitose;
3. **ZPS/SIC IT4050001 Gessi Bolognesi, Calanchi dell'Abbadessa:** Il sito, posto sulle prime colline bolognesi, ricade prevalentemente all'interno del Parco Regionale dei Gessi Bolognesi e dei Calanchi dell'Abbadessa. Con superficie di estensione pari a 4296 ha, riversa nei confini comunali di San Lazzaro di Savena, Pianoro e Ozzano dell'Emilia. Le aree ricomprese nel SIC-ZPS sono in gran parte di proprietà privata e, ad oggi, solo il 3% dell'intera area compresa nel territorio protetto ricade nella proprietà pubblica. Gran parte del territorio è interessata da attività agricole, mentre le zone di maggiore pregio naturalistico si possono rinvenire in corrispondenza e attorno agli affioramenti gessosi e alle formazioni calanchive. L'area è situata tra i torrenti Savena, Idice e Quaderna, su di una collina caratterizzata in pianura da terreni sabbiosi, seguiti da affioramenti gessosi-solfiferi e a monte da arenarie e marne. Qui si rinvengono le più imponenti doline della regione (Croara, Gaibola, Ronzano) alle quali si alternano grotte articolate e di dimensioni estese. Oltre che dalla presenza di quelli che sono i fenomeni tipici, la morfologia carsica permette il differenziarsi delle condizioni microclimatiche portando come conseguenza ad una variegata diversità biologica, presenza di endemismi e rarità botaniche (come *Ononis masquillierii*, leguminosa esclusiva dei terreni argillosi emiliani e marchigiani). Il sito è interessato dalla presenza di diciassette habitat d'interesse comunitario, dei quali cinque prioritari, coprono un buon 20% della superficie del sito, più l'importante contesto idrologico e territoriale di ambiente carsico sopra e sottoterra riconosciuto d'interesse regionale;
 4. **SIC IT4050011 Media Valle di Sillaro:** Il sito si estende per una superficie pari a 1.108 ettari, interessa il Comune di Monterenzio in Provincia di Bologna e include una zona "disabitata" della fascia collinare in sinistra Sillaro fra le due traverse S.Clemente-Monterenzio a valle e Sasso Nero-Bisano a monte, sull'Appennino bolognese, presso il confine con la "Romagna fitogeografica zangheriana". Il substrato geologico è costituito da argille scagliose, con frequenti formazioni calanchive e vasti dossi tondeggianti localmente punteggiati di frammenti rocciosi alloctoni calcarei o arenacei. Dal Sillaro al largo spartiacque con l'Idice, l'esteso versante - sempre compreso tra i 200 e i 500 m s.l.m. - assume i contorni di un antico paesaggio rurale permeato dall'alternanza di ex coltivi e pascoli. Il contesto non è aspro, anche se prevalgono generali condizioni di aridità, e presenta gradevoli mosaicature di magri pascoli (25%) e macchie di ginepro dalle svelte sagome (30%), boscaglie e boschi di Roverella e Carpino con qualche cerreta (15%). Tra una morbida ondulazione e l'altra, l'umidità si ferma più a lungo e la prateria si presenta più fresca e ricca di specie mesofile (10%). Completano il quadro gli affioramenti rocciosi

- a tratti litoidi ma prevalentemente argillosi delle formazioni calanchive, le ghiaie nel letto del Sillaro, punteggiate di rada, apparentemente stentata vegetazione e pochi coltivi a carattere estensivo, gli ultimi di una zona che, dopo una lunga, progressiva fase di abbandono, può dirsi oggi del tutto “rinselvatichita” (oppure, più propriamente, “rinaturalizzata”). Quindici habitat d’interesse comunitario, dei quali uno prioritario, coprono oltre un terzo della superficie del sito, in particolare con una importante e variegata serie di praterie e arbusteti termofili;
5. **SIC IT4050015 La Martina, Monte San Gurlano:** La zona occupa una superficie di 1107 ettari ed interessa la Provincia di Bologna nel territorio dei Comuni di Monghidoro e Monterezzo confinando con la zona ZPS IT5140001 "Passo della Raticosa, Sassi di San Zanobi e della Mantasca" della Regione Toscana. Il sito si trova sull'Appennino bolognese orientale in area submontana (tra i 400 e i 950 m s.l.m.) e occupa il largo e articolato versante destro idrografico dell'Idice fino al pianeggiante spartiacque col Sillaro, tra il Sasso della Mantasca e il Monte Gurlano (Tre Poggioli), al margine occidentale della Romagna fitogeografica e al confine con la Toscana, in continuità con analogo sito. Si tratta di caratteristici affioramenti ofiolitici tozzi e di limitata estensione emergenti dal circostante "mare" di argille scagliose, tra praterie e boscaglie di Cerro, l'uno (Sasso della Mantasca, sul margine esterno al sito) costituito da un'elegante rupe di gabbri verdi, l'altro (Monte Gurlano) limitato a una zattera lenticolare e blocchi sparsi di serpentiniti e gabbri rossi, con un'antica miniera di rame attiva ancora nel secolo scorso. Tra i due, scendendo verso l'Idice, in corrispondenza di affioramenti arenacei si trova La Martina, area di rimboschimenti a conifere e di vasti castagneti parzialmente coltivati, caratterizzati da un ricco corredo floristico di specie protette. Queste della colata del Sillaro costituiscono le rupi ofiolitiche più orientali della regione, essendone la successiva ed ultima colata del Marecchia sostanzialmente priva. Il paesaggio è a tratti desolato (le argille scagliose e in particolare le ofioliti sono ricche di metalli e componenti tossiche per gli organismi viventi, che vi risiedono con difficoltà tramite adattamenti e specializzazioni), a tratti verdeggianti di praterie pascolate, tendenzialmente xeriche, boscaglie e boschi cedui di Cerro accompagnato, nelle zone più fresche, da Carpino nero. Laghetti, gineprei e limitati coltivi completano un mosaico dai contorni agropastorali in declino e improntato da progressiva naturalizzazione con (lenta) espansione della componente forestale.
 6. **SIC IT5140001 Passo della Raticosa, Sassi di San Zanorbi e della Martesca:** Il sito si sviluppa per una superficie di 2.208 ettari nella Provincia di Firenze e nello specifico all’interno del Comune di Firenzuola. Tale sito è caratterizzato dalla presenza di rilievi calcarei (M. Canda) od ofiolici (Rocca di Cavrenno, Sasso di San Zanobi, Sasso della Mantasca), emergenti in una matrice

paesistica con una forte connotazione ad agroecosistemi montani tradizionali. Il paesaggio agricolo montano è in parte interessato da rapidi processi di abbandono e ricolonizzazione arbustiva ed arborea che hanno originato un paesaggio mosaicato, costituito da praterie secondarie pascolate, modesti appezzamenti coltivati, arbusteti e boscaglie su prati permanenti e coltivi abbandonati, boschi di latifoglie (prevalentemente cerrete e faggete) e caratteristiche formazioni vegetali delle rupi che, non di rado, costituiscono emergenze geomorfologiche;

7. **SIC IT4070017 Alto Senio:** Il sito, di estensione pari a 1015 ha, ricade nel tratto montano della Provincia di Bologna, occupando in gran parte la zona sudoccidentale del Comune di Casola Valsenio (RA) e in parte il Comune di Castel del Rio (BO). Area sub-montana collocata tra l'Appennino faentino e quello imolese, si estende prevalentemente in direzione nord-sud lungo la dorsale spartiacque Santerno-Senio dal confine toscano fino a ridosso del contrafforte di Monte Battaglia. Corrisponde quasi interamente al complesso demaniale Foresta Alto Senio, acquisito dall'Ente pubblico fin dai primi anni '70. Raggruppa vasti boschi di latifoglie, per lo più cedui, con rimboschimenti di conifere (in particolare pinete di pino nero ma anche di pino domestico e cipresso), castagneti, aree a vegetazione arbustiva ed erbacea su ex-coltivi in un paesaggio mosso, lentamente rinaturalizzato a partire da un passato di insediamenti rurali sparsi. Il substrato marnoso-arenaceo, a stratificazione per lo più uniforme. La componente marnosa è poco coerente, e non mancano "galestri" nudi anche su pendenze poco marcate, a testimoniare il carattere di plaghe soggette a diffusa erosione e a persistente degrado. Pur non presentando zone di particolarmente elevata naturalità, il sito è rappresentativo di habitat e specie tipici della fascia submontana, di "spruzzi mediterranei" e lembi di montagna fresca incassati in remoti rifugi, di ambienti di transizione a vivace dinamica naturale non privi di interesse paesaggistico e storico-antropologico.

Sono undici gli habitat d'interesse comunitario, dei quali quattro prioritari, occupano circa un quinto della superficie, con prevalenza per i tipi forestali e di prateria.

Per quanto riguarda invece le zone IBA, dalla **Figura 11.2.3** si evince che nessuna di queste ricade all'interno dell'area d'impianto, né nel perimetro dell'area vasta.

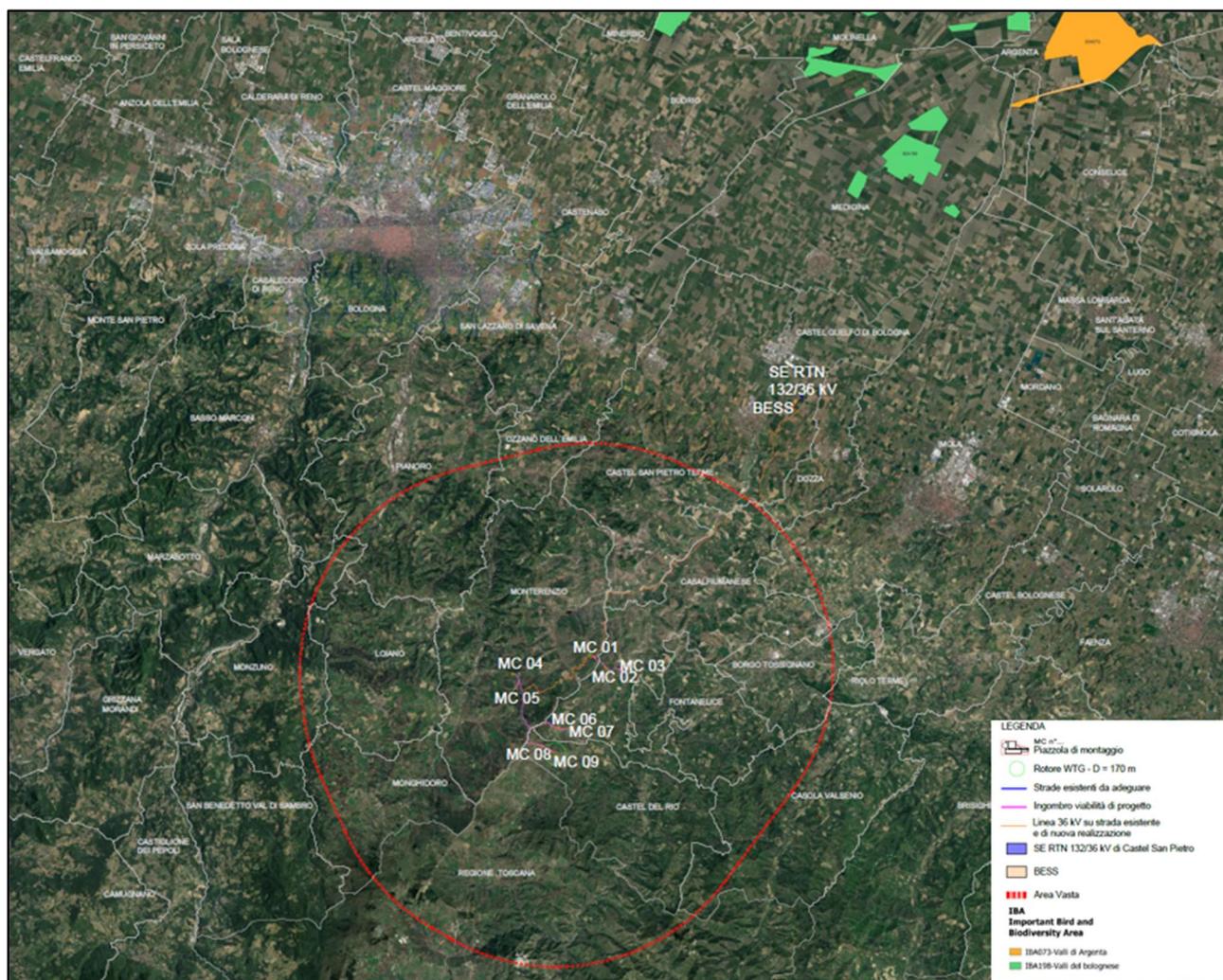


Figura 11.2.3: Zone IBA con perimetro area vasta (Fonte Portale Cartografico nazionale)

11.3. Compatibilità del Progetto con il PTPR, PTM e PSC

Nelle **Figure 11.3.1** è rappresentato il layout di impianto con riferimento agli strumenti di tutela di livello regionale (PTPR). Per maggiori dettagli grafici si rimanda agli elaborati di progetto “MCSA114a Atlante Piano Territoriale Paesaggistico Regionale (PTPR) con area d’impianto”. Per un’analisi approfondita della compatibilità dell’opera con il PTPR si rimanda al paragrafo 8.1.6 “MCSA129 Relazione paesaggistica”.

Nella **Figure 11.3.2** viene rappresentato il layout di impianto con riferimento agli suddetti strumenti di tutela provinciale. Gli indirizzi e gli obiettivi del PTCP (Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale) sono stati implementati nel più recente PTM (Piano Territoriale Metropolitano), come meglio descritto nel paragrafo 8.2 della “MCSA129 Relazione paesaggistica”.

Dall’analisi del livello provinciale si evidenzia che in prossimità della fascia dei Crinali significativi (Art. 7.6 Crinali, calanchi e dossi che recepisce e integra art. 20 comma 1 lettera a) e commi 2 e 3 del PTPR) sono ubicati gli aerogeneratori MC01, MC02, MC03 e MC04 e parte del cavidotto interrato mentre

nessun aerogeneratore si trova invece nelle aree dei calanchi, ad eccezione di alcuni tratti della linea 36 kV che collega il parco eolico alla SSE.

In merito alla conformità del progetto l'Art. 7.6 si precisa che il progetto risulta conforme ai sensi del comma 4 del PTCP che ammette "la realizzazione di nuovi impianti per la produzione di energia eolica nei limiti di quanto previsto nel Piano energetico provinciale e con le procedure di valutazione dell'impatto che saranno richieste". Il Piano energetico provinciale ad oggi non è vigente mentre risulta vigente il Piano energetico regionale il quale non prescrive come aree non idonee i crinali.

Pertanto, si fa riferimento a quanto prescritto per la valutazione dell'impatto dal D.Lgs. 199/2021 all'articolo 20 comma 8, lettera c-quater) ove vengono individuate le aree idonee per l'installazione di impianti da fonti rinnovabili **Figura 11.3.3** e si rimanda al paragrafo 8.1.2. della "MCSA129 Relazione paesaggistica".

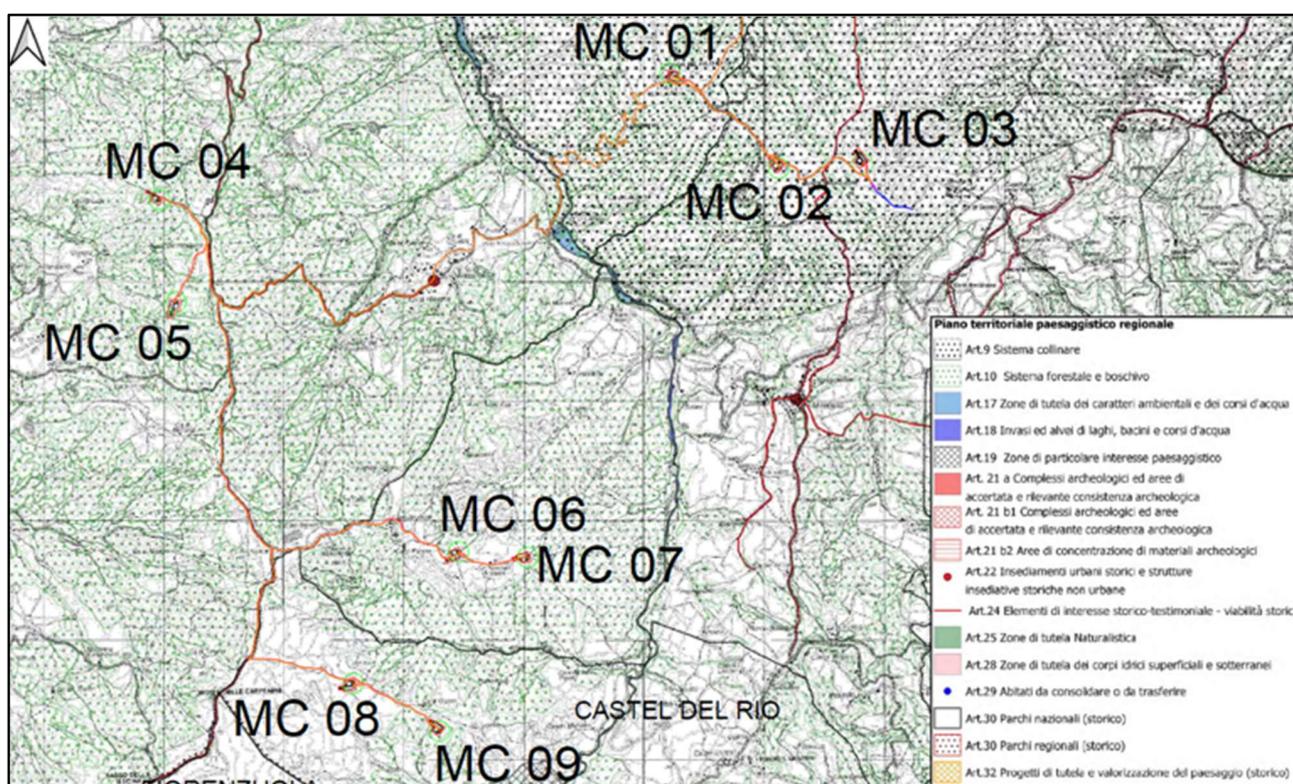


Figure 11.3.1: Inquadramento area d'impianto eolico rispetto al PTPR (per maggiori dettagli grafici si richiama l'elaborato MCSA114) – Fonte Regione Emilia-Romagna

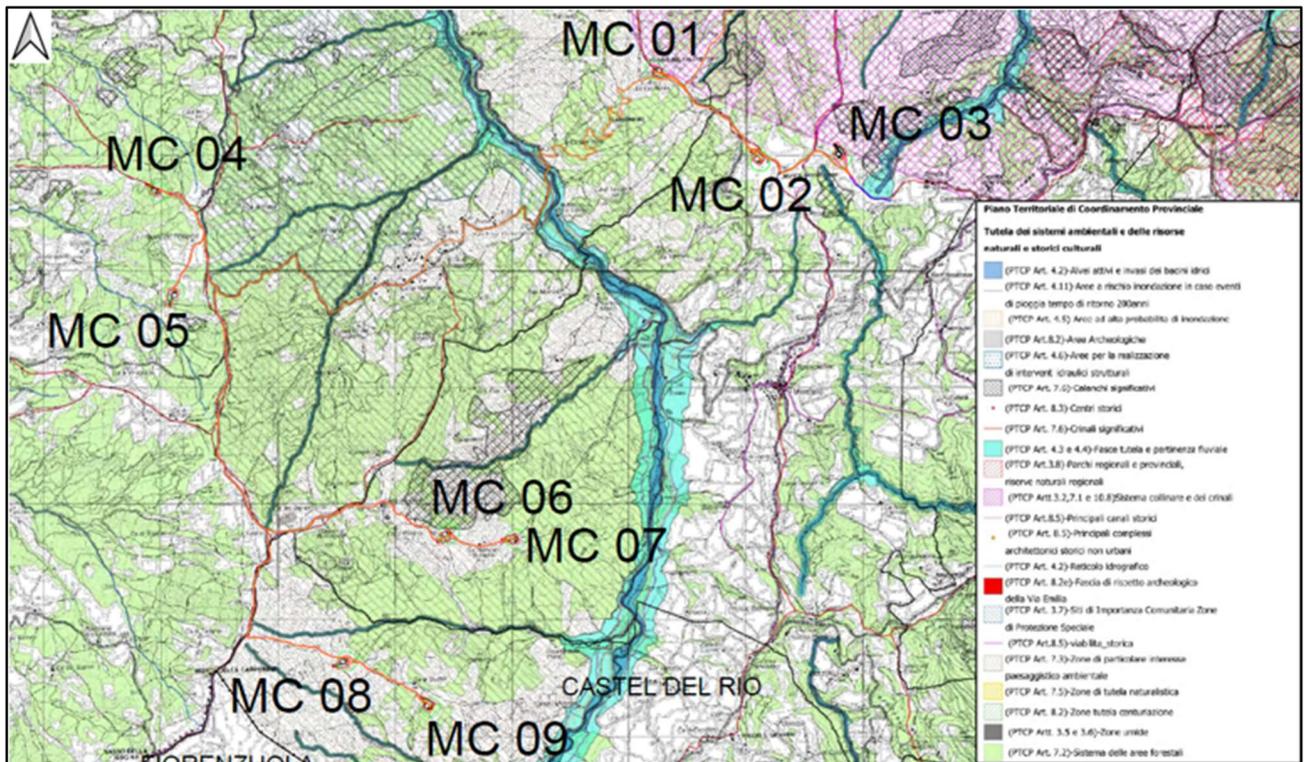


Figura 11.3.2: Inquadramento area d’impianto eolico rispetto al PTM (per maggiori dettagli grafici si richiama l’elaborato MCSA115) – Fonte Regione Emilia-Romagna

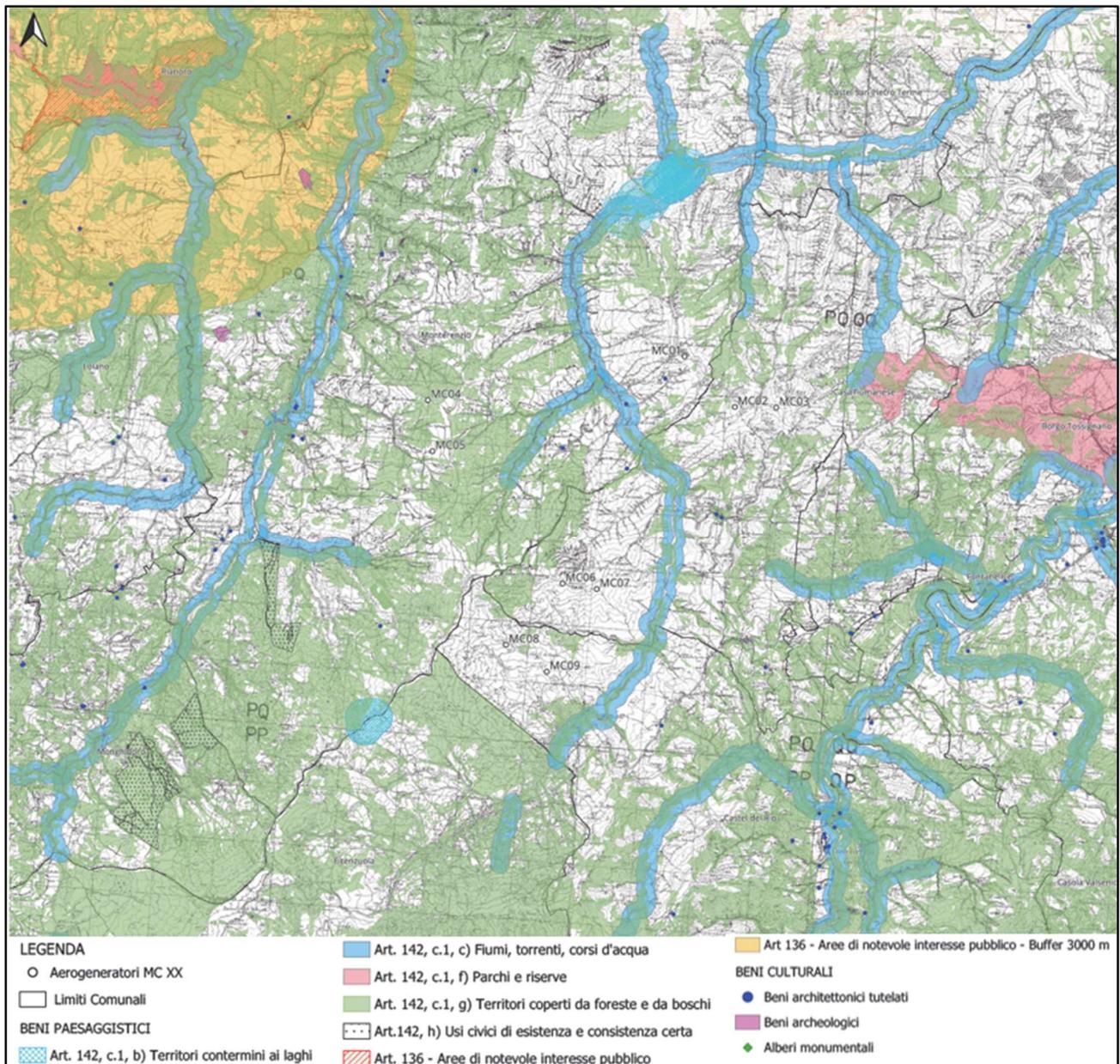


Figura 11.3.3: Compatibilità delle opere in progetto con i criteri di localizzazione definiti dal D.lgs. 199.2021 art. 20 comma 8 – lettera c-quater e successive modifiche (per maggiori dettagli grafici si veda l’elaborato “MCSA146”).

Per quanto riguarda la pianificazione comunale l’area d’impianto è localizzata prevalentemente in zona E agricola secondo la zonizzazione del PRG del comune di Monterenzio e in Territorio rurale per quale che riguarda il Piano Strutturale Comunale di Casalfiumanese, Castel del Rio e Castel San Pietro Terme (**Figura 11.3.4**), mentre l’area di trasbordo prevista nel Comune di Castel S. Pietro Terme ricade su Territorio Urbanizzato (**Figura 11.3.5**).

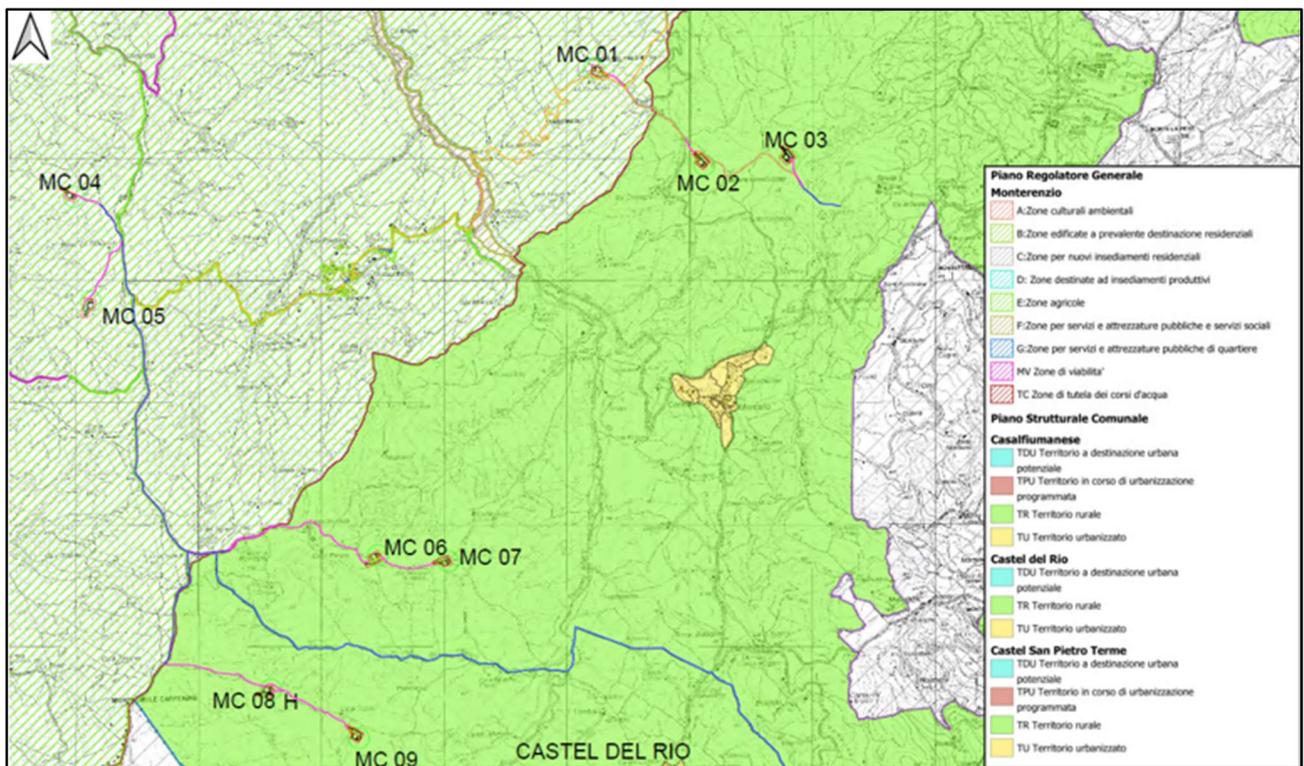


Figura 11.3.4: Inquadramento area d’impianto eolico rispetto agli strumenti urbanistici vigenti (per maggiori dettagli grafici si richiama l’elaborato MCEG014) – Fonte Regione Emilia-Romagna

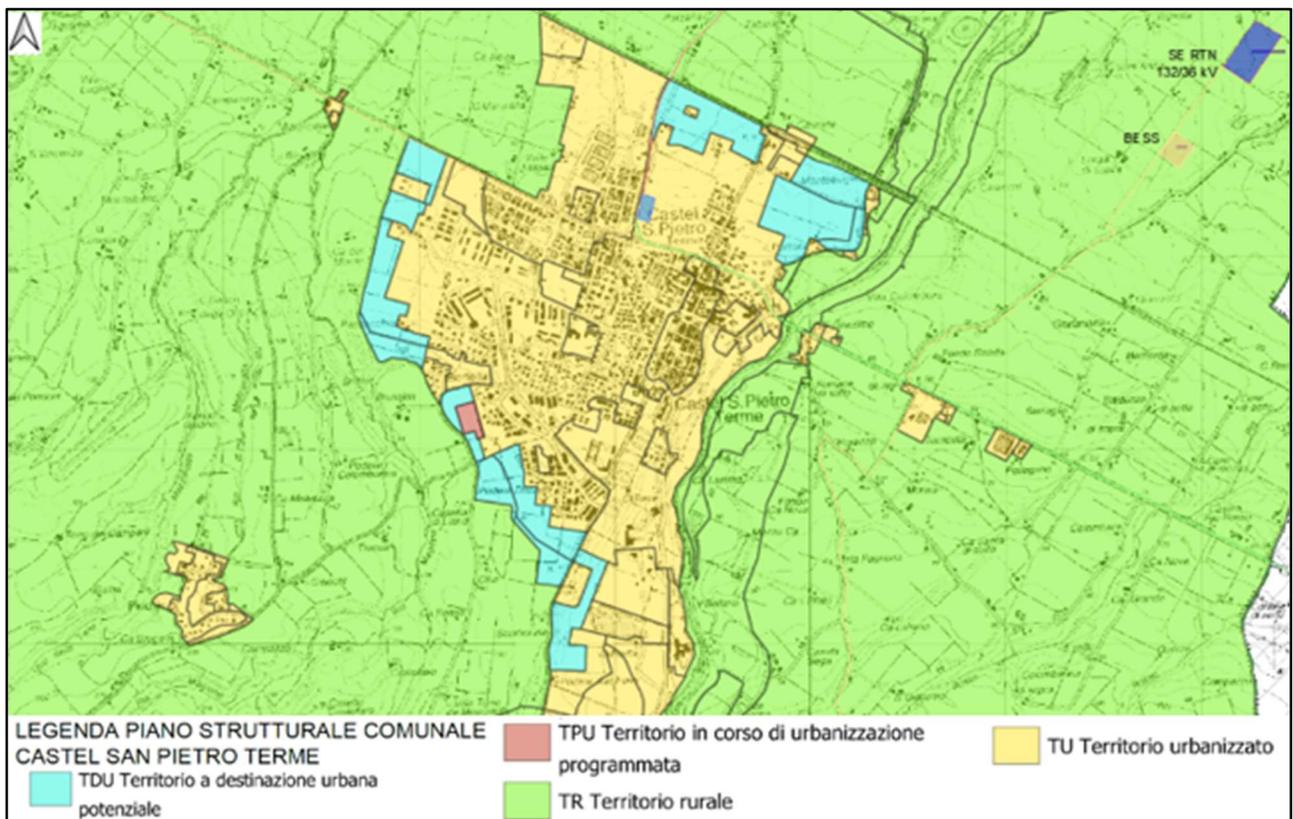


Figura 11.3.5: Inquadramento area di trasbordo e BESS, rispetto agli strumenti urbanistici vigenti (per maggiori dettagli grafici si richiama l’elaborato MCEG014)

11.4. Compatibilità con il Piano per assetto idrogeologico (PAI)

La zona in esame ricade del territorio dei Comuni di Monterenzio, Casalfiumanese, Castel del Rio e Castel San Pietro (BO). Il bacino idrografico di riferimento è il bacino del fiume Reno, oggetto del Piano Stralcio assetto idrogeologico (PAI) dell'AdB del Reno.

Il Parco eolico "Emilia" interessa principalmente il bacino idrografico del Torrente Sillaro ed in parte del Torrente Idice-Savena vivo.

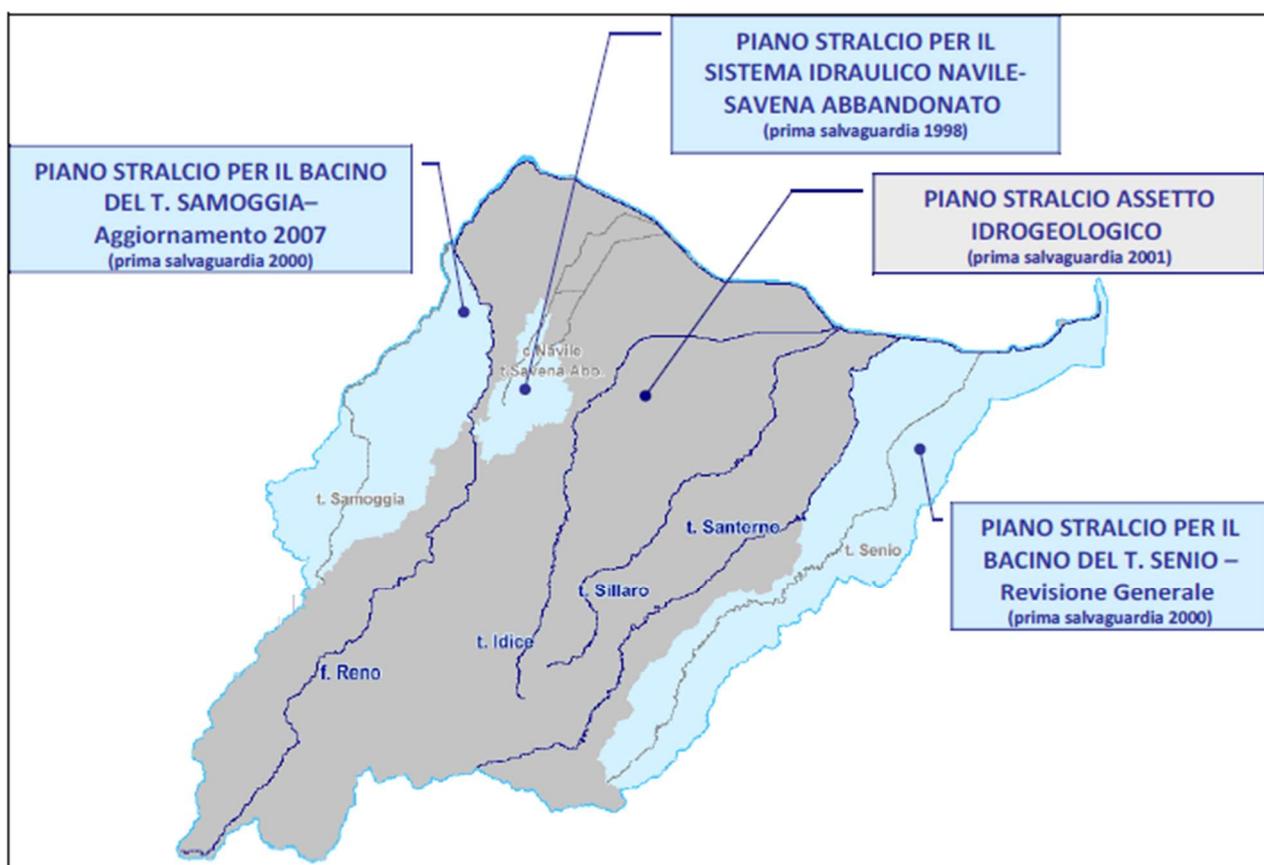


Figura 11.4.1: Bacino idrografico del Fiume Reno e suddivisione della pianificazione del Reno nei quattro piani stralcio di sottobacino

Per quanto riguarda il rischio idraulico e l'assetto della rete idrografica il Progetto di Piano, sulla base degli studi idraulici condotti sulle aste principali, ha individuato le aree ad elevata probabilità di inondazione, cioè inondabili con eventi con tempi di ritorno di 30 o 50 anni, e le fasce di pertinenza fluviale, come risultano combinando i criteri idraulico (aree inondabili per eventi con tempo di ritorno fino a 200 anni), morfologico (i terrazzi idrologicamente connessi) e naturalistico ambientale.

Per il rischio idraulico alcuni elementi di progetto interferiscono con le aree vincolate dal presente Piano come approfondito nel paragrafo 8.1.7. della "MCSA129 Relazione paesaggistica".

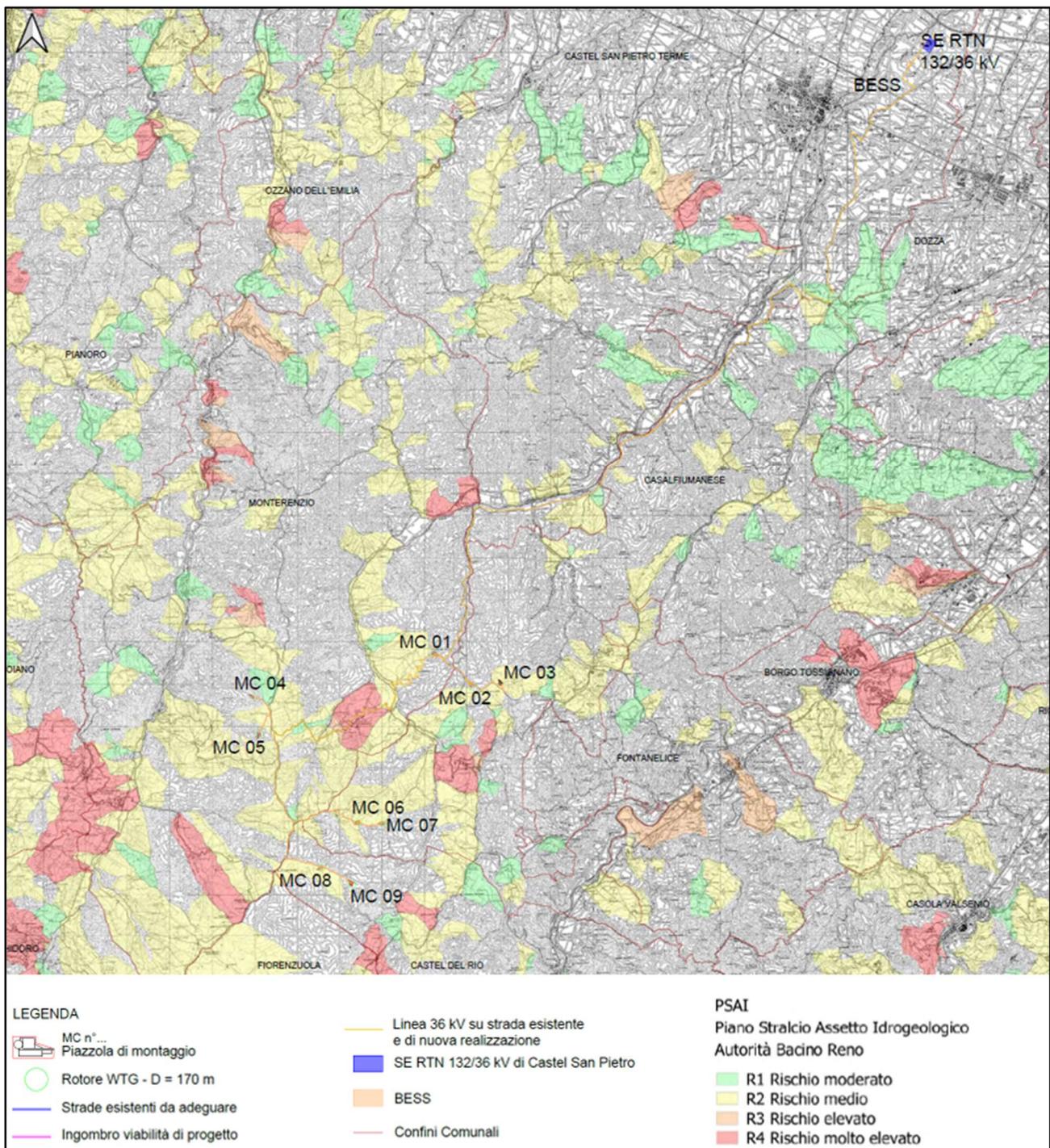


Figura 11.4.2: Carta dei vincoli PAI su CTR

Per quanto riguarda le frane, dall'analisi della documentazione cartografica risulta che, date le caratteristiche litologiche dei terreni e l'orografia collinare nell'area del "Parco eolico Emilia", sono presenti diverse aree a rischio idrogeologico e precisamente a rischio frana, con livello di rischio differente. Ai sensi del Titolo I – Rischio da frana ed assetto dei versanti, art.5, delle Norme tecniche di attuazione dell'Autorità di Bacino del Fiume Reno, i dissesti vengono raggruppati in:

- rischio basso (R1) e moderato (R2)
- rischio molto elevato (R4) ed elevato (R3)

La metodologia utilizzata, oltre alla individuazione delle situazioni di rischio, ha consentito di classificare le unità territoriali di riferimento (U.I.E.) in quattro classi in relazione al diverso grado di rischio: unità a rischio moderato R1, a rischio medio R2, a rischio elevato R3, a rischio molto elevato R4.

Come rappresentato in **Figura 11.4.2**, le opere del parco eolico ricadono in aree a rischio medio (R2).

11.5. Compatibilità con l'uso del suolo

Secondo la classificazione d'uso del suolo realizzata nell'ambito del progetto Corine Land Cover estratta dal portale cartografico ISPRA, nell'area dell'impianto eolico emerge la bassa densità di insediamenti urbani e residenziali per quanto riguarda la parte di progetto relativa agli aerogeneratori (**Figura 11.6.1**) e isolate strutture residenziali per la parte di progetto relativa al BESS e alla SE RTN 132/36 kV di Castel San Pietro Terme (**Figura 11.6.2**).

Nello specifico, osservando l'area d'impianto relativa agli aerogeneratori, si osserva che il parco eolico si sviluppa prevalentemente su terreni caratterizzati da vegetazione arbustiva e arborea in evoluzione e prati e le linee elettriche interrato di collegamento alla SE RTN si localizzano su strade esistenti.

All'interno dell'area d'impianto relativa al BESS e alla SE RTN 132/36 kV di Castel San Pietro Terme si evidenzia principalmente la presenza di seminativi semplici irrigui (**Figura 11.6.2**).

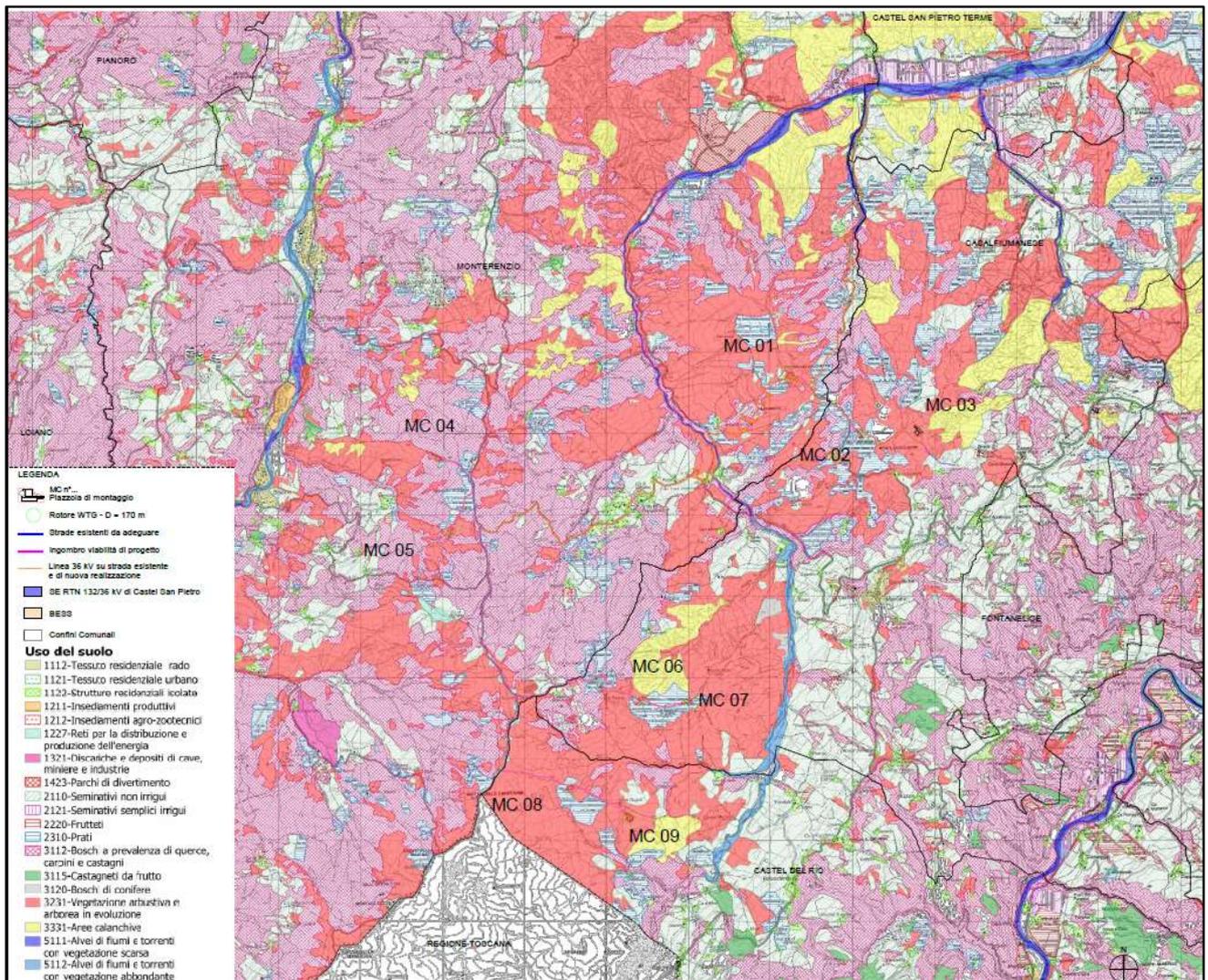


Figura 11.6.1: Classificazione d'uso del suolo area d'impianto per la parte di progetto relativa agli aerogeneratori

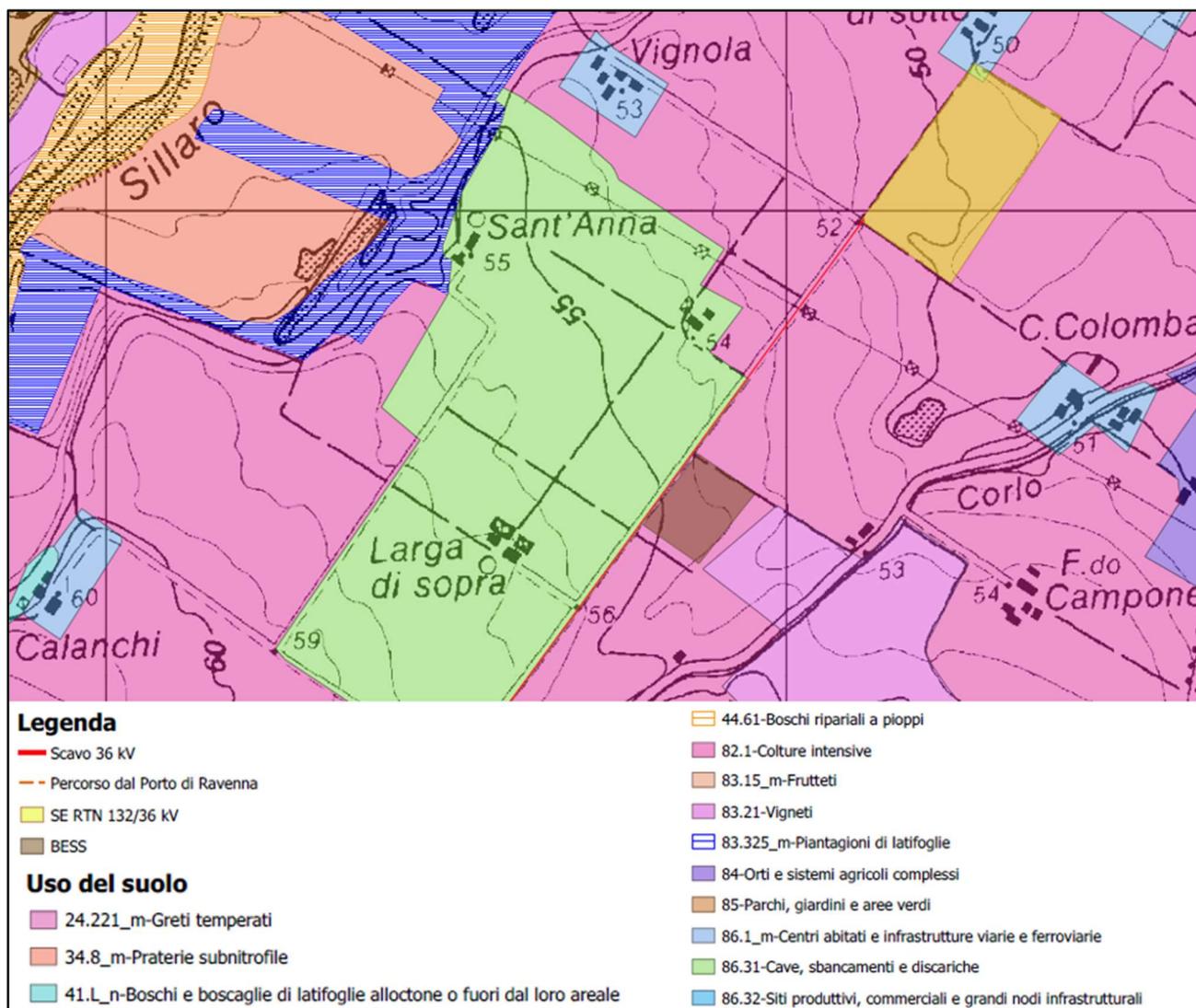


Figura 11.6.2: Classificazione d'uso del suolo area d'impianto per la parte di progetto relativa al BESS e alla SE RTN 132/36 kV di Castel San Pietro Terme

Per quanto sopra esposto e per quanto argomentato nel documento "MCSA111-Relazione Pedo-agronomica" e nella relazione "MCSA107 Relazione vegetazionale", l'intervento in progetto risulta compatibile con l'uso del suolo descritto.

12. RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE

La realizzazione dell'impianto eolico in progetto oltre ai benefici di carattere ambientale che scaturiscono dall'utilizzo di fonti rinnovabili in termini di un minor numero di barili di petrolio utilizzati e di riduzione di tonnellate di anidride carbonica, anidride solforosa, polveri, e monossidi di azoto immesse in atmosfera, si hanno anche benefici in termini economici.

La realizzazione dell'impianto eolico in progetto e le relative opere di connessione alla rete di Trasmissione Nazionale Terna comporteranno degli effetti positivi a livello di occupazione locale, di tipo diretto e di tipo indotto, durante le tre fasi di vita dell'opera: costruzione, esercizio e dismissione.

L'insieme dei benefici derivanti dalla realizzazione dell'opera possono essere suddivisi in due categorie: quelli derivanti dalla fase realizzativa dell'opera e quelli conseguenti alla sua realizzazione.

In generale, l'eolico genera benefici in termini economici locali, nazionali ed internazionali, supportando lo sviluppo della manodopera locale, la creazione di posti di lavoro sia dal lato del produttore / investitore sia indirettamente tramite i fornitori.

Dallo studio congiunto ANEV - Uil sul potenziale occupazionale è emerso che, qualora in Italia si installassero 19.300 MW di impianti eolici, si contribuirebbe a incrementare l'occupazione con 67.200 posti di lavoro, distribuiti in buona percentuale nel Meridione, dove la disoccupazione è maggiore. In Italia l'eolico crea ogni anno un flusso finanziario di circa 3,5 miliardi di euro fra investimenti diretti e indiretti e conta oggi oltre 27.000 addetti.

Partendo da questo dato, l'impianto eolico Emilia, avendo una potenza di 54 MW e 25 MW di sistema di accumulo, contribuirebbe ad incrementare l'occupazione con circa 200 posti di lavoro durante la fase di progettazione e realizzazione.

Nello specifico, in corso di realizzazione dei lavori si determineranno:

- a) Incremento delle attività legate alla costruzione e ad essa correlata a breve termine per la popolazione residente e influenza sulle prospettive a medio-lungo periodo sulle professionalità che si verranno a creare per esperienza indotta:
 - Esperienze professionali generate;
 - Specializzazione di mano d'opera locale;
 - Qualificazione imprenditoriale spendibile in attività analoghe future, anche fuori zona, o in settori diversi;
 - Fornitura di materiali locali;
 - Noleggio di macchinari;
- b) Domanda di servizi e di consumi generata dalla ricaduta occupazionale con potenziamento delle esistenti infrastrutture e sviluppo di nuove attrezzature:
 - Alloggi per maestranze e tecnici fuori sede e loro familiari;
 - Ristorazione;
 - Ricreazione;
 - Commercio al minimo di generi di prima necessità, ecc.

Tali benefici si vedranno soprattutto durante la fase di realizzazione delle opere e in maniera minore ma costante per tutta la vita utile dell'opera.

Inoltre, le esperienze professionali e tecniche maturate in tale fase risulteranno un valore a lungo termine

per gli addetti locali che verranno coinvolti in quanto potrà essere impiegata per ulteriori iniziative dato il crescente interesse nei confronti dell'utilizzo delle fonti rinnovabili per la produzione di energia e del crescente numero di installazioni di tal genere.

Ad impianto in esercizio, ci saranno opportunità di lavoro nell'ambito delle attività di monitoraggio, telecontrollo e manutenzione del parco eolico, svolte da ditte specializzate che spesso cercano di impiegare personale locale.

Sul territorio nazionale sono installati 7.289 aerogeneratori di varia taglia per un totale di potenza installata pari a 10.619 MW; la quota di energia prodotta nel 2020 è stata di circa 18,06 TWh, pari al fabbisogno di 21 milioni circa di persone.

Da questo dato si può ipotizzare dunque che tale impianto eolico in esercizio consentirà l'occupazione stabile di circa 40 persone.

	AEROGENERATORI		POTENZIALE AL 2030		CRESCITA 2021	KW	
	MW	N°	MW	N°occupati	rispetto al 2020	per abitante	per Km²
PUGLIA	2.680	1.615	2.900	11.614	4,03%	0,662	137,148
SICILIA	1.992	1.574	2.300	6.800	5,37%	0,353	77,112
CAMPANIA	1.751	1.196	2.300	8.638	2,34%	0,229	128,078
BASILICATA	1.333	713	1.800	4.355	9,45%	1,730	132,330
CALABRIA	1.139	624	1.900	4.586	1,84%	0,505	74,826
SARDEGNA	1.094	753	2.100	6.765	1,37%	0,480	45,394
MOLISE	380	321	900	3.166	0,53%	1,171	85,182
ABRUZZO	281	250	1.000	3.741	-6,05%	0,177	25,941
TOSCANA	144	88	500	2.289	-0,31%	0,033	6,245
LIGURIA	88,4	56	300	1.061	24,21%	0,032	16,321
LAZIO	60	30	800	5.548	-15,00%	0,010	3,482
EMILIA ROMAGNA	40	36	300	771	3,80%	0,004	1,759
PIEMONTE	19	9	250	1.145	-2,70%	0,004	0,729
ALTRE	35	21	1.000	5.521	1,13%	0,001	0,580
OFFSHORE	0	0	950	1.200	0,00%	-	-
TOTALE	11.035	7.286	19.300	67.200	3,77%	0,219	30,670

Tabella 12.1: Distribuzione per Regioni degli impianti eolici in Italia, potenziale al 2030 e crescita annuale (Fonte Anev)

Nel Gennaio 2008 l'ANEV e la UIL hanno sottoscritto un Protocollo di Intesa, rinnovato nel 2010, 2012 e nel 2014, finalizzato alla predisposizione di uno studio congiunto, che delineasse uno scenario sul

panorama occupazionale relativo al settore dell'eolico. Lo studio si configura come un'elaborazione approfondita del reale potenziale occupazionale, verificando a fondo gli aspetti della crescita prevista del comparto industriale, delle società di sviluppo e di quelle di servizi. In particolare, sono state considerate le ricadute occupazionali dirette e indotte nei seguenti settori. L'analisi del dato conclusivo relativo al potenziale eolico, trasposto in termini occupazionali dall'ANEV rispetto ai criteri utilizzati genericamente in letteratura, indica un potenziale occupazionale al 2030 in caso di realizzazione dei 19.300 MW previsti di 67.200 posti di lavoro complessivi.

Tale dato è divisibile in un terzo di occupati diretti e due terzi di occupati dell'indotto. L'applicazione della metodologia ANEV e UIL stima ad oggi circa 16.000 unità di lavoratori nel settore eolico in Italia; lo stesso valore è stato ottenuto con un'altra metodologia elaborata da Deloitte per conto di Wind Europe, confermando l'accuratezza della stima.

	SERVIZI E SVILUPPO	INDUSTRIA	GESTIONE E MANUTENZIONE	TOTALE	DIRETTI	INDIRETTI
PUGLIA	35	4.271	3.843	11.614	2.463	9.151
CAMPANIA	3.192	1.873	3.573	8.638	2.246	6.392
SICILIA	2.987	1.764	2.049	6.800	2.228	4.572
SARDEGNA	3.241	1.234	229	6.765	2.111	4.654
MARCHE	987	425	1.263	2.675	965	171
CALABRIA	2.125	740	1.721	4.586	1.495	3.091
UMBRIA	987	321	806	2.114	874	124
ABRUZZO	1.758	732	1.251	3.741	1.056	2.685
LAZIO	2.487	1.097	1.964	5.548	3.145	2.403
BASILICATA	1.784	874	1.697	4.355	2.658	1.697
MOLISE	1.274	496	1.396	3.166	1.248	1.918
TOSCANA	1.142	349	798	2.289	704	1.585
LIGURIA	500	174	387	1.061	352	709
EMILIA ROMAGNA	367	128	276	771	258	513
ALTRE	300	1.253	324	1.877	211	1.666
OFFSHORE	529	203	468	1.200	548	652
TOTALE	27.417	16.205	23.388	67.200	22.562	44.638

Tabella 12.2: Distribuzione per Regioni degli occupati (diretti e indiretti) nel settore eolico in Italia (*Fonte Anev*)

Per la fase di esercizio, per l'Emilia-Romagna, in base all'obiettivo di potenziale eolico al 2030, si deduce un numero di addetti al settore eolico siano almeno 770 per circa 300 MW da installare che corrisponde

a 2,5 addetti/MW di cui 0,8 addetti/MW diretti e 1,7 addetti/MW.

Per l'impianto in progetto, sulla base di tali considerazioni, nella **fase di esercizio** si avranno 44 addetti diretti e 92 addetti indiretti per un totale di 136 addetti,

Per la fase di realizzazione e dismissione, in base all'esperienza maturata nel settore e considerando che molti degli addetti sono rappresentati dalle competenze tecniche e professionali che svolgono lavoro progettuale a monte della realizzazione dell'impianto eolico, si assume che gli addetti diretti in fase realizzazione per un impianto eolico costituito da 9 aerogeneratori da 6 MW di potenza complessiva di 54 MW e un sistema di accumulo di energia da 25 MW saranno i seguenti:

- 20 addetti in fase di progettazione dell'impianto.
- 60 addetti in fase di realizzazione dell'impianto;
- 30 addetti in fase di dismissione.

Nello specifico si avrà una distribuzione delle mansioni come riportato nella tabella seguente:

Fasi del progetto											Totale
Progettazione*		Ingegneri	Amministrazione	Geologo	Altre discipline tecniche specialistiche						
		10	2	1	7						20
Costruzione *	Servizi ingegneria	8	2	1	5						16
	Esecuzione (Tecnici e operai)	DL/RL/CSE	Lavori Civili	Lavori Meccanici	Lavori Elettrici						
		5	20	15	20						60
Esercizio		Monitoraggio da remoto Impianto eolico	Controlli e manutenzione opere civili e meccaniche Impianto eolico	Verifiche elettriche Impianto eolico	Monitoraggio da remoto Dorsali MT	Controlli e manutenzione Dorsali MT	Verifiche elettriche Dorsali MT	Monitoraggio da remoto impianti d'utenza (BESS)	Controlli e manutenzione impianti d'utenza (BESS)	Verifiche elettriche impianti d'utenza (BESS)	
		10	8	8	3	3	3	3	3	3	44
Dismissione*		DL/RL/CSE	Lavori Civili	Lavori Meccanici	Lavori Elettrici						
		5	10	10	5						30

*Gli addetti indicati si occuperanno dell'impianto eolico, della dorsale MT e impianti d'utenza

Tabella 12.1: Distribuzione addetti diretti per competenze e ambiti

12.1. Risvolti sulle realtà locali

L'impianto diverrà, inoltre, un luogo di lavoro permanente per tutta la vita utile dello stesso per cui si prevedranno visite di operatori tecnici specializzati e non che indurranno un incremento di richiesta di alloggi e servizi contribuendo ad un ulteriore incremento di benefici in termini di entrata di ricchezza.

Le opere di compensazione ambientali preliminari ipotizzate avranno un coinvolgimento diretto con le comunità locali e andranno ad avere un importo positivo su tutti gli aspetti sociali, occupazionali ed economici:

- Rinnovamento e miglioramento del sistema viario in prossimità delle aree dell'impianto eolico e relative opere di connessione alla rete RTN;
- Formazione presso le scuole in materia di fonti rinnovabili e della green energy attraverso il coinvolgimento delle scuole e /o visite guidate sul territorio per avvicinare la popolazione

all'impianto eolico;

- Formazione per la creazione di competenze specifiche per il possibile inserimento lavorativo nel settore delle rinnovabili;
- Recupero e miglioramento di terreni abbandonati per compensare l'occupazione del suolo con le opere dell'impianto;
- Supporto alla Cultura locale e al decoro dei centri storici dei Comuni interessati dalle opere;
- Supporto allo sviluppo dell'agricoltura biologica e al risparmio energetico in ambito agricolo;
- Creazioni di comunità energetica nell'ottica di condividere il valore dell'impianto eolico;
- Sostegno allo sviluppo e diffusione della biodiversità sul territorio interessato dalle opere;
- Inerbimento delle scarpate e dei rilevati e piantumazione di alberi lungo i perimetri della sottostazione.

Inoltre, la presenza dell'impianto eolico contribuirà ancor più a far familiarizzare le persone con l'uso di tecnologie moderne per la produzione dell'energia da fonti rinnovabili e sensibilizzare ulteriormente i temi della salvaguardia e del rispetto dell'ambiente.

13. ANALISI DELLE ALTERNATIVE

Le possibili alternative valutabili sono le seguenti:

1. Alternativa "0" o del "non fare";
2. Alternative di localizzazione;
3. Alternative dimensionali;
4. Alternative progettuali.

13.1. Alternativa "0"

Nella Valutazioni delle alternative, la prima potrebbe essere quella di non realizzare l'opera ovvero propendere per l'Alternativa "0".

Preferire l'Alternativa "0" comporterebbe il precludere la possibilità di sfruttare la risorsa eolica e quindi, a livello più ampio e su scala nazionale, non contribuire ad incrementare la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili con conseguente perdurare di utilizzo di fonti fossili e di emissioni in atmosfera di sostanze inquinanti e di gas serra quali anidride carbonica o biossido di carbonio, il cui incremento nell'atmosfera comporterebbe un aumento dell'effetto serra e dei cambiamenti climatici.

Di fatto, l'Unione Europea ha già stabilito i nuovi obiettivi relativi al 2030 in materia di energia e clima, individuati per la prima volta con il pacchetto "Clean Energy for all Europeans", sulla base del quale sono

state emanate le Direttive europee vigenti e sono stati redatti i Piani di Azione Nazionale per l'Energia e il Clima.

	2020 Targets		2030 Targets	
	EU	ITALIA	EU	ITALIA
ENERGIE RINNOVABILI				
Quota Rinnovabile dei consumi finali lordi	20%	17%	32%	30%
Quota Rinnovabile dei consumi finali lordi dei trasporti	10%	10%	14%	22%
Quota Rinnovabile dei consumi finali lordi termici			+ 1,3% anno	+ 1,3% anno
EFFICIENZA ENERGETICA				
Riduzione consumi primari rispetto allo scenario	-20%	-24%	-32,5%	-43%
Riduzione consumi finali da politiche attive	- 1,5% anno	- 1,5% anno	- 0,8% anno	- 0,8% anno
EMISSIONI DI GAS SERRA				
Riduzione GHG (2005) nei settori ETS	-21%		-43%	
Riduzione GHG (2005) nei settori non ETS	-10%	-13%	-30%	-33%
Riduzione GHG totali (1990)	-20%		-40%	

Tabella 13.1.1. Obiettivi europei e italiani per l'energia – Fonte GSE

Il settore appare inoltre in continua crescita: si prevede infatti, per il futuro dell'energia del vento in Italia, sicuramente l'installazione di nuovi impianti eolici sulle aree idonee del territorio nazionale, sia dal punto di vista della risorsa che dei vincoli ambientali, in modo da contribuire al raggiungimento degli obiettivi energetici stimati per il 2030, che si tradurrebbero in un sostanziale raddoppio nel giro di un decennio.

Il GSE, per esempio, stima che nel corso degli anni Venti di questo secolo la potenza installata raggiungerà quota 19 gigawatt.

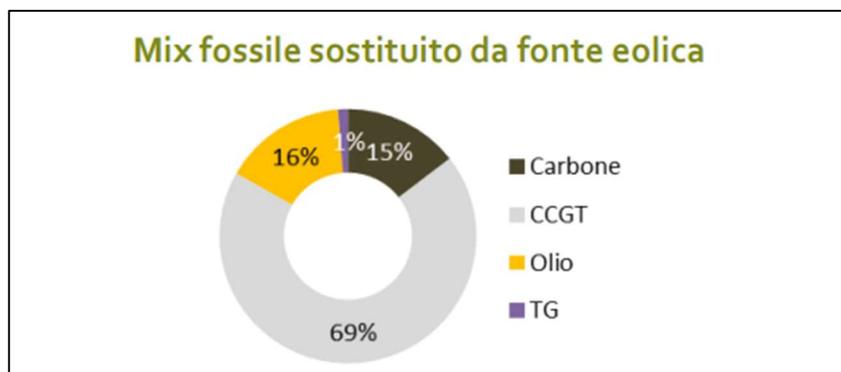


Figura 13.1.1. Ricostruzione del mix di tecnologie fossili sostituite dall'energia eolica – Fonte GSE

Tutto ciò si tradurrebbe, oltre che in un beneficio per la transizione energetica del paese, in un impatto significativo sull'occupazione. I green jobs legati all'eolico, infatti, potrebbero essere oltre 67mila nelle proiezioni da qui al 2030 fatte dall'ANEV con un impatto forte soprattutto in Puglia (11.600), Campania (8.600), Sicilia (6.800), Sardegna (6.800) e Lazio (5.500). Un terzo sarebbero gli occupati diretti, e due terzi gli indiretti.

In attesa della ridefinizione del Recovery Fund, il documento a cui fare riferimento è il PNIEC, secondo cui nel 2030 l'energia eolica italiana dovrebbe arrivare a circa 19.300 MW di capacità installata, di cui circa 900 MW dall'eolico offshore. Questa capacità garantirebbe una produzione annuale di energia

elettrica pari a 40 TWh, ovvero il 10% del consumo elettrico lordo nazionale. Tale scenario, secondo una stima dell'ANEV, contribuirebbe anche a incrementare l'occupazione con 67.200 posti di lavoro, distribuiti in buona percentuale nel Meridione.

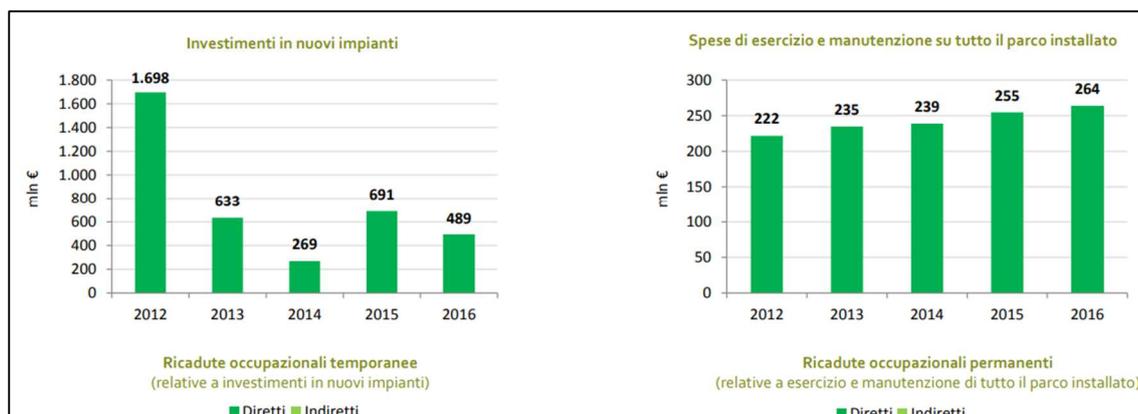


Figura 13.1.2. Stima ricadute occupazionali dell'eolico – Fonte GSE

Non realizzare l'impianto eolico e le relative opere connesse, comporterebbe a livello locale l'assenza degli impatti sull'ambiente e sul paesaggio, durante la fase di cantiere e di esercizio.

L'aspetto più evidente e principalmente impattante è quello visivo, ma, come si è dimostrato in fase di valutazione dell'incidenza cumulata con altri impianti già presenti, l'incremento dell'impatto visivo e quindi dell'indice di affollamento risulta medio e tale da non modificare sostanzialmente la percezione del paesaggio.

Studiando però accuratamente i luoghi e le estensioni dei parchi eolici, tali impatti sugli uccelli selvatici possono essere mitigati. In particolare, un'indagine accurata è utile a diminuire i decessi soprattutto nelle specie di interesse conservazionistico.

Di contro, la non realizzazione dell'impianto, pur evitando tali impatti, concentrati e limitati nel tempo, e in larga parte mitigabili, come ampiamente illustrato nella presente relazione e negli elaborati di dettaglio, impedirebbe il contributo alla produzione di energia da fonti rinnovabili, limitando quindi la Regione di un'importante fonte di energia e a basso impatto ambientale, oltre che più economica rispetto ad altre forme di produzione di energia; rallentando di pari passo la transizione energetica del Paese. Inoltre, porterebbe al mancato incremento dell'occupazione che un tale impianto, se realizzato, offrirebbe nella Regione, impedendo quindi di fatto il miglioramento delle aree in oggetto come aree produttive per lo sviluppo locale.

Nello specifico tale eventualità preclude la possibilità di fornire un contributo alla transizione ecologica e all'indipendenza energetica del nostro Paese, in quanto il parco eolico in progetto assicura una produzione di circa 94 GWh/anno attraverso l'installazione di aerogeneratori di ultima generazione, come trattato nell'elaborato di progetto "MCEG009 Valutazione risorsa eolica ed analisi di

producibilità”.

Una tale produzione serve a soddisfare il fabbisogno di circa 52.000 famiglie, aspetto che diviene sempre più importante vista la sempre maggiore richiesta energetica a livello domestico e industriale, conseguente allo sviluppo di nuove tecnologie auspicate nello scenario nazionale e internazionale.

Una diretta conseguenza di quanto sopra affermato riguarda un miglioramento della qualità dell'aria grazie all'abbattimento delle quantità di gas inquinanti e di CO₂, che, altrimenti, sarebbero prodotte e immesse nell'atmosfera da parte di diverse tipologie di impianti di produzione di energia elettrica, quali quelli da fonte fossile.

L'impianto in progetto assicura un abbattimento di circa 46.630 tonnellate di anidride carbonica, 54 tonnellate/anno di ossido di azoto, 87 tonnellate/anno di anidride solforosa e 2,73 tonnellate/anno di polveri.

Inoltre, l'alternativa 0 non consente la generazione di nuovi posti di lavoro altrimenti derivanti dall'installazione dell'impianto in progetto, possibilità che, soprattutto in contesti caratterizzati da una maggiore disoccupazione, assume particolare rilievo.

Come riportato nel dettaglio nell'elaborato di progetto “MCEG002 Relazione tecnica descrittiva del progetto”, l'impianto comporta nella **fase di esercizio** l'occupazione di 44 addetti diretti e 92 addetti indiretti per un totale di 136 addetti.

Per la fase di realizzazione e dismissione, in base all'esperienza maturata nel settore e considerando che molti degli addetti sono rappresentati dalle competenze tecniche e professionali che svolgono lavoro progettuale a monte della realizzazione dell'impianto eolico, si assume che gli addetti diretti in fase di realizzazione per un impianto eolico costituito da 9 aerogeneratori da 6 MW di potenza complessiva di 54 MW e un sistema di accumulo di energia da 25 MW saranno i seguenti:

- 20 addetti in fase di progettazione dell'impianto.
- 60 addetti in fase di realizzazione dell'impianto;
- 30 addetti in fase di dismissione.

A tali considerazioni si aggiunge la possibilità di specializzare la mano d'opera locale, di creare nuovi professionisti di settore, di incrementare la fornitura di materiali locali, il noleggio di macchinari, la domanda di servizi indiretti (alloggi per maestranze e tecnici fuori sede e loro familiari, ristorazione e commercio al minimo di generi di prima necessità) e di migliorare le infrastrutture di viabilità necessarie al passaggio dei mezzi adoperati nelle varie fasi dell'opera.

Alla luce di tali osservazioni, l'impianto in progetto è considerato un'alternativa decisamente più vantaggiosa rispetto a quella di non realizzare alcuna opera.

13.2. Alternative di localizzazione

In merito alla selezione dell'area del parco sono state condotte alcune valutazioni preliminari guardando, in primo luogo, alla distanza più conveniente dalla stazione elettrica di trasformazione Terna, e allo stesso tempo escludendo le aree con maggiore presenza di siti tutelati, come specificato nell'Allegato 1 alla Deliberazione ass. n.51 del 26.07.2011, ovvero il documento intitolato "Individuazione delle aree e dei siti per l'installazione di impianti di produzione di energia elettrica mediante l'utilizzo delle fonti energetiche rinnovabili eolica, di biogas, da biomasse e idroelettrica", il quale identifica le aree e i siti non idonei all'installazione di tali impianti, riconducibili alle aree tematiche:

- a) zone di particolare tutela paesaggistica, come perimetrata nel piano territoriale paesistico regionale (PTPR) ovvero nei piani provinciali e comunali che abbiano provveduto a darne attuazione (zone di tutela naturalistica (art. 25 del PTPR); sistema forestale e boschivo (art. 10 del PTPR) ferme restando le esclusioni dall'applicazione dei divieti contenute nello stesso articolo; zone di tutela della costa e dell'arenile (art. 15 del PTPR); invasi ed alvei di laghi, bacini e corsi d'acqua (art. 18 del PTPR); crinali, individuati dai PTCP come oggetto di particolare tutela, ai sensi dell'art. 20, comma 1, lettera a, del PTPR; calanchi (art. 20, comma 3, del PTPR); complessi archeologici ed aree di accertata e rilevante consistenza archeologica (art. 21, comma 2, lettere a e b1, del PTPR); gli immobili e le aree di notevole interesse pubblico di cui all'art. 136 del D.lgs 22 gennaio 2004, n. 42);
- b) le aree percorse dal fuoco o che lo siano state negli ultimi 10 anni, individuate ai sensi della Legge 21 novembre 2000, n. 353, "Legge-quadro in materia di incendi boschivi";
- c) le aree individuate dalle cartografie dei Piani Territoriali di Coordinamento Provinciale (PTCP), come frane attive;
- d) le zone A e B dei Parchi nazionali, interregionali e regionali istituiti ai sensi della Legge n. 394 del 1991, nonché della L.R. n. 6 del 2005;
- e) le aree incluse nelle Riserve Naturali istituite ai sensi della Legge n. 394 del 1991, nonché della L.R. n. 6 del 2005.

Parimenti, si è tenuto conto di alcuni parametri di progetto fondamentali, quali:

- la morfologia del territorio;
- ventosità tale da garantire una producibilità minima corrispondente alle 2.000 MWH/MW ore equivalenti;

- presenza di infrastrutture viarie ed elettriche necessarie alla realizzazione ed esercizio dell'impianto eolico;
- l'adeguata distanza da fabbricati e strade esistenti, utilizzate da un elevato numero di veicoli;
- la distanza dal centro abitato e da beni paesaggistici e monumentali presenti nell'area.

Inoltre, gli obiettivi che hanno guidato la scelta finale si possono così riassumere:

- ottemperare alle previsioni della normativa vigente e delle linee guida sia nazionali che regionali;
- migliorare il sistema viario esistente al fine di facilitare l'accessibilità ai terreni per lo sviluppo dell'agricoltura e dell'allevamento;
- minimizzare l'effetto scia, l'effetto selva e l'impatto sull'avifauna disponendo le macchine ad una distanza reciproca minima pari ad almeno 510 m;
- garantire condizioni di massima sicurezza sia in fase di installazione che di esercizio.

La disponibilità delle aree, necessaria per l'installazione degli aerogeneratori e le relative opere connesse, è garantita grazie alla Dichiarazione di Pubblica utilità ai sensi degli artt. 52-quater "Disposizioni generali in materia di conformità urbanistica, apposizione del vincolo preordinato all'esproprio e pubblica utilità" e 52-quinquies "Disposizioni particolari per le infrastrutture lineari energetiche facenti parte delle reti energetiche nazionali" D.P.R. 327/2001 a conclusione del procedimento autorizzatorio di cui all'art.12, d.lgs. 387/2003 e gli effetti dell'Autorizzazione Unica ottenuta dopo opportuna conferenza di servizi.

Inoltre, la definizione del layout di progetto è scaturita da una serie di considerazioni che riguardano le peculiarità del sito individuato per l'impianto in oggetto.

In primo luogo, una valutazione anemologica del sito e una serie di valutazioni geologiche e geomorfologiche hanno consentito di individuare l'area d'impianto quale area a medio – alto potenziale eolico, essendo caratterizzata da un ottimo livello anemometrico.

Un attento studio dei siti Natura 2000 ha evidenziato che tutti gli aerogeneratori e la stazione elettrica non appartengono ai Siti di Interesse Comunitario e a Zone a Protezione Speciale, come ampiamente discusso in questa trattazione.

Inoltre, la scelta di aerogeneratori da 6 MW consente l'impiego di un numero ridotto di macchine, a parità di potenza, e una ridotta occupazione del territorio.

Le posizioni individuate per l'installazione delle turbine eoliche e per la stazione elettrica sono localizzate in un'area servita da una diffusa viabilità secondaria e sono prossime alla viabilità principale, il che limita la costruzione di nuova viabilità a brevi tratti in prossimità degli aerogeneratori e della stazione elettrica.

La scelta dell'area d'impianto è anche una conseguenza di una puntuale ricognizione dei ricettori esistenti presenti, che, come riportato nella presente trattazione, risultano essere rispetto agli aerogeneratori ad una distanza superiore al valore di gittata massimo calcolato (circa 158 m nel caso di rottura accidentale di frammento della pala di 5 m, circa 154 m nel caso di rottura accidentale di frammento della pala di 10 m e circa 260 m nel caso di rottura accidentale dell'intera pala) e, con riferimento a quelli sensibili, ad una distanza tale per cui i livelli di emissione acustica simulati non superino i limiti imposti dalle normative nazionali e locali.

Il progetto, infine, prevede la completa rimozione dell'opera al termine del ciclo di vita della stessa e il totale ripristino dei luoghi attraverso uno specifico piano di dismissione.

13.3. Alternative dimensionali

Come ampiamente discusso, l'impianto in progetto presenta una potenza nominale pari a 79 MW ed è caratterizzato da 9 aerogeneratori di potenza pari a 6.0 MWp, altezza torre pari a 135 m e rotore pari a 170 m, e un sistema di accumulo di energia (BESS) della potenza pari a 25 MW.

La scelta tecnologica adottata è ricaduta su macchine di grande taglia in quanto consente una riduzione del relativo numero, a parità di potenza, e un'ottimizzazione della risorsa del vento.

La valutazione anemologica preliminare condotta sul sito individuato ha portato a propendere per tale aerogeneratore perché consente la massimizzazione dell'energia annua prodotta.

Inoltre, la turbina eolica individuata, sulla base delle specifiche fornite dal costruttore, è ritenuta idonea al contesto circostante da un punto di vista dell'impatto acustico, valutazione avvalorata anche alla luce delle simulazioni fatte a partire dalle misure di emissione acustiche, effettuate nella fase ante-operam e riportate nella presente trattazione.

Le caratteristiche geometriche dell'aerogeneratore di progetto e l'ubicazione dei ricettori sensibili circostanti sono tali da ritenere tale macchina idonea al contesto da un punto di vista della sicurezza della popolazione nel caso di accidentale rottura dell'organo rotante.

Le caratteristiche dei dispositivi elettrici presenti all'interno della struttura della turbina in questione sono tali da non produrre un rilevante impatto elettromagnetico nelle arie adiacenti in quanto le emissioni restano confinate all'interno della struttura stessa.

Pertanto, a seguito dell'individuazione delle aree e delle posizioni idonee all'installazione degli aerogeneratori, applicando gli opportuni accorgimenti progettuali e il piano di mitigazione ambientale in fase di esercizio, sono state valutate le alternative dimensionale in funzione dei seguenti aspetto:

- caratteristiche specifiche del sito;
- infrastruttura viaria ed elettrica;

- caratteristiche anemologiche;
- disponibilità tecnologica degli aerogeneratori.

La scelta del numero di aerogeneratori, delle loro caratteristiche dimensionali e della relativa potenza nominale sono state considerate quale scelta ottimale per massimizzare dell'utilizzo della risorsa vento presente sull'area di progetto nel rispetto di tutti i parametri di cui sopra.

Realizzare un impianto eolico nella stessa area con un numero minore di aerogeneratori, di dimensioni inferiori e/o di potenza nominale inferiore comporterebbe degli impatti positivi minori in quanto la risorsa vento non sarebbe sfruttata nella maniera adeguata a parità di occupazione del suolo ed impatto sull'ambiente e sul paesaggio.

13.4. Alternative progettuali

L'energia eolica offre diversi vantaggi e, primo fra tutti, quello di essere un'energia pulita che non inquina e non produce rifiuti. Si reperisce facilmente e in modo costante e continuativo, e la durata nel tempo dei macchinari, che a confronto con quelli delle centrali geotermiche si smantellano e si riciclano più semplicemente, si attesta intorno ai 25 anni.

Oltre ad essere una risorsa inesauribile, l'eolico non produce di fatto emissioni di gas serra durante il funzionamento, e richiede una superficie di terra non eccessivamente vasta. L'impatto ambientale è quindi meno problematico e imponente rispetto a quello proveniente da altre fonti di energia.

Di fatto, tra le rinnovabili elettriche l'eolico è tra le fonti che presentano mediamente i maggiori risparmi di gas serra per unità energetica prodotta (**Figura 13.4.1.**).

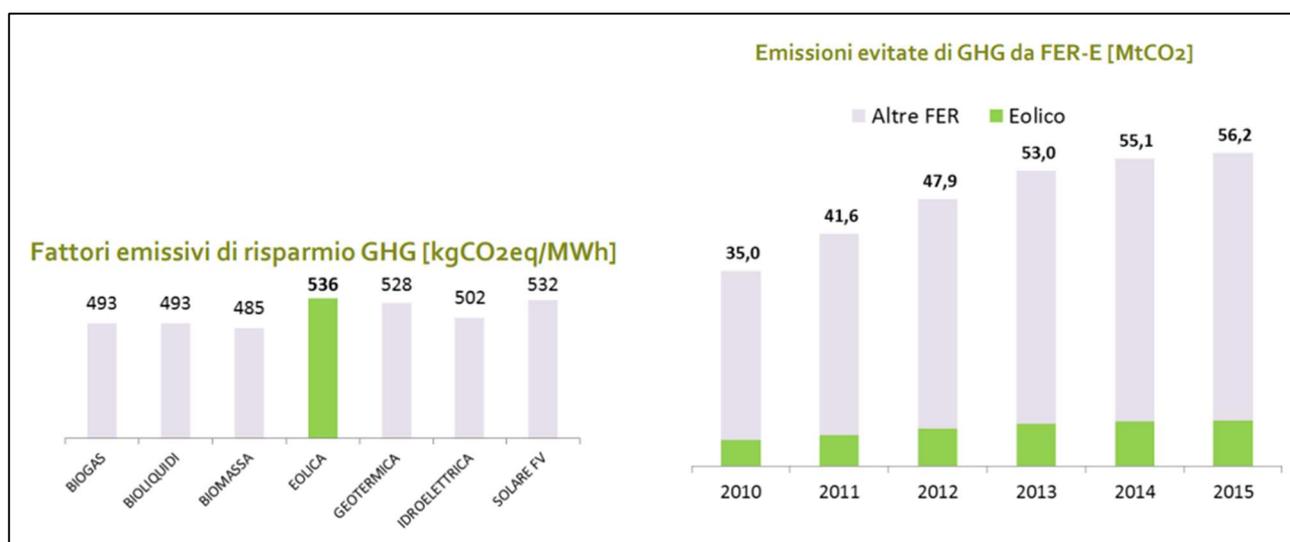


Figura 13.4.1. Emissioni di gas serra prodotte da diverse tecnologie FER – Fonte GSE

Si riportano di seguito anche alcuni dati di letteratura relativi al range di variabilità e alla media delle emissioni di gas serra durante l'intero ciclo di vita di alcune fonti energetiche, sia fossili che rinnovabili, dove è ancora più evidente il minimo impatto dato dagli impianti di energia eolica.

Fonti	Media (g CO2 eq./kWh)	Min (g CO2 eq./kWh)	Max (g CO2 eq./kWh)
Fotovoltaico	90	15	560
Eolico	25	7	130
Idroelettrico	41	1	200
Geotermico	170	150	1000
Carbone	1004	980	1200
Gas	543	510	760

Tabella 13.4.1. Potenziale di riscaldamento globale di alcune fonti energetiche

Come si può notare dai dati riportati, le emissioni delle fonti rinnovabili presentano un *range* di variabilità notevole per ogni tecnologia: fattori di variabilità sono infatti legati alle differenze ambientali, alla potenza e alla tecnologia dell'impianto.

In base ai dati del report 2019 dell'International Renewable Energy Agency (IRENA), l'energia del vento è la seconda tipologia di energia rinnovabile più prodotta al mondo (con 564 GW complessivi di capacità installata).

Le alternative progettuali alla realizzazione dell'impianto eolico, con lo scopo di produrre la stessa quantità di energia elettrica da fonte rinnovabile e quindi contribuire al processo di transizione ecologica per il raggiungimento degli obiettivi Nazionali del 2030 e 2050, potrebbero essere quelli di realizzare impianti per la produzione di energia elettrica da altre fonti rinnovabili quali quella solare o la biomassa oppure l'alternativa tecnologica di utilizzare aerogeneratori di potenza inferiore.

L'alternativa progettuale di realizzare un impianto fotovoltaico nell'area individuata non risulta ottimale o conveniente, in quanto l'orografia del territorio è di tipo collinare e, quindi, non sarebbe la scelta ottimale dal punto di vista della fattibilità dell'opera con moltissimi aspetti negativi dal punto di vista ambientale e paesaggistico.

L'alternativa progettuale di realizzare un impianto a biomassa non è percorribile per la mancanza di materia prima disponibile in loco.

Pertanto, sulla base delle tecnologie ad oggi disponibili, la scelta progettuale di realizzare un impianto eolico, con aerogeneratori da 6 MW e nell'area di progetto individuata, risulta quella ottimale rispetto ad altre possibili come descritto in dettaglio nei paragrafi 13.4.1 e 13.4.2.

13.4.1. Alternativa progettuale 1

La prima alternativa progettuale presa in considerazione è quella di realizzare un impianto fotovoltaico che assicuri la medesima produzione annua di energia elettrica dell'impianto in progetto e che si trovi su un terreno agricolo ben esposto al sole e sufficientemente vicino allo stesso punto di connessione elettrica della RTN.

In linea generale, l'impianto fotovoltaico è caratterizzato da una produzione energetica dipendente dalla particolare stagione dell'anno e dalle ore del giorno, mentre per un impianto eolico tale dipendenza è meno significativa, anche alla luce dei dati anemometrici e metereologici del sito consultati in fase di scelta progettuale.

In particolare, considerando che le ore equivalenti sono definite come le ore annue durante le quali, ipoteticamente, un impianto genera energia elettrica alla massima potenza e che risultano pari al rapporto tra l'energia elettrica totale prodotta in un anno e la potenza nominale, l'impianto eolico in progetto è caratterizzato da 2000 ore equivalenti, mentre per l'impianto fotovoltaico tali ore si riducono a circa 1400 MWh/MW.

Conseguentemente, l'impianto in progetto assicura una produzione di energia elettrica totale annua ipotetica di $54 \text{ MW} \times 2085 \text{ MWh/MW} = 112.590 \text{ MWh}$.

Al fine di assicurare la medesima produzione e poter sostenere un confronto degli impianti, l'impianto fotovoltaico preso in considerazione quale prima alternativa progettuale è caratterizzato da una potenza nominale pari a $112.590 \text{ MWh}/1400 \text{ h}$, ovvero circa 80 MW.

L'alternativa progettuale considerata, quindi, è quella di un impianto fotovoltaico di 80 MW, costituito da 16 campi fotovoltaici da 4,95 MW, ognuno contenente 7795 moduli FTV Candian Solar BiHiKu7 CS7N-635MB-AG da 635 W ciascuno.

Le cabine di campo hanno il compito di realizzare la trasformazione della tensione da 0,8 kV a 30 kV al fine di connettersi ad una stazione elettrica di trasformazione, prevista, quindi, anche per l'impianto alternativo.

Data l'orografia dell'area di progetto che ha caratteristiche morfologiche collinari con pendenze che variano tra il 10% e il 20%, l'impianto fotovoltaico verrà realizzato con pannelli fissi orientati a sud ed inclinati di 35° .

Per definire l'area di terreno necessario a realizzare tale impianto bisogna tenere conto della distanza che devono avere le file dei moduli fotovoltaici al fine di evitare ombreggiamenti e del terreno riservato alle operazioni di manutenzione e/o parti dello stesso non utilizzabili.

Alla luce di tali considerazioni, l'estensione del terreno utile per la produzione di 1 MW può essere ritenuta pari a circa 2 ettari, e pertanto l'area occupata per la realizzazione di un impianto fotovoltaico da 80 MW è pari a circa 160 ettari.

L'impianto eolico in progetto, invece, presenta un'occupazione del suolo di circa 15,75 ettari in fase di cantiere e 7,8 ettari in fase di esercizio (di maggiore durata rispetto alla fase precedente), di gran lunga inferiore ai 160 ettari da riservare all'impianto fotovoltaico; conseguentemente l'estensione del suolo utilizzato e sottratto all'agricoltura e alla flora è significativamente superiore rispetto al caso

dell'impianto eolico in progetto.

In merito agli aspetti economici, tenendo in considerazione quanto riportato nel Quadro Economico ("MCEG003 Quadro Economico"), l'impianto eolico in progetto ha un costo totale di circa 91 milioni di euro.

Considerando che il costo necessario alla costruzione di un impianto fotovoltaico ammonta a circa 1 milione per MW di potenza installata, l'impianto alternativo, ad oggi, presenta un ammontare di circa 80 milioni, di gran lunga superiore al valore previsto per la costruzione dell'impianto eolico in progetto. Alle considerazioni fatte finora si aggiunge la difficoltà nell'individuazione di un'area di grandi dimensioni (circa 160 ettari), sufficientemente vicina al punto di connessione, che sia priva dei vincoli ambientali e paesaggistici imposti dalle normative vigenti.

Sulla base di tali considerazioni, si ritiene che la scelta di realizzare un impianto eolico con aerogeneratori da 6 MW risulti più vantaggiosa.

13.4.2. Alternativa progettuale 2

In merito alle eventuali ulteriori alternative tecnologiche, in questo paragrafo, viene presa in valutazione l'utilizzo di aerogeneratori di dimensioni e potenza inferiori rispetto a quelle in Progetto al fine di ottenere la stessa produzione di energia elettrica con un numero maggiore di aerogeneratori.

Nello specifico, è stato effettuato un confronto con un impianto costituito da aerogeneratori simili a quelli installati nell'area di Progetto ed ipotizzando di installare un aerogeneratore Vestas V100 da 2 MW con altezza al mozzo pari a 95 m e diametro 100 m.

Per questa tipologia di aerogeneratore e per le caratteristiche anemologiche del sito si stima un numero di ore equivalenti pari a 1800. Sulla base di questa ipotesi, per produrre la stessa quantità di energia sarebbe necessario installare 31 aerogeneratori per una potenza totale installata pari a 62 MW.

Di seguito vengono confrontati gli impatti potenziali prodotti dai due impianti, ovvero:

- impianto di progetto di 9 aerogeneratori di potenza unitaria 6 MW, altezza al mozzo pari a 135 m e rotore di diametro pari a 170 m.
- impianto di 31 aerogeneratori di potenza unitaria 2 MW, altezza mozzo pari a 95 m e rotore di diametro pari a 100 m

Impatto visivo

Per individuare l'area di ingombro visivo prodotto dagli aerogeneratori viene considerato l'inviluppo dell'area che si estende per 50 volte l'altezza massima degli aerogeneratori, secondo le linee guida nazionale DM/2010.

n. aerogeneratori	Altezza Tip	Limite impatto (50 volte altezza Tip)
9	220	11.000 m
30	145	7.250 m

L'area vasta viene definita applicando il suddetto buffer al poligono che congiunge gli aerogeneratori più esterni, ne consegue che il poligono che include tutti gli aerogeneratori dell'impianto da 31 WTG è di molto più grande rispetto a quello da 9 WTG in quanto il criterio di posizionamento è guidato dalla vincolistica dell'area e dalla distanza reciproca degli aerogeneratori pari a 5 D nella direzione del vento e 3 D nella direzione ortogonale a quella prevalente del vento. Sulla base di questa valutazione e del numero maggiore di aerogeneratori si può affermare che l'impatto visivo e l'indice di affollamento prodotto dall'impianto di 31 WTG è maggiore rispetto a quello dovuto al progetto di 9 WTG.

La distanza di 5 diametri per la turbina da 6 MW è pari a 850 m, mentre per la turbina da 2 MW è pari a 510 m. Nelle aree prossime all'impianto, l'ampiezza del fronte visivo prodotto dai 31 aerogeneratori contro quello dovuto ai 9 in progetto è significativamente maggiore, con un effetto barriera superiore.

Impatto sul suolo

Al fine di valutare l'impatto sul suolo dei due impianti in valutazione, si assume che entrambi vengono realizzati esclusivamente su terreni seminativi.

In termini quantitativi l'occupazione di territorio è il seguente:

n. aerogeneratori	Area piazzole (fase di esercizio)	Piste (fase di esercizio)	TOTALE
9	1800 mq x 9 = 16.200 mq	31.426 m x 5 m = 156.230 mq	172.430 mq
30	1000 mq x 31 = 31.000 mq	4x 31.426 m x 4.5 m = 566.668 mq	596.668 mq

Tale valutazione di massima ha messo in evidenza che il suolo occupato da un impianto costituito con WTG da 2 MW è oltre il triplo di quello occupato con macchine da 6 MW, a parità di energia prodotta, con conseguente maggiore consumo del suolo agricolo.

Impatto su flora-fauna ed ecosistema

Nel caso in cui si consideri l'installazione i aerogeneratori da 2 MW è evidente che il maggiore utilizzo del suolo e comunque la presenza di aerogeneratori su un'area molto più ampia accentua l'impatto su fauna e flora.

La presenza di un maggior numero di aerogeneratori genera un maggiore effetto barriera sull'avifauna anche in considerazione del fatto che gli aerogeneratori da 2 MW possono essere ad una distanza minima

di 300 m (3 diametri rotore da 100 m), contro la distanza minima di 510 m (3 diametri rotore da 170 m) degli aerogeneratori da 6 MW.

Pertanto, anche in termini di impatto su flora e fauna l'installazione di 31 aerogeneratori genera un maggiore impatto.

Impatto acustico

Per le due soluzioni tecnologiche in analisi, gli aerogeneratori saranno posti ad una distanza di sicurezza dalle abitazioni al fine di avere un impatto trascurabile sulla salute umana. Di contro le 31 WTG occupando un'area maggiore risulteranno maggiormente diffuse sul territorio ed in generale avranno un impatto acustico maggiore sulla fauna e l'avifauna.

Quadro Economico

Il Quadro economico del progetto (escludendo il BESS) per la realizzazione di 9 aerogeneratori da 6 MW riporta un costo totale di realizzazione pari a circa 85 milioni ovvero 1,5 Mln/MW.

Essendo l'impianto da 2 MW di potenza complessiva pari a 62 MW, sulla base del costo/MW stimato sopra, si può considerare un costo totale di realizzazione pari a circa 93 milioni di euro.

Tale incremento è giustificato in quanto per la realizzazione di 31 aerogeneratori di potenza pari a 2 MW si richiedono maggiori opere elettriche (maggiore lunghezza dei cavidotti) e opere civili (maggiore lunghezza delle piste di accesso, numero superiore di fondazioni, in generale un cantiere più ampio etc) con un incremento di costi che viene stimato pari a circa il 9%.

In conclusione, la realizzazione di un impianto con aerogeneratori da 2 MW per ottenere la stessa produzione di energia ottenuta con l'impianto realizzato con aerogeneratori da 6 MW non è da preferire a quest'ultima per le seguenti ragioni:

- maggiore impatto visivo;
- maggiore disturbo della flora e fauna
- maggiore consumo di suolo agricolo;
- maggiore interferenza acustica;
- maggiore costo di realizzazione e dismissione.

Sulla base di tali considerazioni, si ritiene che la scelta di realizzare un impianto con aerogeneratori da 6 MW risulti più vantaggiosa.

14. SINTESI DEI RISULTATI

Il presente elenco sintetizza le valutazioni dell'impatto ambientale dovuto alla realizzazione dell'impianto eolico sia in fase di cantiere che in fase di esercizio per i quali gli interventi di mitigazione/compensazione e di monitoraggio sono riportati nei relativi elaborati di riferimento:

- popolazione e salute umana: impatto basso;
- biodiversità: impatto basso;
- flora: impatto basso;
- fauna: impatto basso;
- avifauna: impatto medio-basso;
- suolo, uso del suolo e patrimonio agroalimentare: impatto basso;
- paesaggio, patrimonio culturale e beni materiali: impatto medio;
- archeologico: impatto medio;
- acqua: impatto basso;
- aria e clima: impatto basso;
- rumore: impatto basso.

15. CONCLUSIONI

Il progetto si inserisce in un contesto politico globale che mira alla transazione ecologica a livello nazionale ed europeo e rende possibile la produzione elettrica di circa 94 GWh annui, grazie all'installazione di aerogeneratori di ultima generazione, che consente di soddisfare il fabbisogno energetico di circa 52.000 unità abitative e ridurre l'emissione nell'ambiente di CO₂ per 46.630 tonnellate/anno.

Inoltre, esso si colloca in un contesto naturale che si presta alla produzione di energia eolica, non essendo inserita all'interno di aree protette, e non va a danneggiare elementi o beni paesaggistici che risultano tutelati a sensi del D.Lgs. 42/2004.

Sulla base dello studio condotto si può, quindi, sintetizzare che:

- la popolazione e la salute umana non subiscono un impatto negativo dovuto alla realizzazione dell'impianto eolico per il rispetto di tutte le norme vigenti bensì riceveranno un impatto positivo a livello occupazionale, in fase di costruzione e di esercizio, e un miglioramento della qualità dell'aria, grazie all'abbattimento della quantità di CO₂ immessa nell'atmosfera da parte di altre tipologie di impianti di produzione energia elettrica da fonti fossili;

- la Biodiversità, l'aria e l'acqua non subiscono sostanziali impatti negativi in quanto il progetto non viene realizzato in zone protette e di conservazione di particolari specie animali o vegetali grazie al basso indice di occupazione del suolo in fase di esercizio e per il piano di monitoraggio e mitigazione previsto per la protezione dell'avifauna;
- il paesaggio subisce una modifica inevitabile per le dimensioni degli aerogeneratori, ma si ritiene che tale impatto sia compatibile con l'area interessata grazie agli accorgimenti di mitigazione dell'impatto in fase di progettazione e la scelta di un'area che si presta per sue caratteristiche paesaggistiche alla produzione di energia eoliche per l'ottenimento dei benefici di cui sopra e per contribuire alla transizione ecologica necessaria alla sostenibilità dell'ambiente.