

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



PROGETTO DEFINITIVO PARCO EOLICO EMILIA

Titolo elaborato:

RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA DEL PROGETTO

GD	PD	GD	EMISSIONE	12/09/22	0	0
REDATTO	CONTR.	APPROV.	DESCRIZIONE REVISIONE DOCUMENTO	DATA	REV	

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
MCEG002

Formato
A4

Scala
/

Foglio
1 di 68

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. Installazione 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	38
10.6.	Infrastrutture viarie presenti	41
10.7.	Opere presenti interferenti	41
11.	INQUADRAMENTO DELL'OPERA CON GLI STRUMENTI DI TUTELA	42
11.1.	Aree vincolate ai sensi del D.Lgs 42 del 2004	43
11.2.	Aree vincolate dal punto di vista ambientale come da "Progetto Natura 2000"	45
11.3.	Compatibilità del Progetto con il PTPR, PTM e PSC	49
11.4.	Compatibilità con il Piano per assetto idrogeologico (PAI)	52
11.5.	Compatibilità con il Vincolo Idrogeologico – R.D.L. 3267/23	55
11.6.	Compatibilità con l'uso del suolo	55
12.	RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE	57
12.1.	Risvolti sulle realtà locali	61
13.	INQUADRAMENTO NORMATIVO ED AUTORIZZATIVO	62
13.1.	Normativa di riferimento	62
13.2.	Procedimento autorizzativo	67

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.

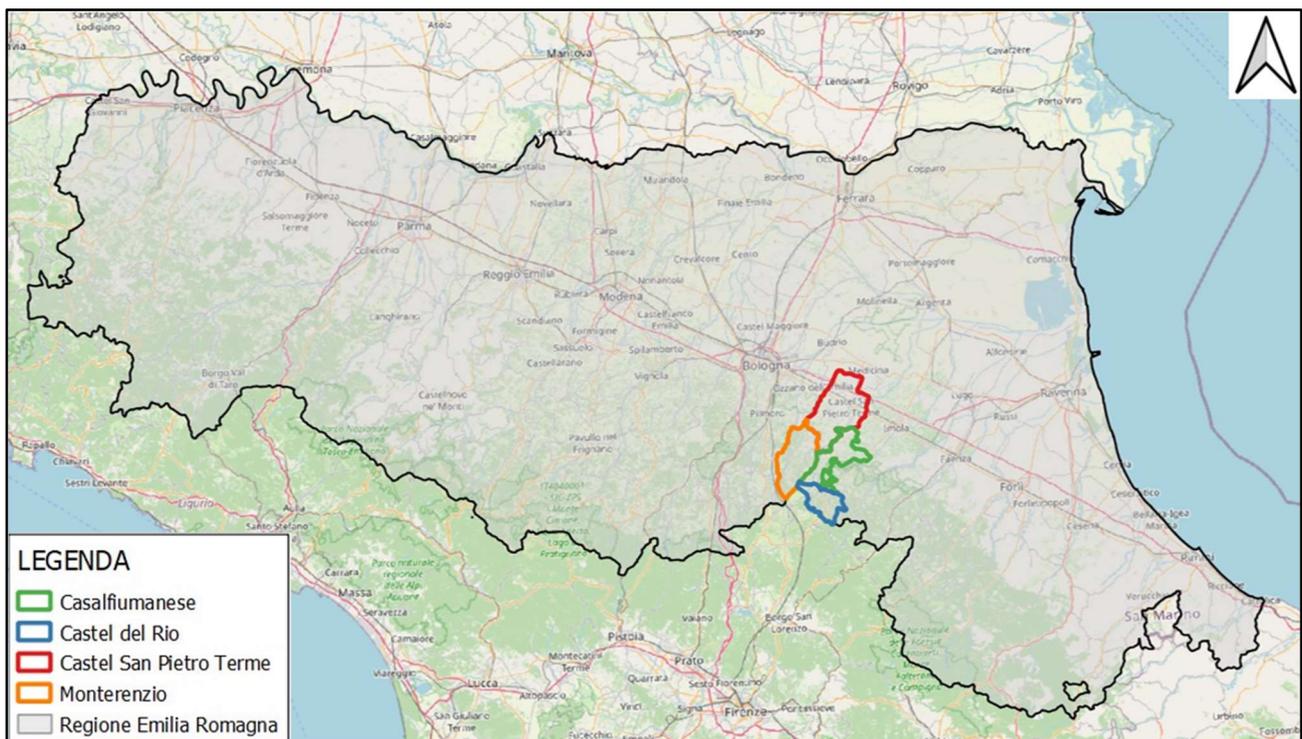


Figura 1.1: Localizzazione Impianto Eolico Emilia

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.

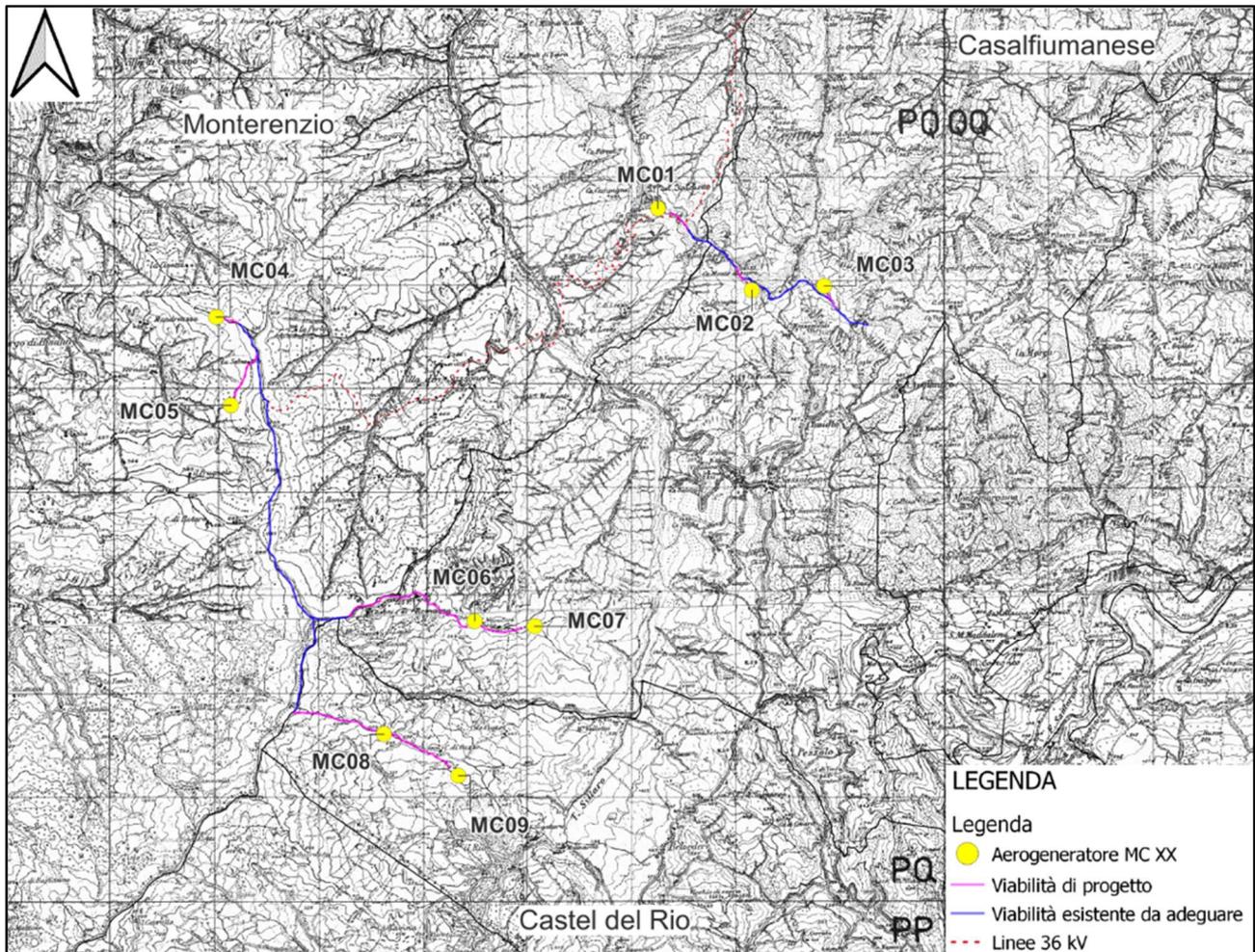


Figura 2.1: Layout d'impianto su carta IGM

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**).

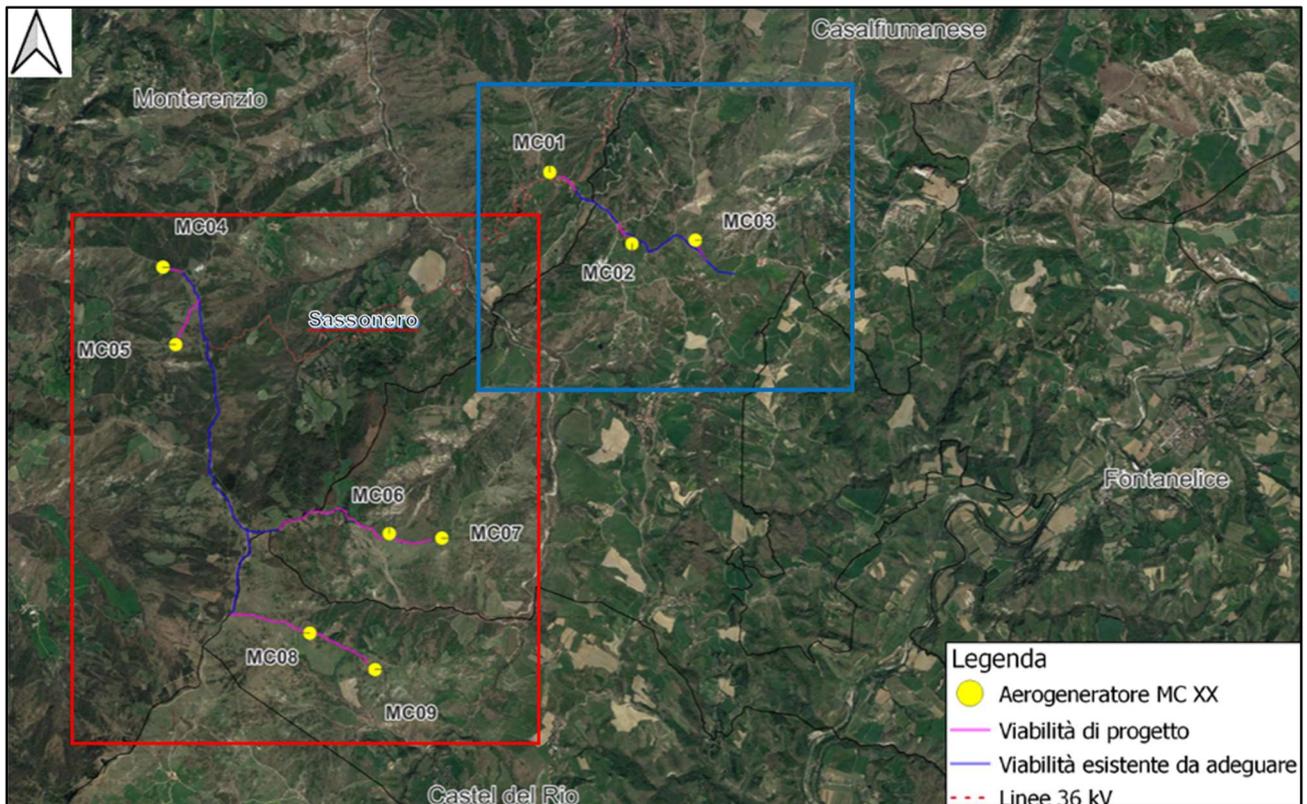


Figura 2.2: Layout d’impianto su ortofoto

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.

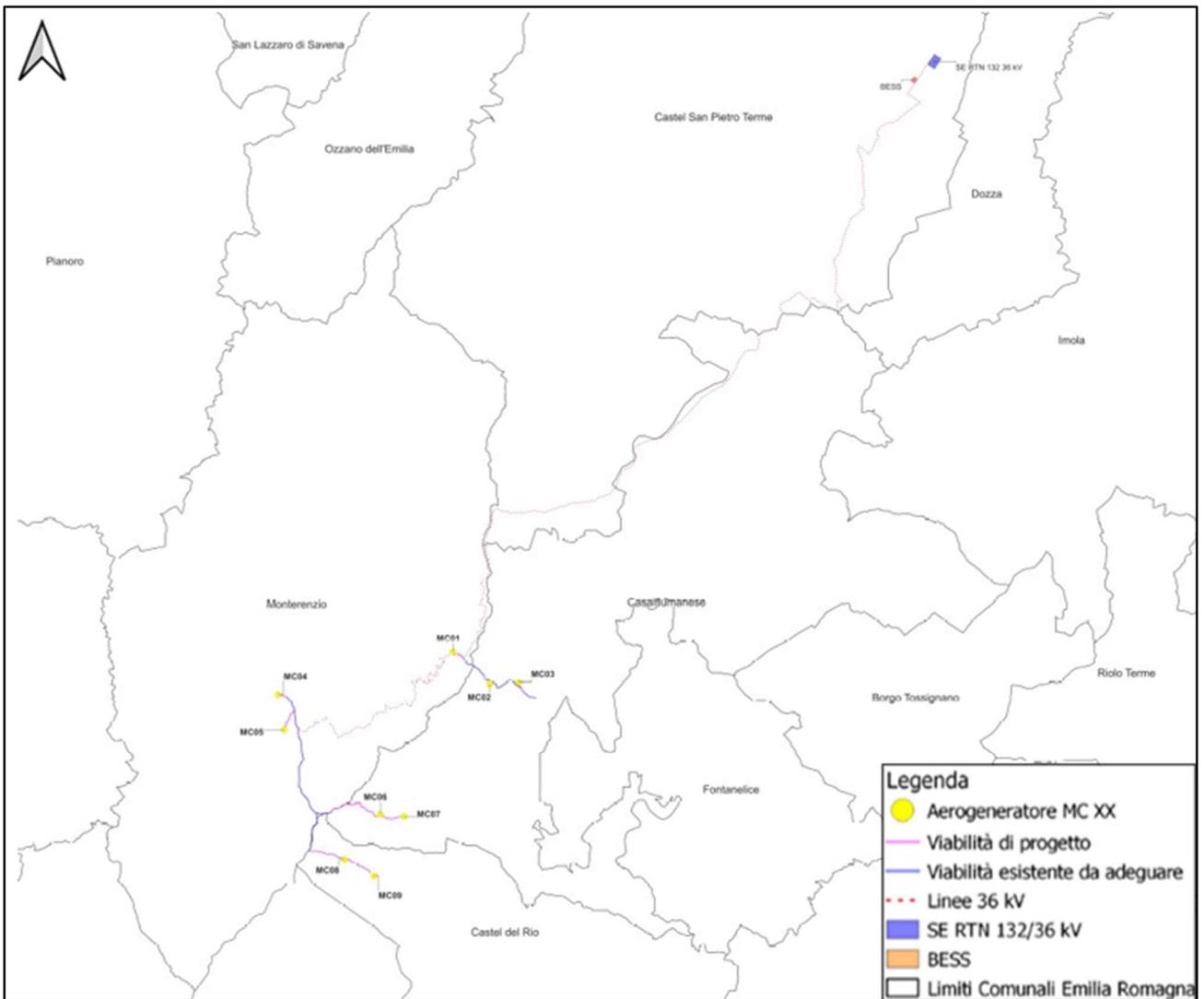


Figura 2.3: Inquadramento territoriale - Limiti amministrativi comuni interessati

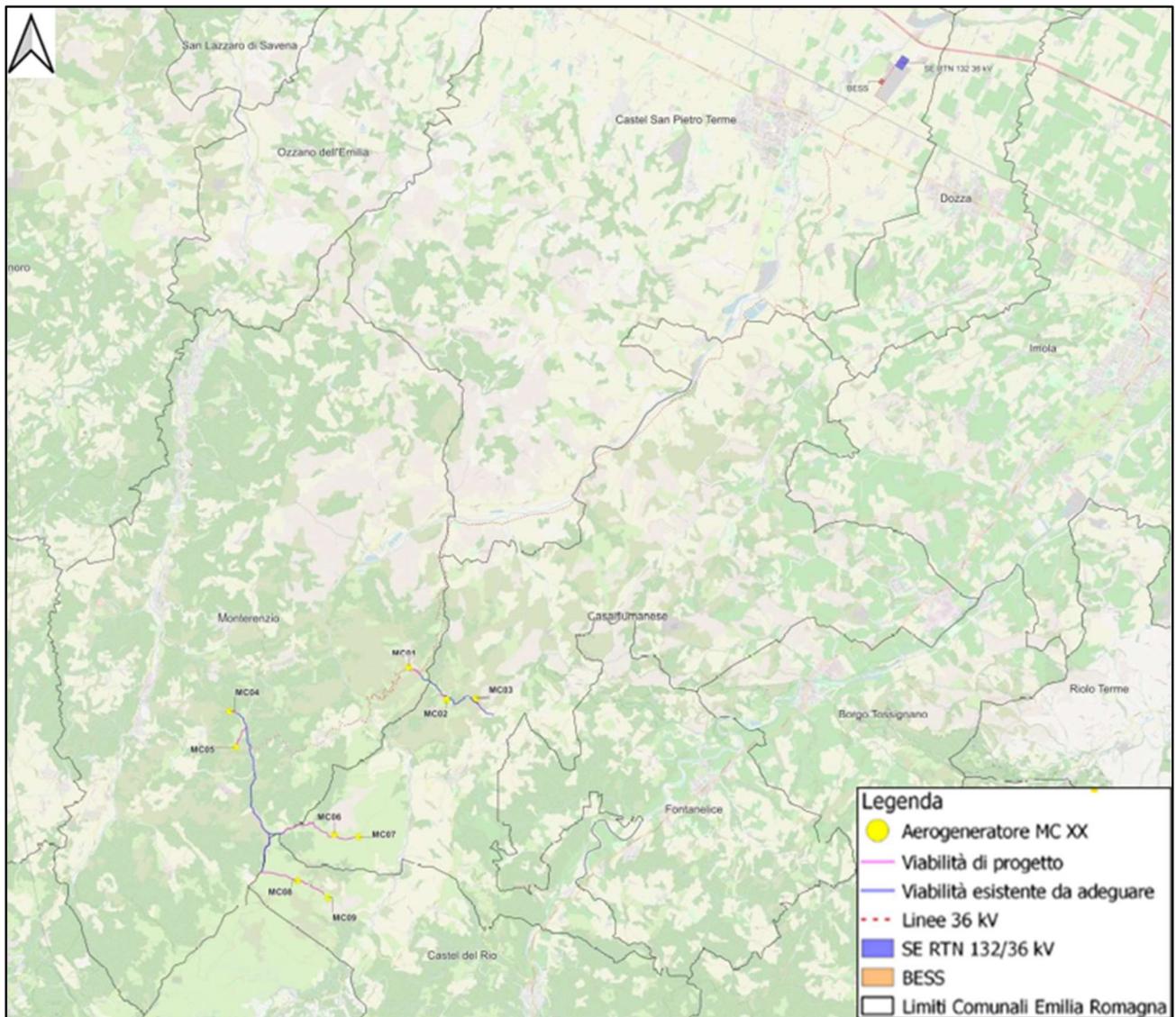


Figura 2.4: Inquadramento territoriale su “Open Street Map” - Limiti amministrativi comuni interessati



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.

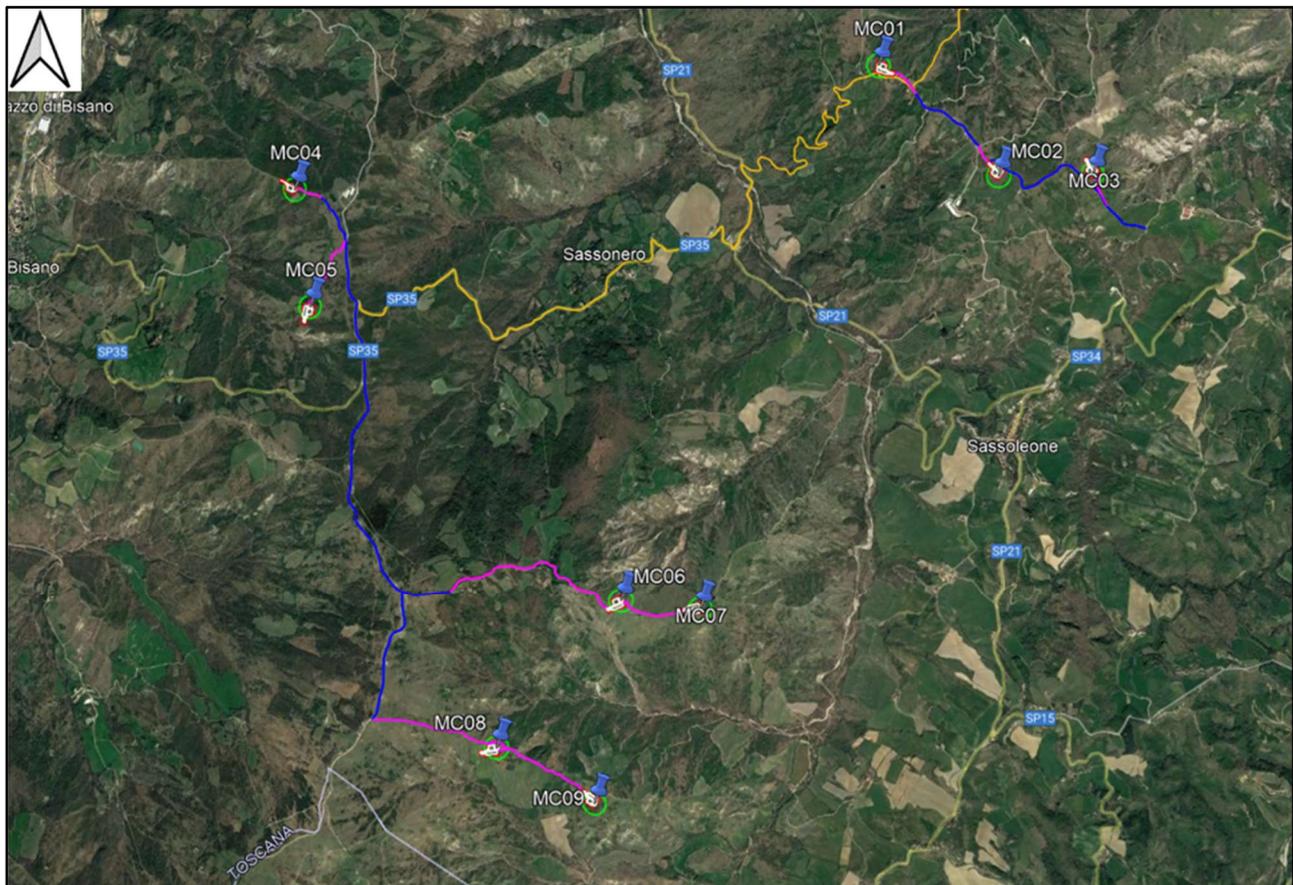


Figura 2.6: Layout d'impianto con sistema di viabilità esistente (linee blu) e di progetto (linee magenta) su immagine satellitare

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.

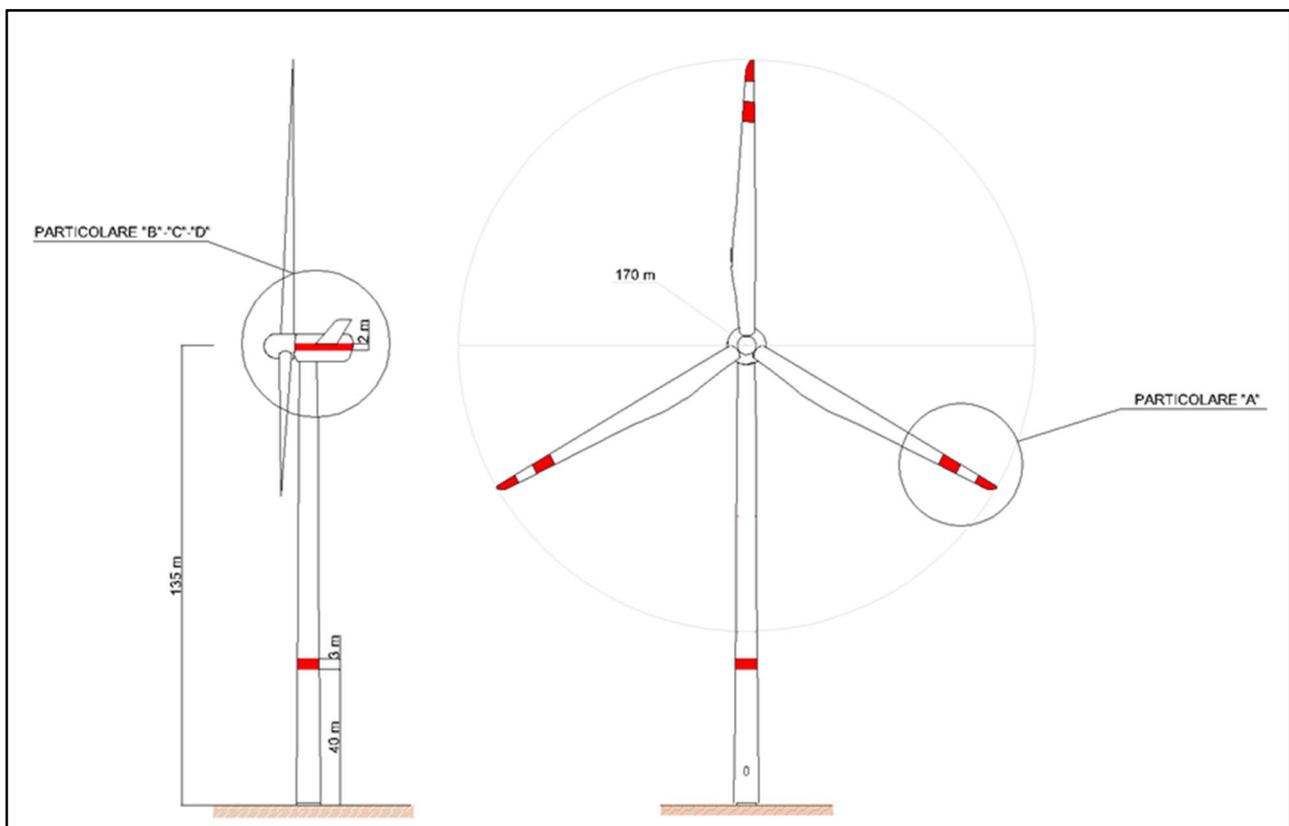


Figura 2.1.1: Profilo aerogeneratore SG170 – 6.0 MW

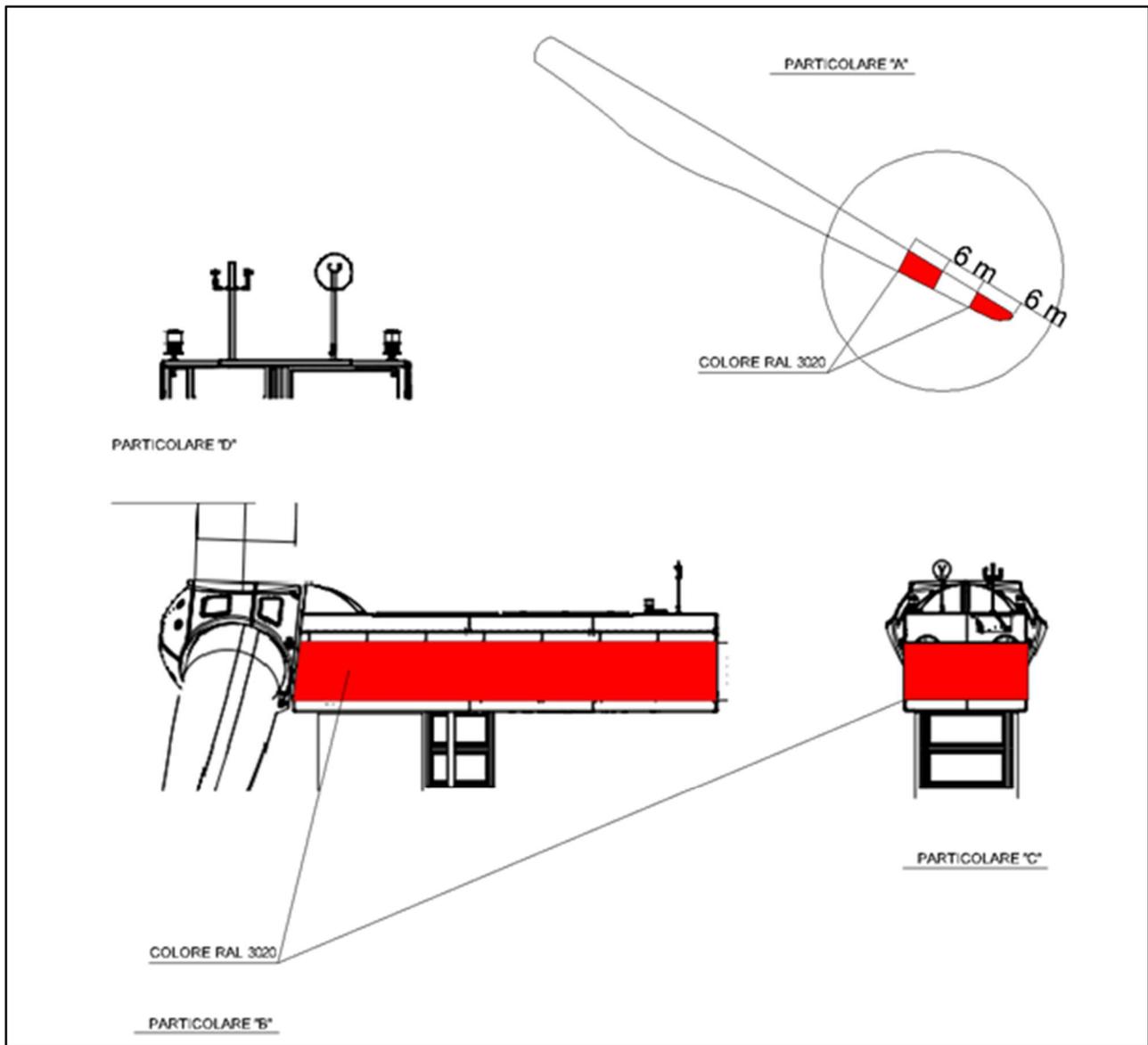


Figura 2.1.2: Particolari aerogeneratore SG170 – 6.0 MW di cui alla Figura 2.1.1

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.

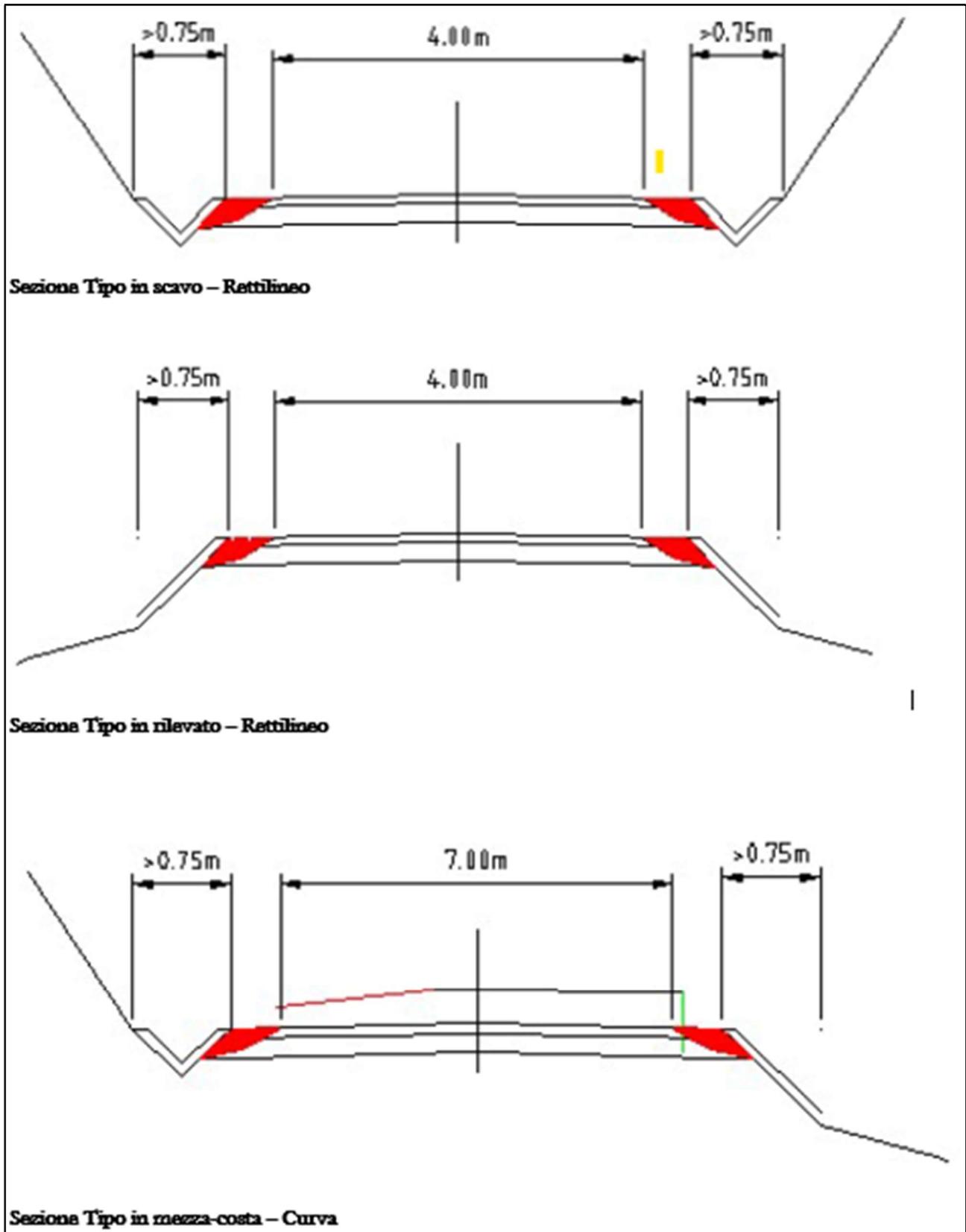


Figura 2.2.1: Sezioni tipo viabilità parco eolico

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**).

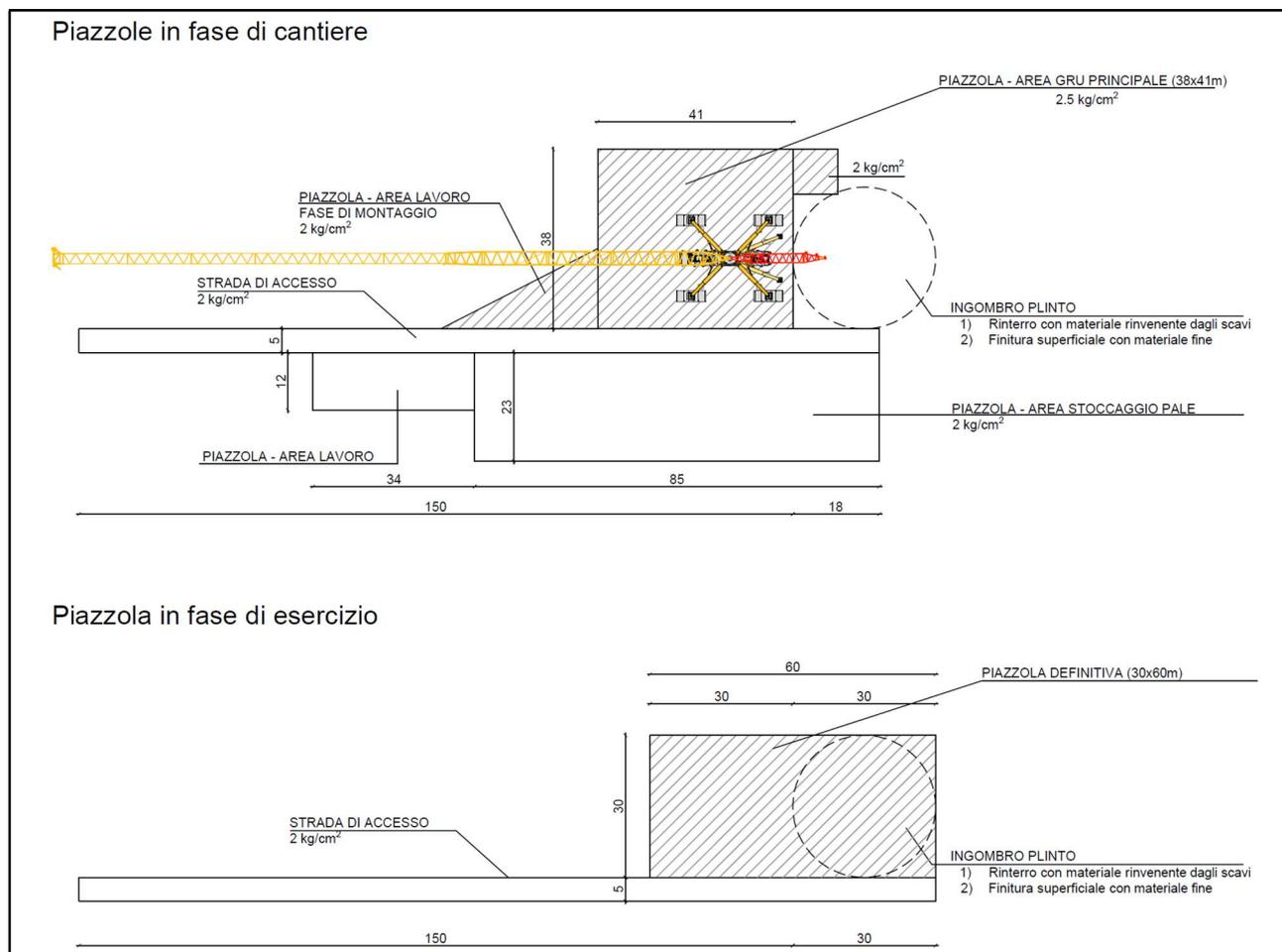


Figura 2.2.2: Planimetria piazzola tipo per la fase di installazione e fase di esercizio e manutenzione

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.

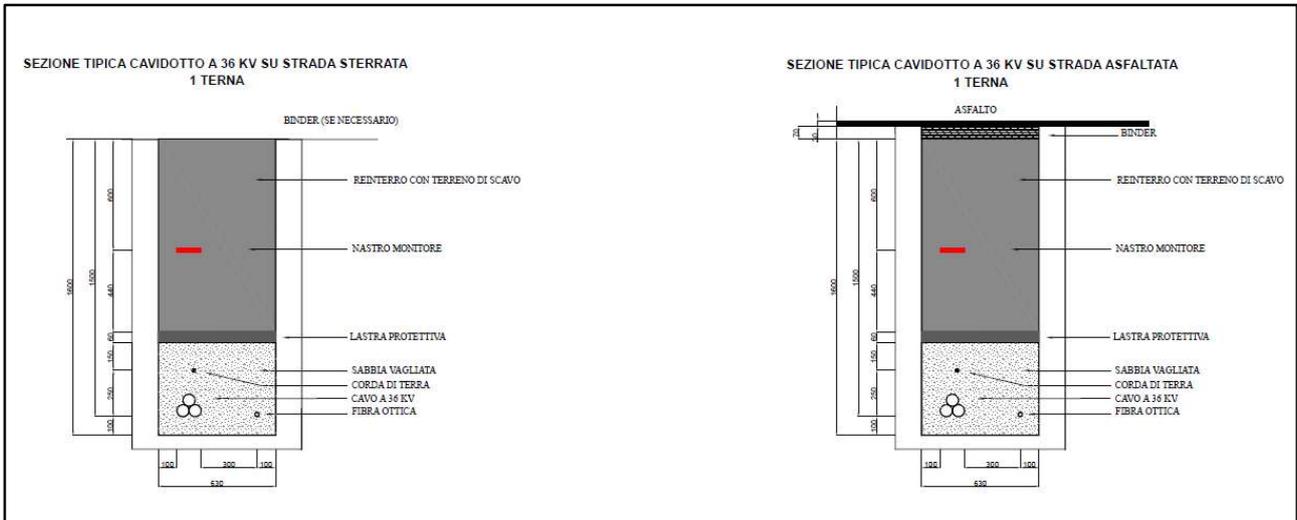


Figura 2.3.2.1: Sezioni tipiche delle trincee caavidotto per una terna di cavi in parallelo

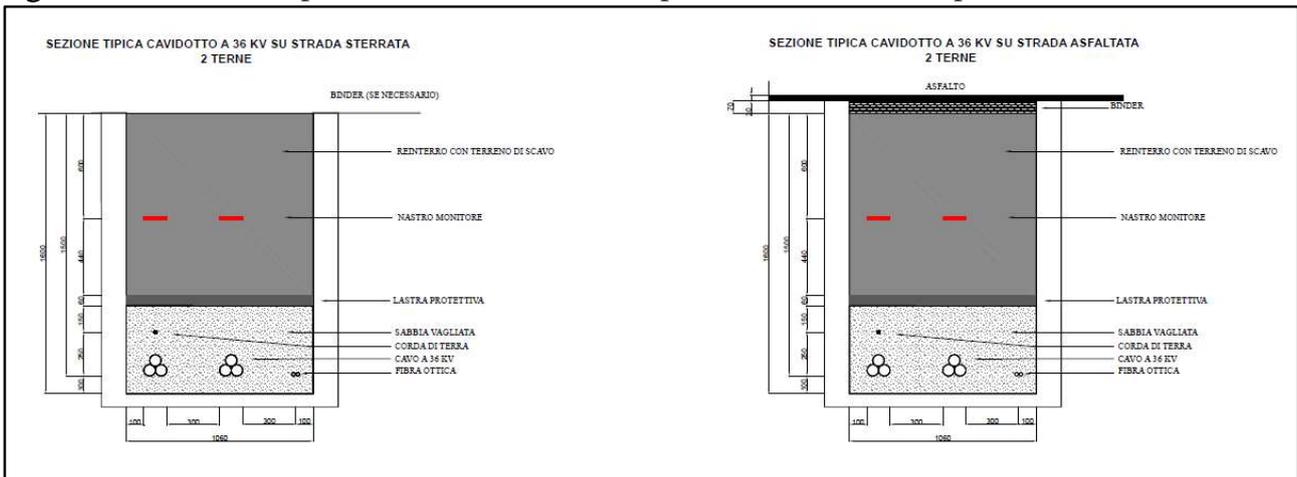


Figura 2.3.2.2: Sezioni tipiche delle trincee caavidotto per due terne di cavi in parallelo

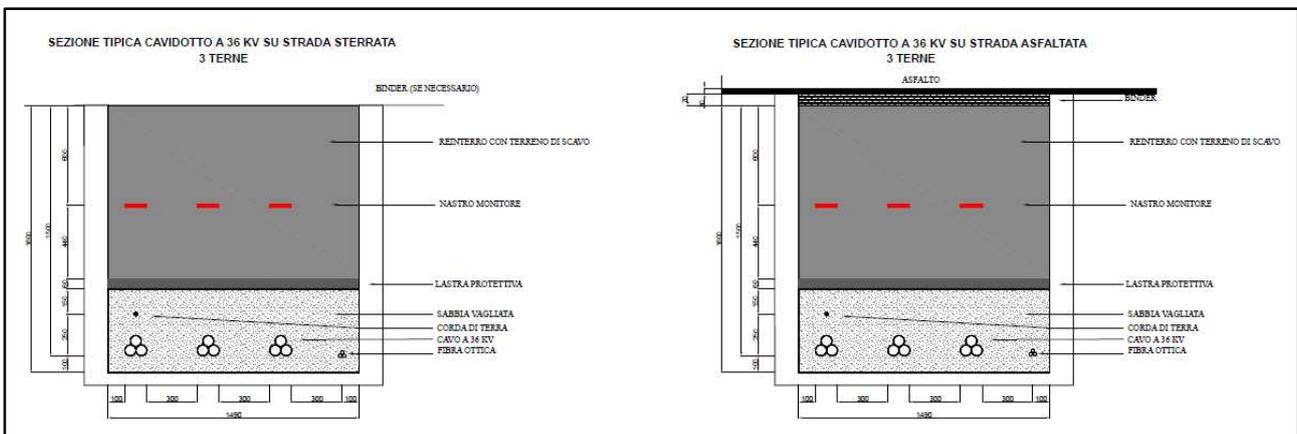


Figura 2.3.2.3: Sezioni tipiche delle trincee caavidotto per tre terne di cavi in parallelo

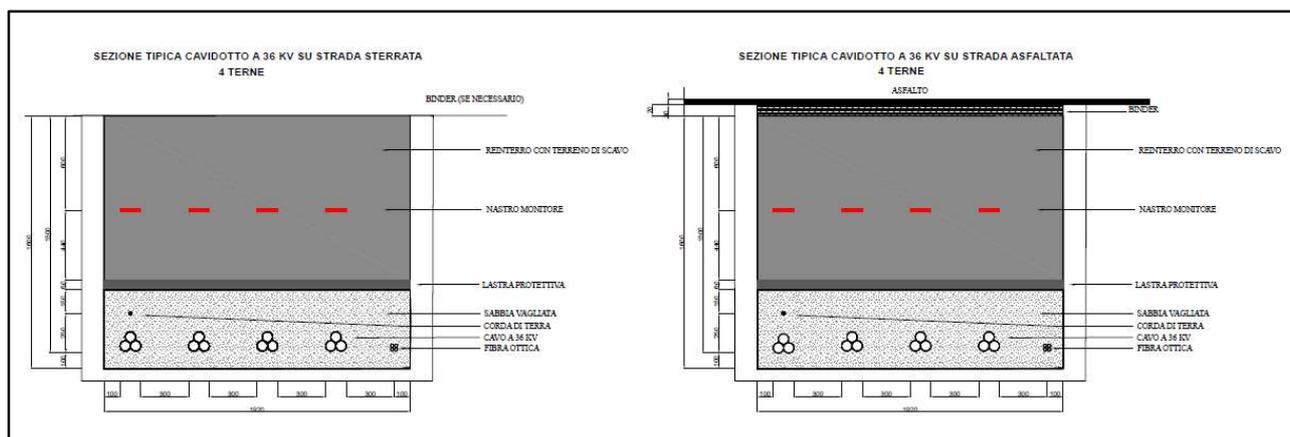


Figura 2.3.2.4: Sezioni tipiche delle trincee caavidotto per quattro terne di cavi in parallelo

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.

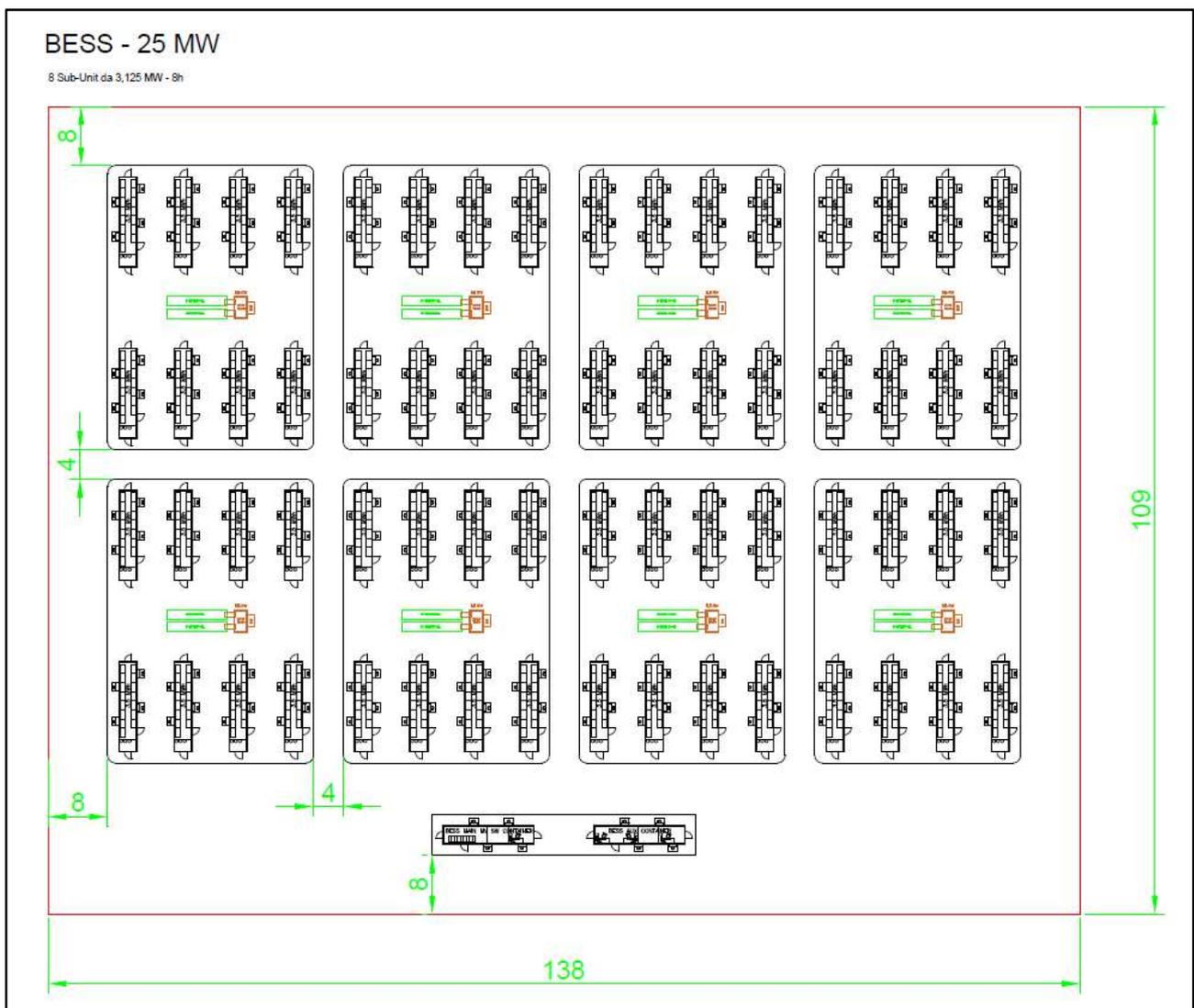


Figura 2.3.3.1: Configurazione BESS di potenza 25 MWp

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, 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]	112.584.000,00
Emissioni CO ₂ [g/kWh] - Anidride carbonica	496,00	Riduzione emissioni Anidride carbonica [t/anno]	55.841,66
Emissioni S ₀₂ [g/kWh] - Anidride solforosa	0,93	Riduzione emissioni Anidride solforosa [t/anno]	104,70
Emissioni NO ₂ [g/kWh] - Ossido di azoto	0,58	Riduzione emissioni Ossido di azoto [t/anno]	65,30
Polveri [g/kWh]	0,03	Riduzione emissioni Polveri [t/anno]	3,26
Consumo medio annuo utenza familiare [kWh]	1.800,00	Numero utenze familiari servibili all'anno	62.546,67

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 la producibilità stimata per l'impianto in progetto, pari a **112.5 GWh/anno**, è

possibile prevedere il soddisfacimento del fabbisogno energetico di circa 62.546 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 Metropolitano) 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 cono 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.

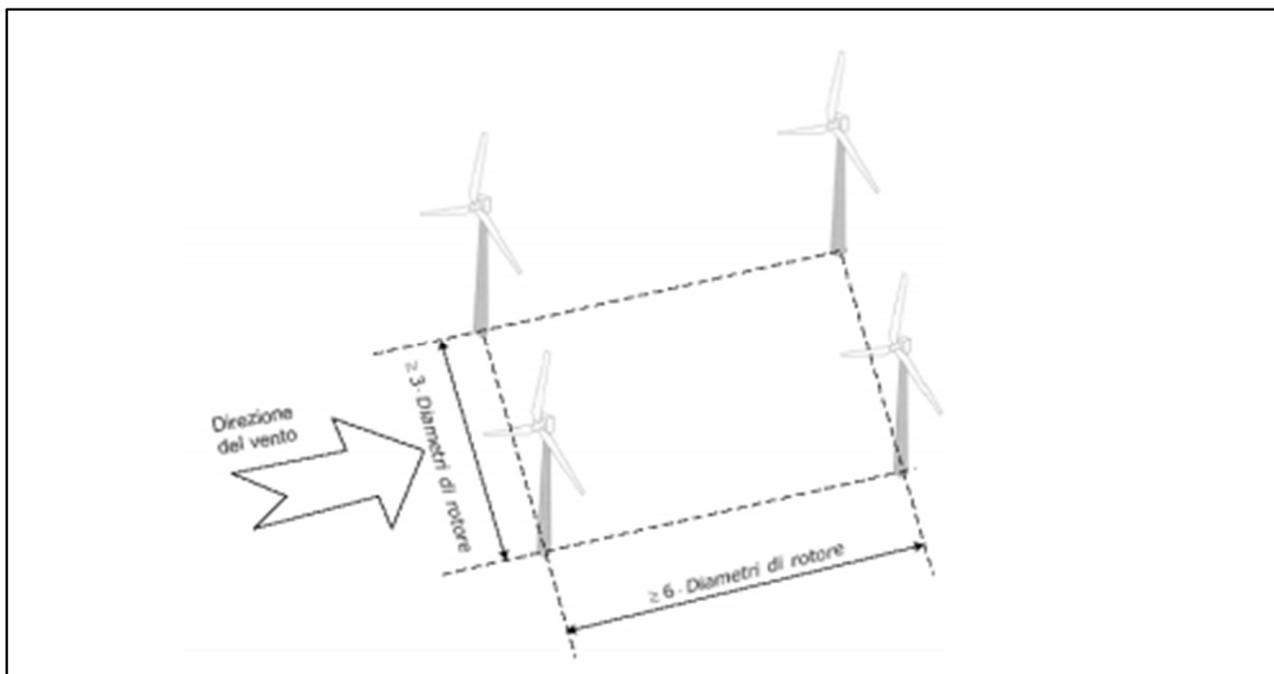


Figura 7.1: Criterio di progettazione per definizione layout

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 Relazione previsionale di impatto acustico, a cui si rimanda alla Relazioni previsionale di impatto acustico.

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

cavidotto 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'istallazione 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*”.

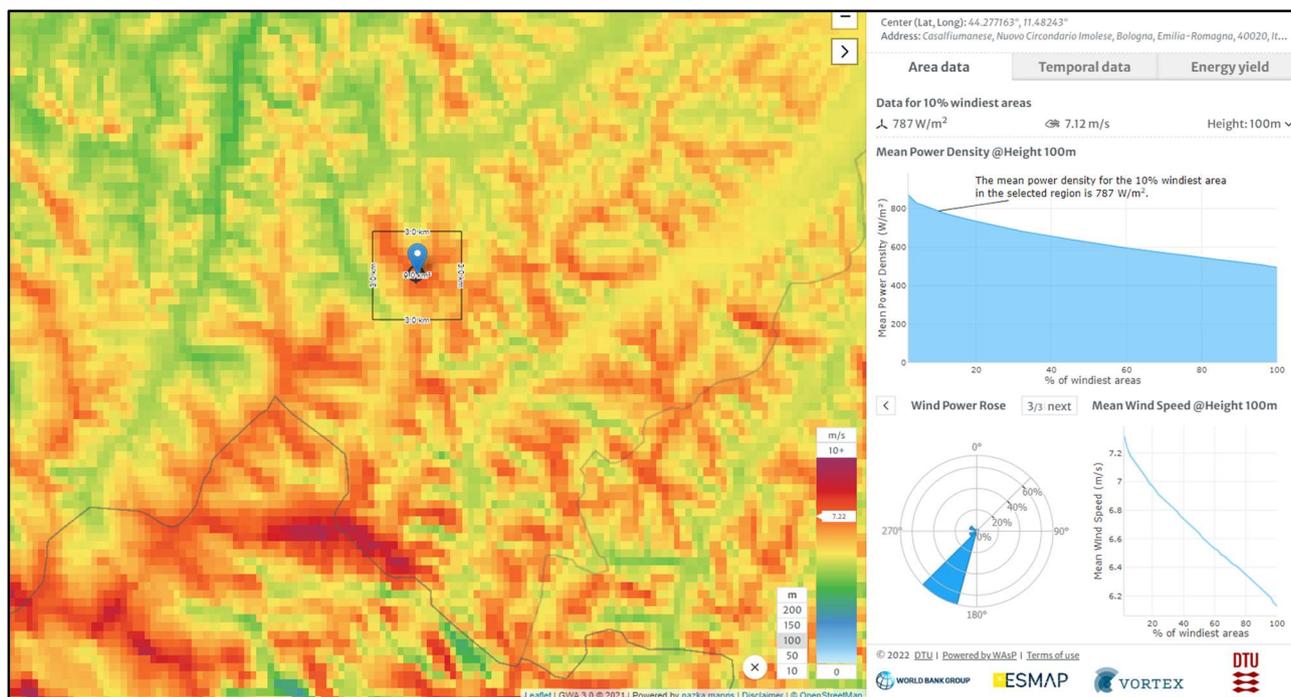


Figura 11.1.1: mappa di ventosità dell'area di progetto e rosa dei venti

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 112 GWh/anno, corrispondente a circa 2.000 ore equivalenti nette di operatività alla massima potenza.

10.2. Caratteristiche Geologiche dell'area d'intervento

La zona comprendente l'area dove verrà realizzato il “Parco Eolico Emilia”, appartiene 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.

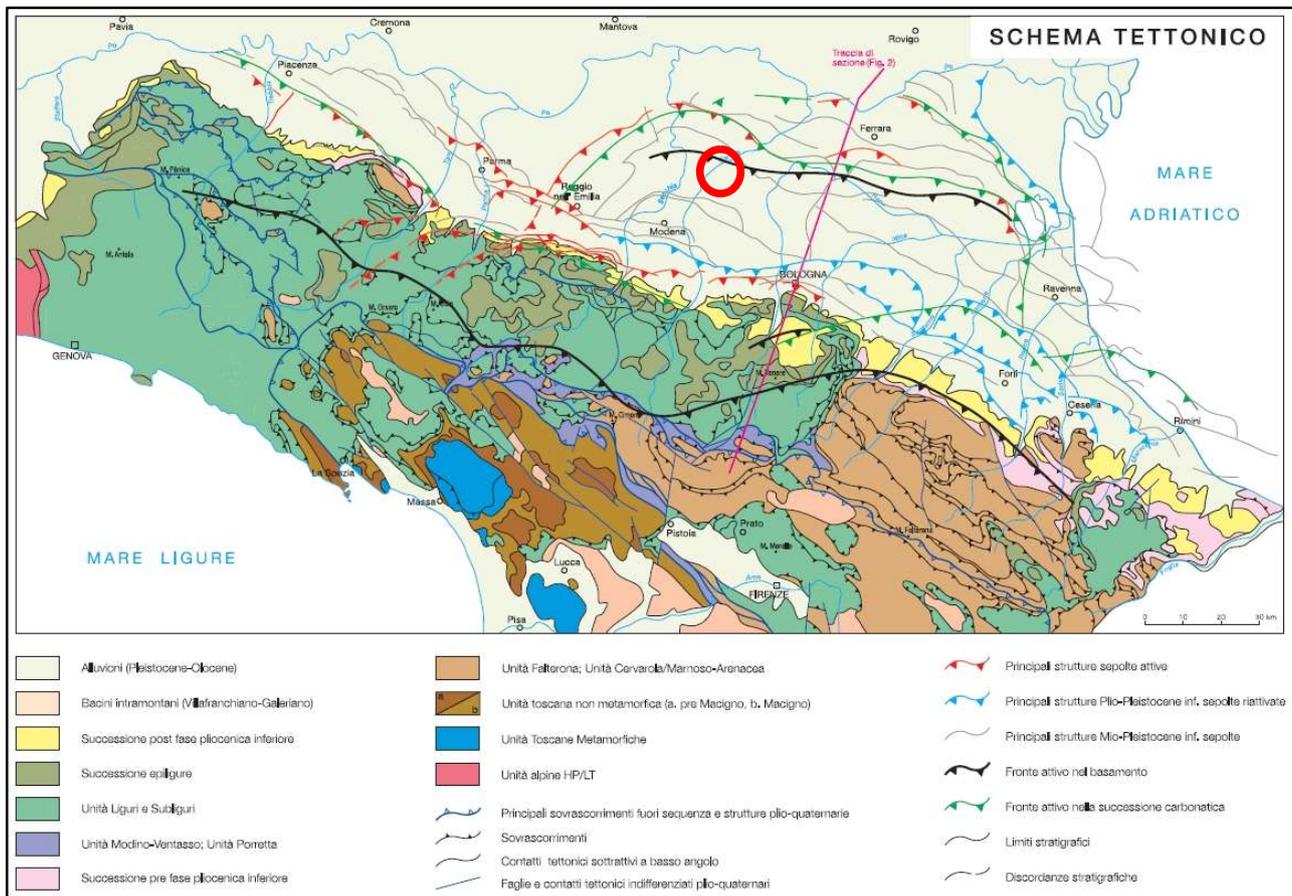


Figura 10.2.1: Sistema tettonico appennino emiliano

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 brecce argillose poligeniche

FRP – Olistroma di Rio delle Pioppe (Serravalliano) Associazione di brecce argillose poligeniche e lembi monoformazionali eterometrici – Unità caotica sedimentata per colate di fango e detrito, con scivolamenti 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.**

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. Laddove si evidenzieranno scivolamenti, creep e soliflussi saranno valutati puntualmente, con specifiche indagini negli elaborati geologici propri di ogni aerogeneratore

10.4. Classificazione sismica

A seguito dell'Ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 3519 del 2006 e dell'ulteriore aggiornamento della classificazione sismica approvata con Delibera della Giunta Regionale n.1164 del 23 luglio 2018 ("Aggiornamento della classificazione sismica di prima applicazione dei comuni dell'Emilia-Romagna"), dal punto di vista sismico il territorio dei Comuni di Monterenzio, Casalfiumanese e Castel del Rio è classificato come Zona sismica di II categoria ("Zona 2").

La seguente figura mostra la mappa di pericolosità sismica del territorio regionale esplicitando la localizzazione dei comuni interessati dagli aerogeneratori del Parco Eolico Emilia.

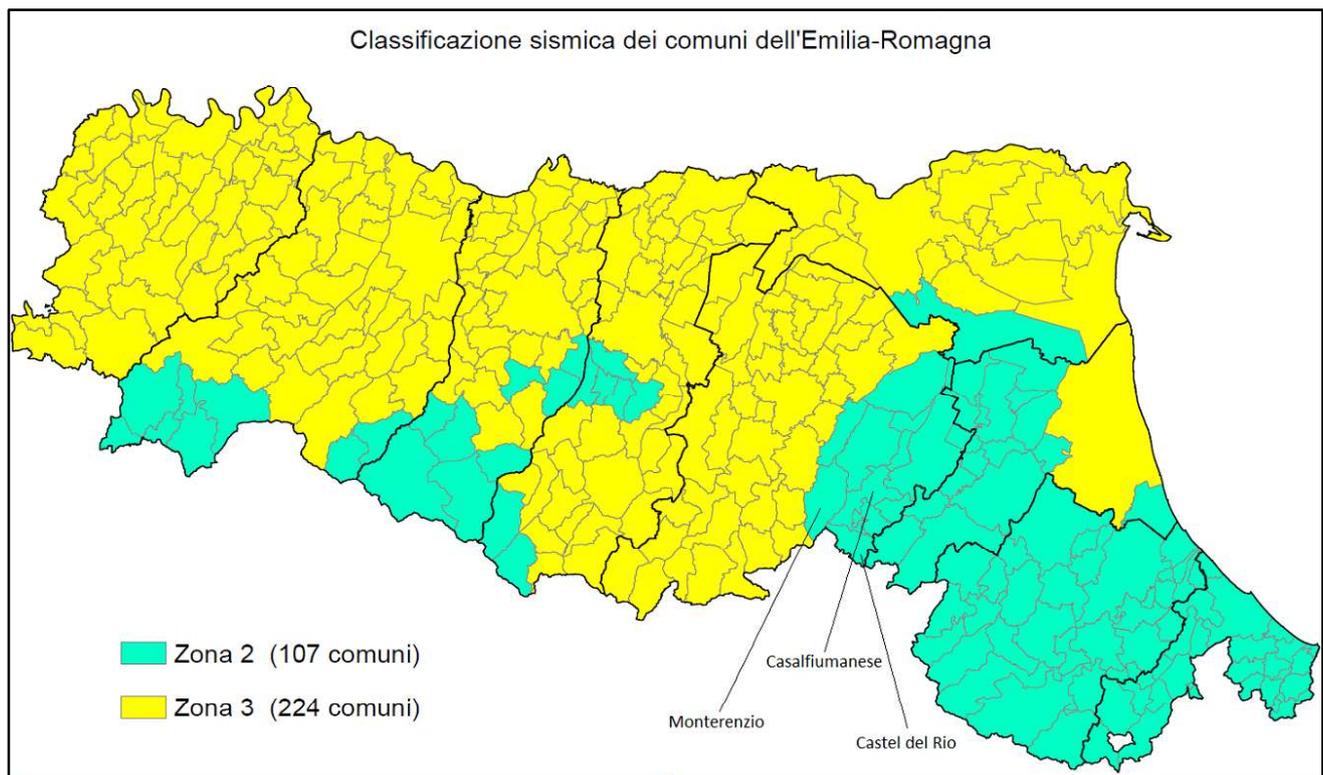


Figura 10.4.1: Classificazione sismica della Regione Emilia-Romagna di luglio 2018 (Fonte "Aggiornamento della classificazione sismica di prima applicazione dei comuni dell'Emilia-Romagna")

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**.

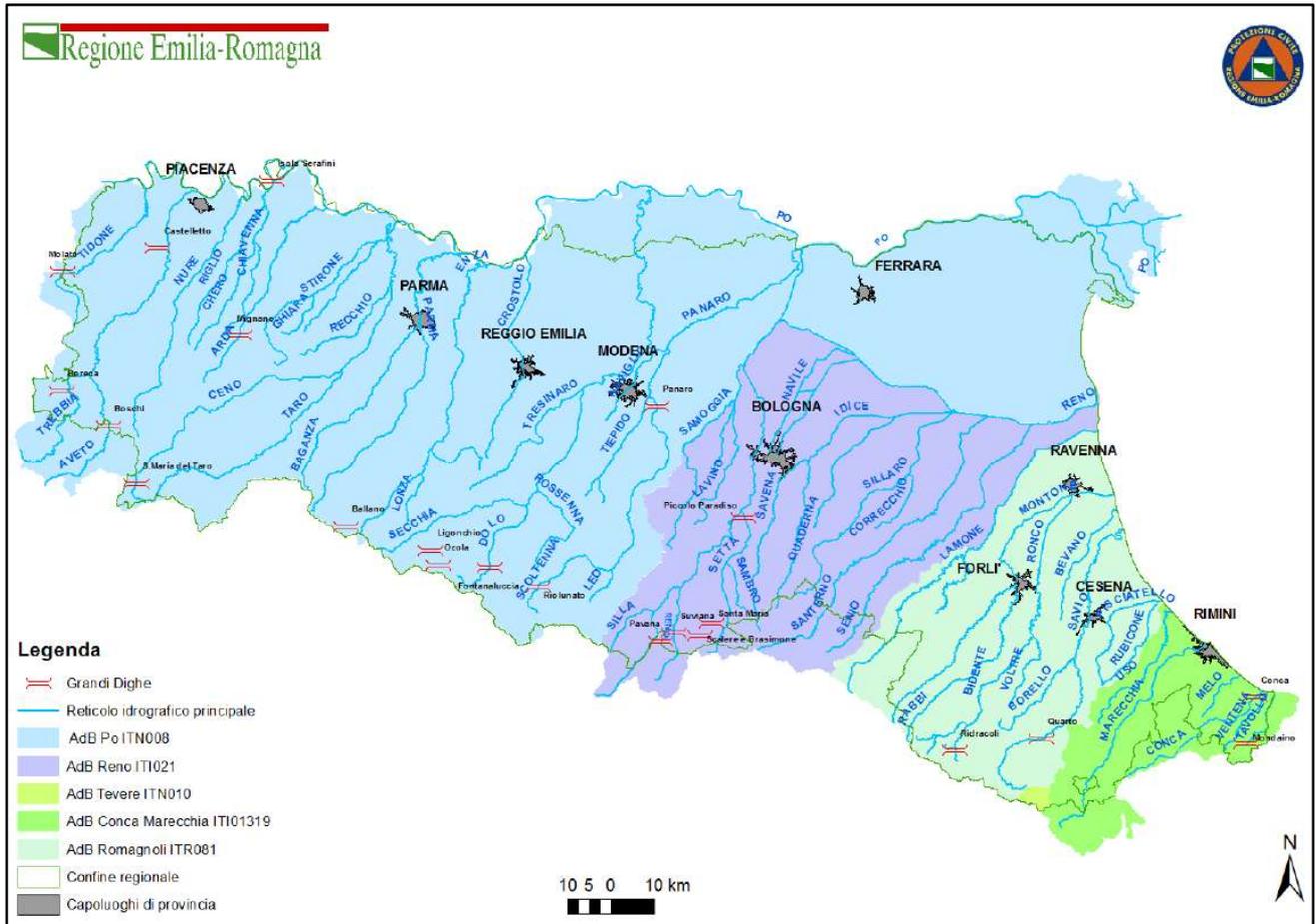


Figura 10.5.1: Bacini idrografici della Regione Emilia-Romagna (Fonte – Regione Emilia-Romagna)

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).

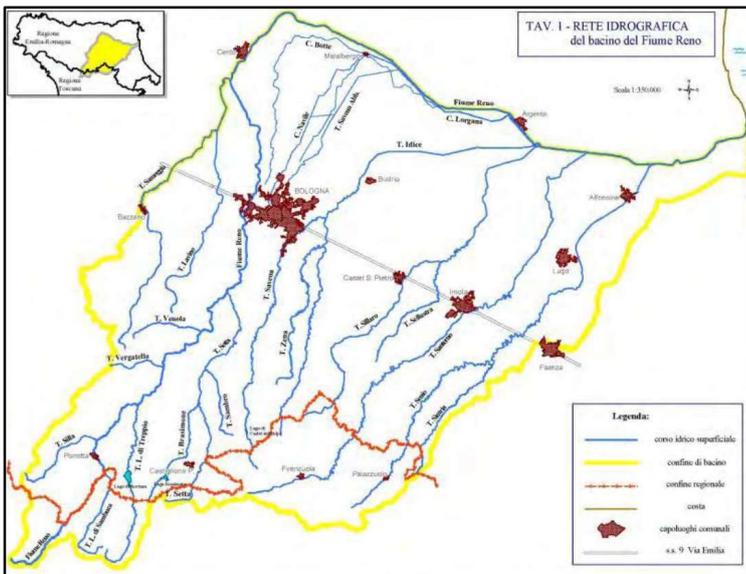


Figura 10.5.2: Reticolo idrografico principale e Bacino del Fiume Reno (Fonte: Autorità di Bacino del Reno)

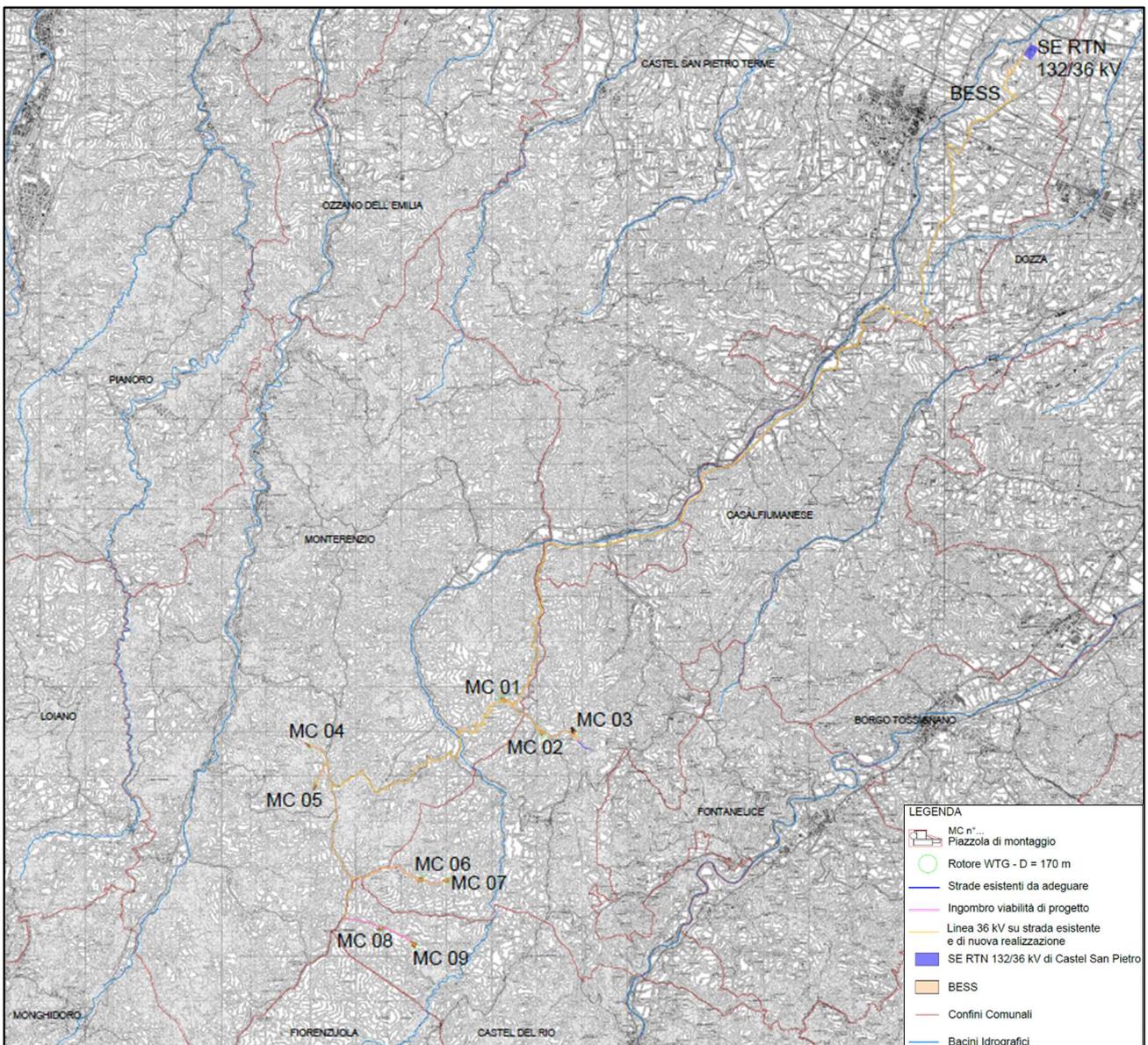


Figura 10.5.3: Planimetria dei bacini idrografici e area d'impianto



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 dall'Art. 136 del D.Lgs. 42/2004 ("Immobili ed aree di notevole interesse pubblico").

Nelle **Figura 11.1.2 e Figura 11.1.3** viene rappresentato l'inquadramento dell'area d'impianto rispetto alle aree tutelate per legge dall'Art. 142 lettera c) del D.Lgs. 42/2004 ("Fiumi torrenti corsi d'acqua – buffer 150 m"), rispetto alle aree tutelate per legge dall'Art. 10 e Art. 13 ("Area di interesse archeologico"), dal DGR n.621 del 04/08/2011 ("Buffer beni archeologici - 500 m").

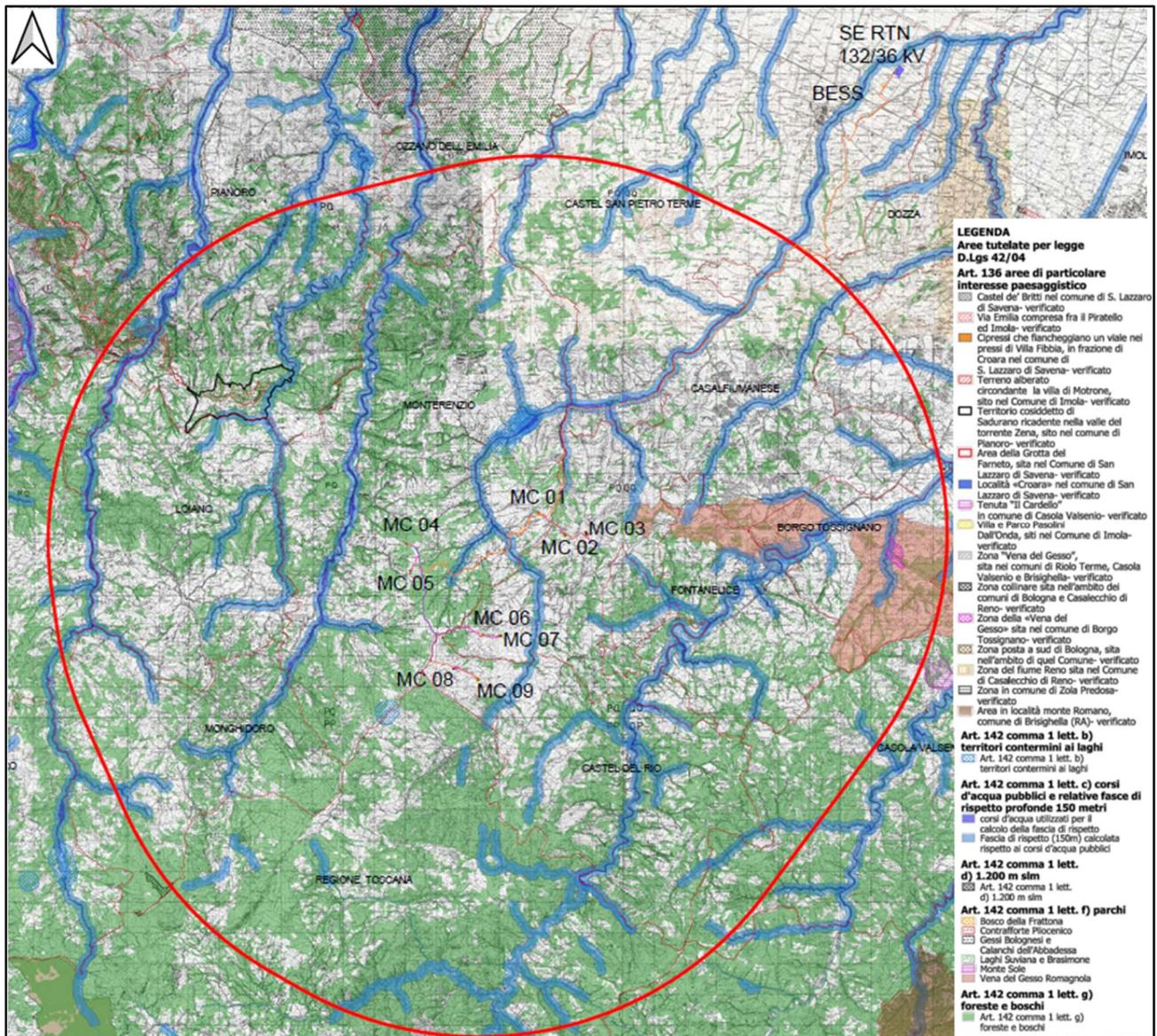


Figura 11.1.1: Carta dei vincoli paesaggistici con area Vasta (buffer 11 km) su CTR – Fonte Regione Emilia-Romagna (per maggiori dettagli grafici si veda l'elaborato "MCSA130 Carta dei vincoli paesaggistici con area vasta")

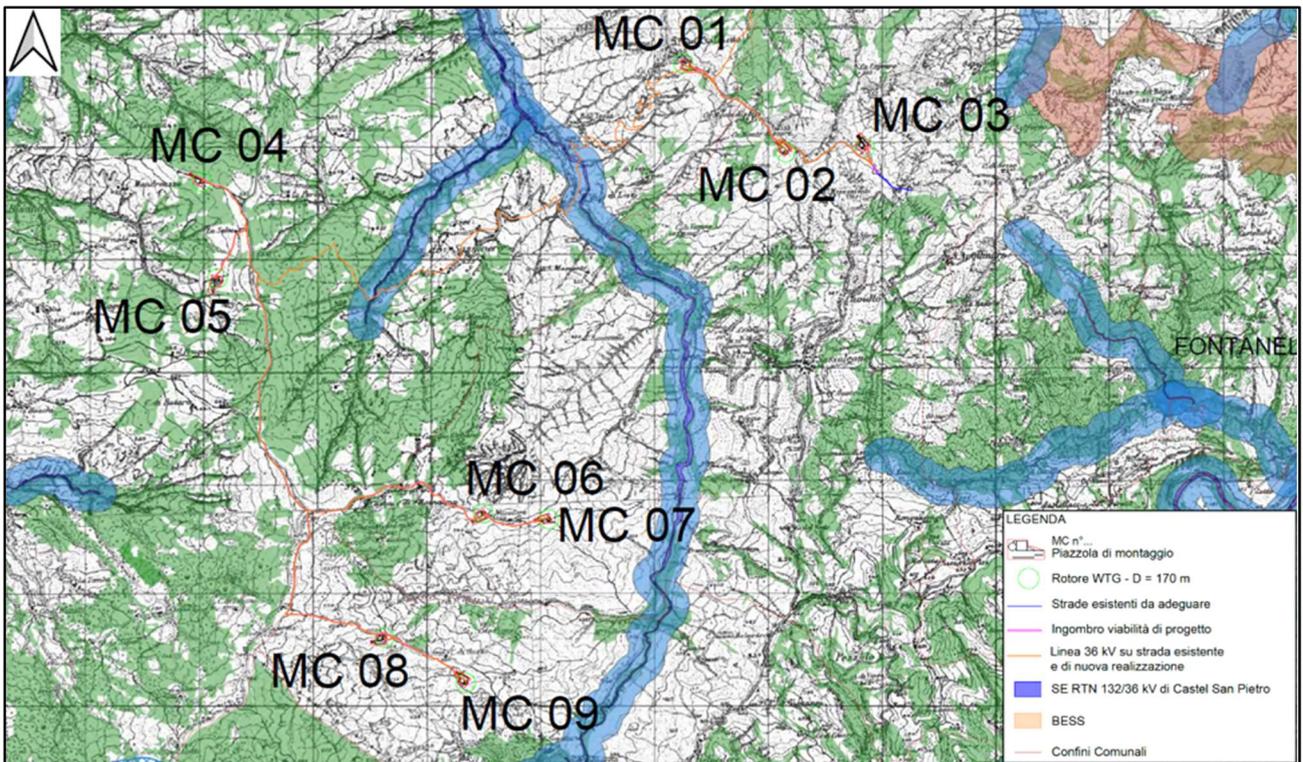


Figura 11.1.2: Carta dei vincoli paesaggistici con area d’impianto su IgM – Fonte Regione Emilia – Romagna (per maggiori dettagli grafici si veda l’elaborato “MCSA131 Carta dei vincoli paesaggistici con area d’impianto”)

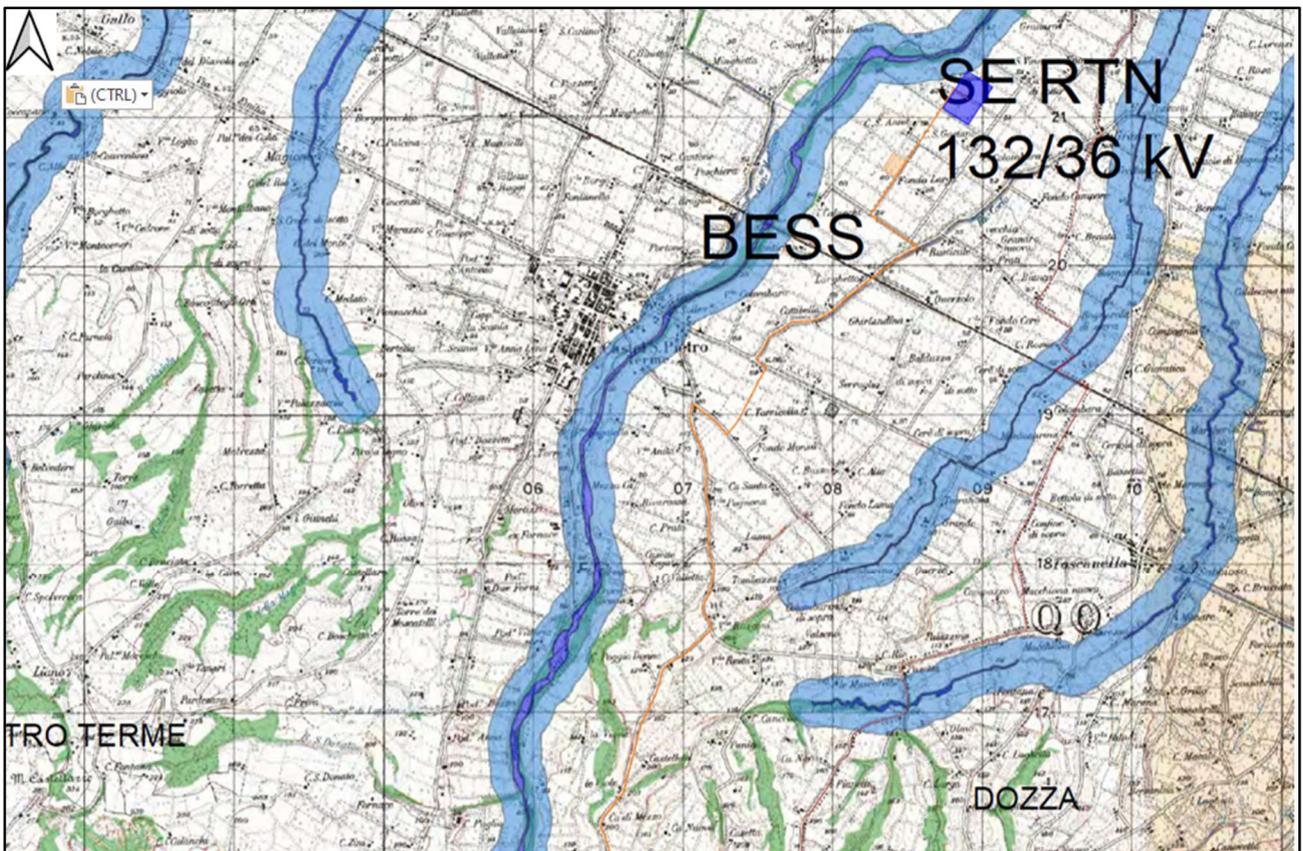


Figura 11.1.3: Carta dei vincoli paesaggistici con area d’impianto su IgM – Fonte Regione Emilia – Romagna (per maggiori dettagli grafici si veda l’elaborato “MCSA131 Carta dei vincoli paesaggistici con area d’impianto”)

Come è possibile osservare dalle **Figura 11.1.2 e 11.1.3**, 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” e Foreste e boschi” (D.Lgs. 42/2004 Art. 142 comma 1 lettera g) sempre in corrispondenza di strade esistenti.

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 “MNSA109 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.

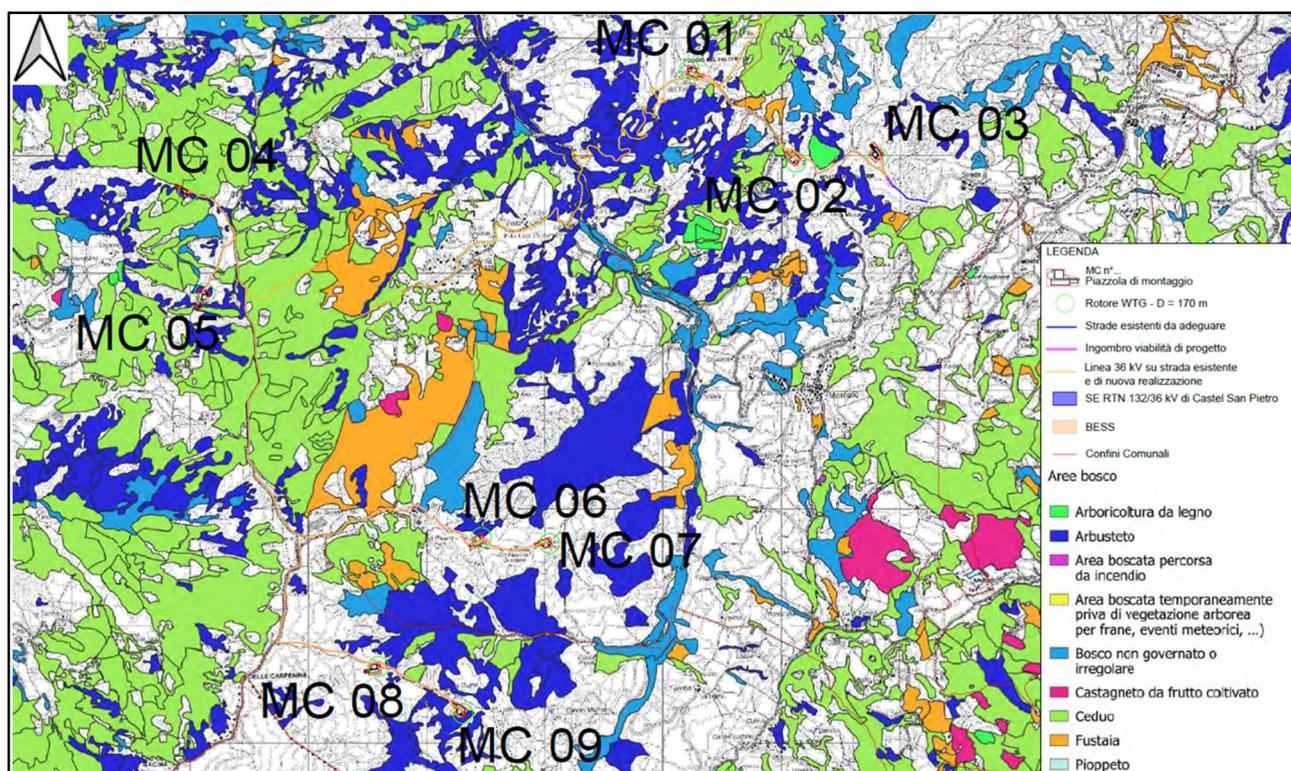


Figura 11.1.4: Carta delle aree bosco con area d’impianto (Fonte Regione Emilia-Romagna) – Area d’impianto

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.

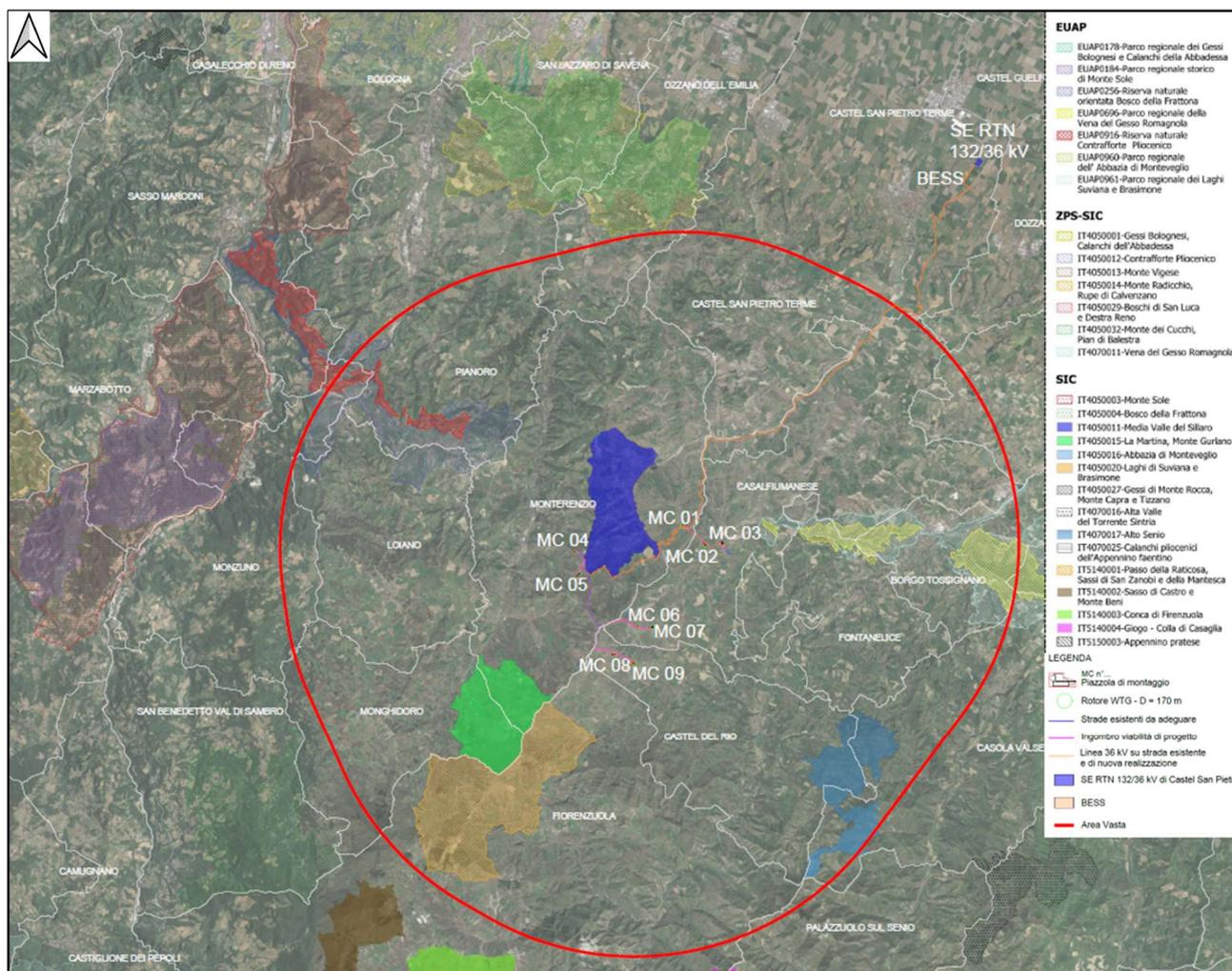


Figura 11.2.1: Inquadramento Zone SIC, ZSC e ZPS con perimetro area vasta (Fonte Portale Cartografico nazionale)

Dalle figure 11.2.1 e 11.2.2 si evince che il Parco Eolico Eolico non interessa alcuna Zona SIC, ZSC e ZPS a livello di area d'impianto.

Nello specifico gli aerogeneratori verranno localizzati rispetto alle aree protette ad una distanza minima come di seguito dettagliato:

1. ZPS IT7228230 Lago di Guardialfiera – Foce Fiume Biferno distante 5 km dalla WTG più vicina MM04
2. SIC IT7222213 Calanchi di Montenero distante 2,4 km dalla WTG più vicina MN06;
3. SIC IT7222214 Calanchi Pisciarellò – Macchia Manes distante 7,5 km dalla WTG più vicina MN05;
4. SIC IT7222215 Calanchi Lamaturo distante 5,2 km dalla WTG più vicina MN04;
5. SIC IT7222237 Fiume Biferno (Confluenza Cigno) distante 9 km dalla WTG più vicina MN02;
6. SIC IT 7222249 Lago di Guardialfiera M.Peloso distante 5 km dalla WTG più vicina LAR14;
7. SIC IT7222250 Bosco Casale – Cerro del Ruccolo distante 10 km dalla WTG più vicina MN04;

8. SIC IT7222254 Torrente Cigno distante 9 km dalla WTG più vicina MN02;
9. SIC IT7222258 Bosco S. Martino e S. Nazzario distante 10 km dalla WTG più vicina MN04;
10. SIC IT7228228 Bosco Tanassi distante 7,5 km dalla WTG più vicina MN02;
11. SIC IT 7228229 Valle Biferno dalla Diga a Guglionesi distante 8,5 km dalla WTG più vicina MN05;
12. SIC IT7140127 Fiume Trigno distante 10,5 km dalla WTG più vicina MN06;
13. SIC IT228221 Foce Trigno distante 10,5 km dalla WTG più vicina MN01.

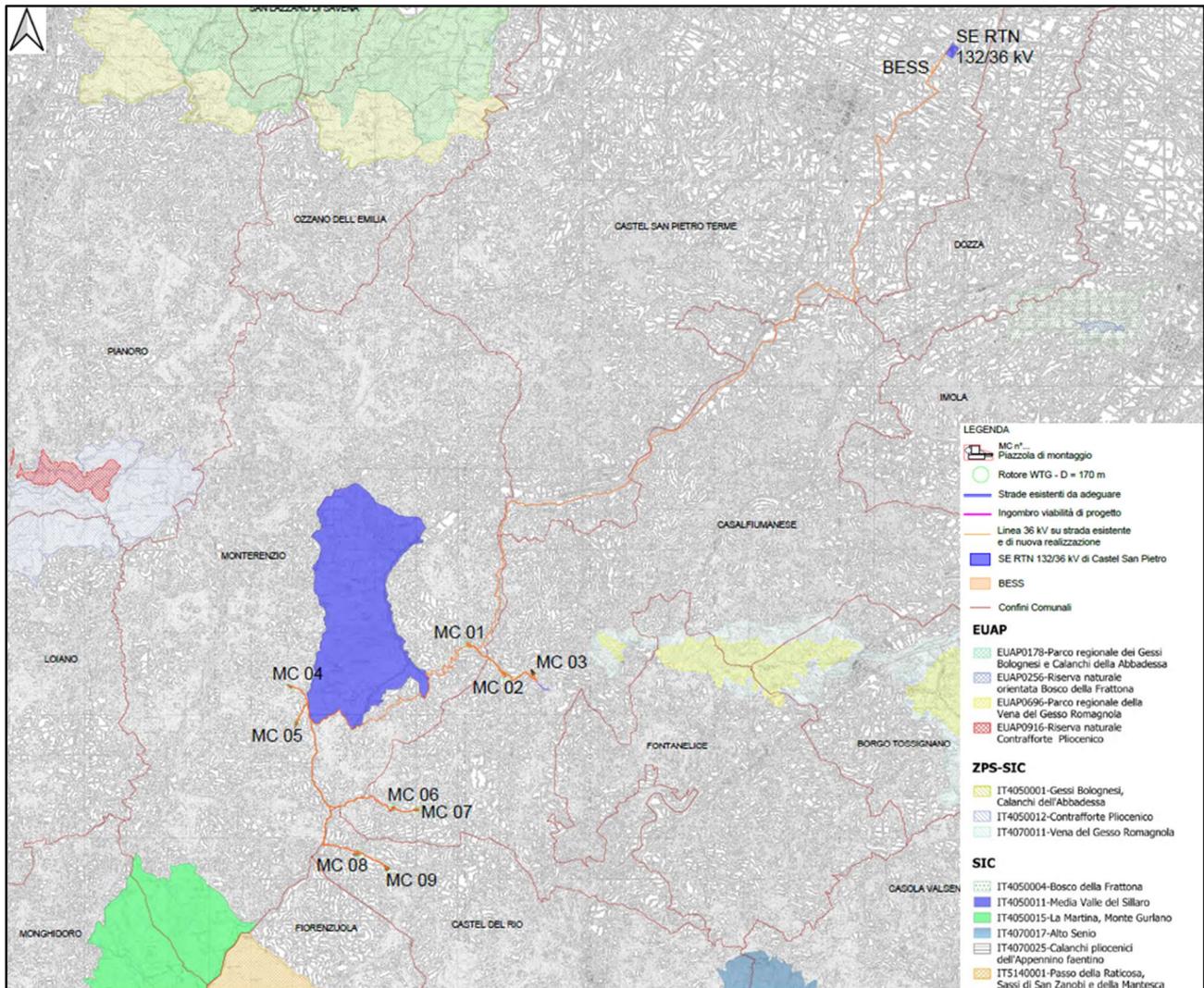


Figura 11.2.2: Inquadramento Zone SIC, ZSC e ZPS area d'impianto (Fonte Portale Cartografico nazionale)

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

Nelle **Figure 11.3.1, 11.3.2, 11.3.3** viene rappresentato il layout di impianto con riferimento agli strumenti di tutela di livello regionale (PTPR), provinciale (PTM) e comunale (PSC-PRG).

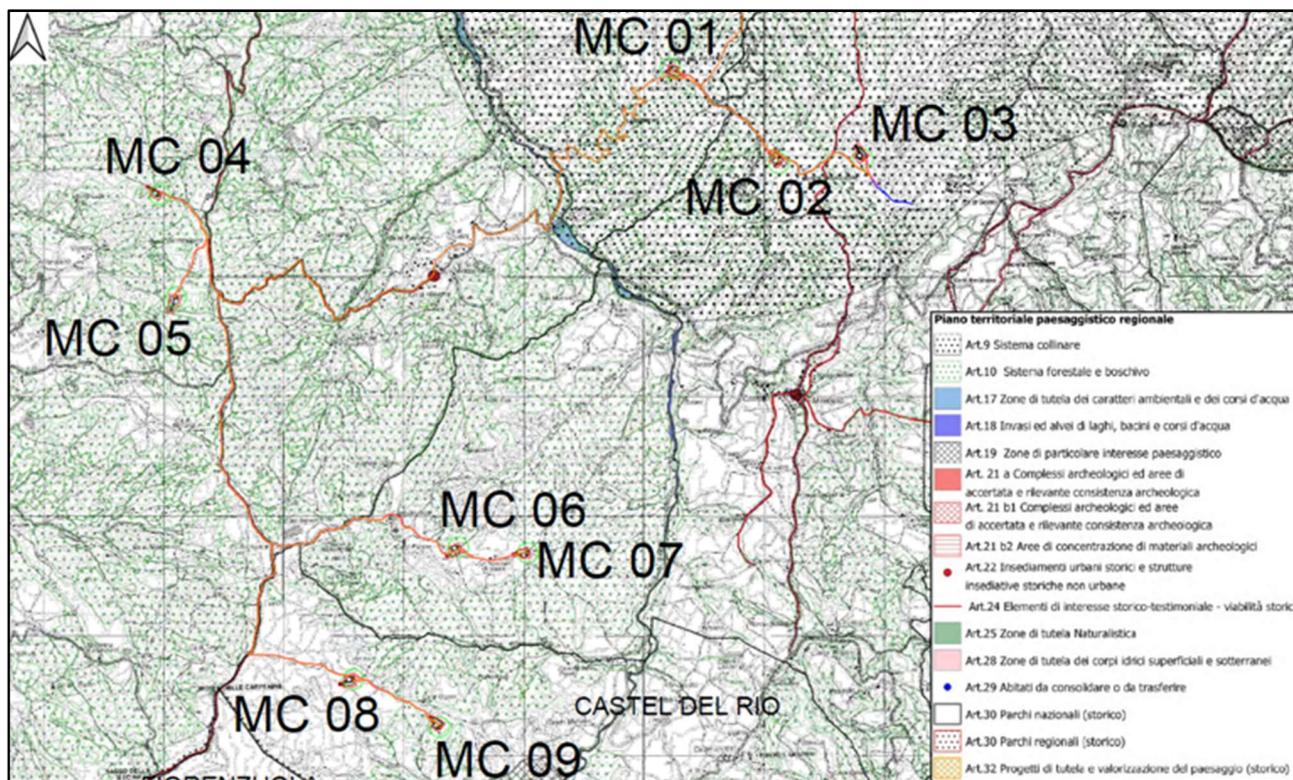


Figura 11.3.1: Inquadramento area d'impianto eolico rispetto al PTPR (per maggiori dettagli grafici si richiama l'elaborato MCSA114) – Fonte Regione Emilia-Romagna

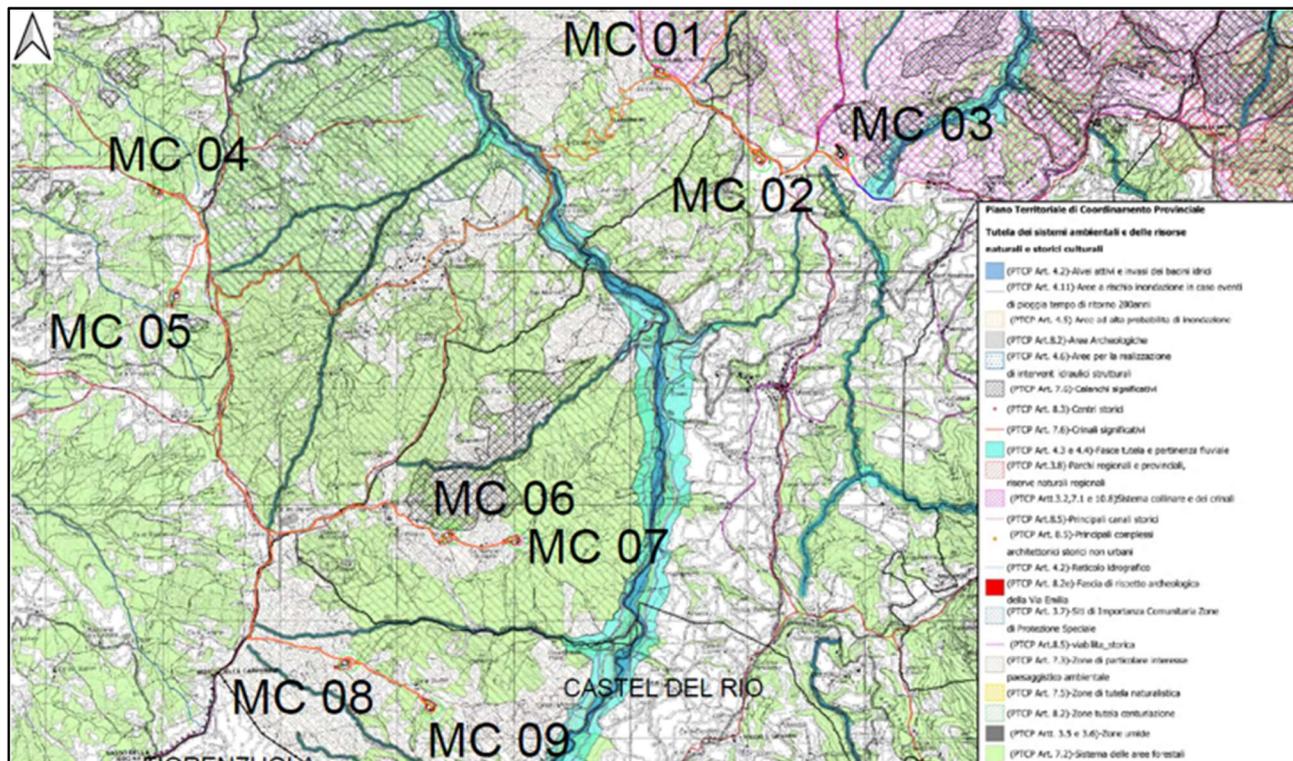


Figura 11.3.2: Inquadramento area d'impianto eolico rispetto al PTM - PTCP (per maggiori dettagli grafici si richiama l'elaborato MCSA115) – Fonte Regione Emilia-Romagna

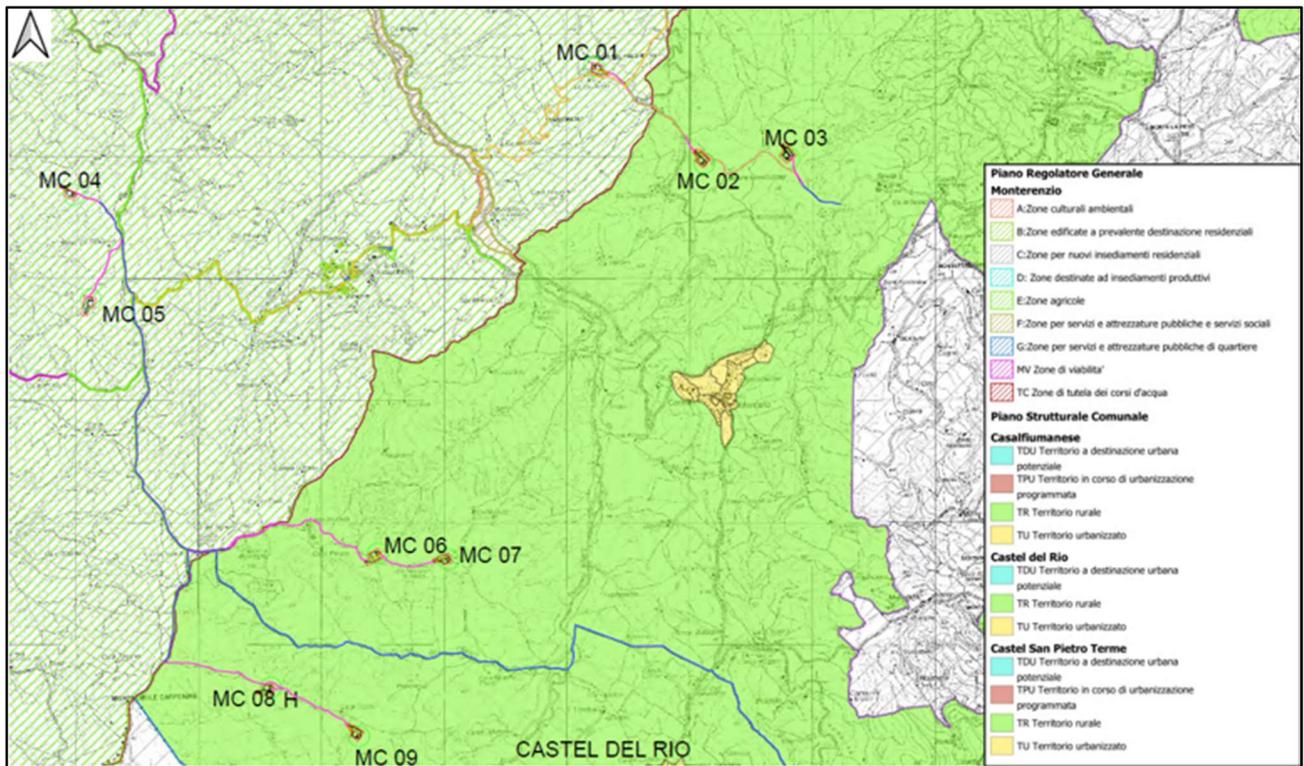


Figura 11.3.3: Inquadramento area d’impianto eolico rispetto agli strumenti urbanistici vigenti (per maggiori dettagli grafici si richiama l’elaborato MCEG014) – Fonte Regione Emilia-Romagna

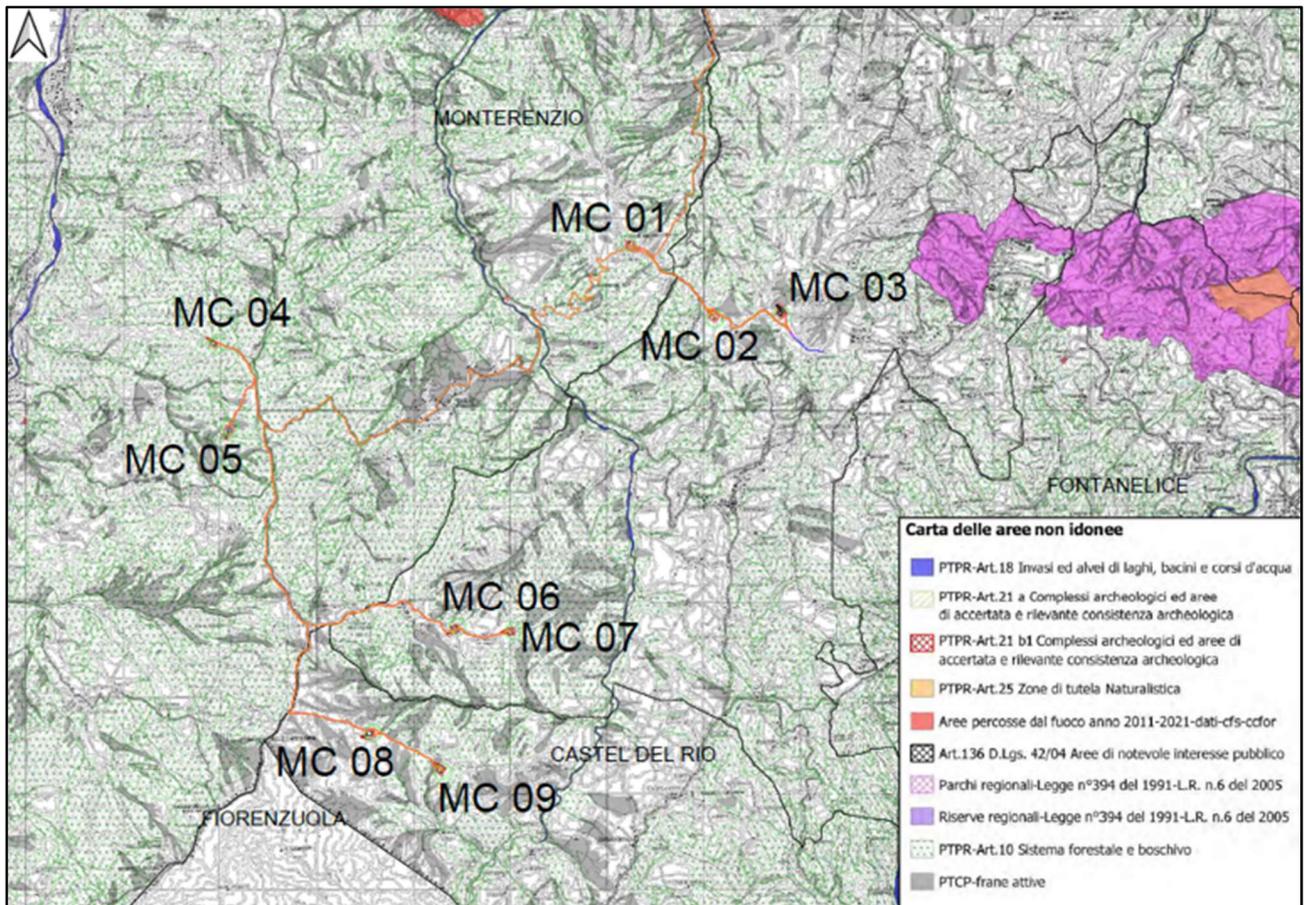


Figura 10.3.4: Inquadramento area d’impianto eolico rispetto alle Aree Non Idonee agli impianti eolici della Regione Emilia-Romagna (per maggiori dettagli grafici si richiama l’elaborato MCSA113)

Nella **Figura 11.3.4** sono sintetizzate le aree non idonee all'installazione di impianti eolici come da Delibera dell'Assemblea regionale del 26 luglio 2011 n.51 della Regione Emilia- Romagna.

Dalla sua analisi si osserva che le piazzole di montaggio in corrispondenza dell'aerogeneratore MC03 MC05 e MC09 interferiscono con aree interessate da frane attive. Tali aree verranno stabilizzate con opportuni interventi di regimentazione delle acque ripristinando lo stato dei luoghi in quanto successivamente alla fase di installazione ed avviamento dell'impianto le suddette piazzole saranno oggetto di ripristino parziale come descritto nel paragrafo 8.2.

Risulta altresì evidente una minima interferenza con il sistema boschivo in corrispondenza delle piazzole di montaggio MC04 e MC05 per le quali si applicherà quanto previsto dal PTPR (di seguito art. 10bis e 10ter) per le *opere di natura tecnologica e infrastrutturale* di pubblica utilità quali appunto gli impianti eolici.

Dalle Norme di attuazione del PTPR:

“10bis. Il progetto relativo alle opere di natura tecnologica e infrastrutturale da realizzare in area forestale o boschiva ai sensi dei commi 9 e 9bis, deve contemplare, altresì, gli interventi compensativi dei valori compromessi.

10ter. Le Province nell'ambito dei P.T.C.P. individuano gli ambiti territoriali idonei alla realizzazione dei rimboschimenti compensativi di cui al comma precedente secondo quanto previsto dall'art. 4 del D.Lgs. 18 maggio 2001, n. 227, che dovranno ricadere all'interno del medesimo bacino idrografico nel quale è stato autorizzato l'intervento di trasformazione.”

Pertanto, considerando gli interventi di mitigazioni previsti, il carattere temporaneo limitato delle parti d'opera interferenti con le frane attive e le aree forestali e boschive e la posizione delle fondazioni esterne a tali aree, si ritiene il progetto sostanzialmente esterno alle aree non idonee e compatibile con gli strumenti di pianificazione sopra menzionati.

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

Nel territorio del bacino idrografico del Fiume Reno il PAI (Piano Assetto Idrogeologico) è sviluppato in stralci per sottobacino.

Il “**parco eolico Emilia**”, interessa principalmente il **bacino idrografico del Torrente Sillaro** ed in parte il terreno Idice-Savena vivo (vedi Fig.11.4.1), consultabile al seguente sito <https://ambiente.regione.emilia-romagna.it/it/suolo-bacino/sezioni/pianificazione/autorita-bacino-reno/psai>.

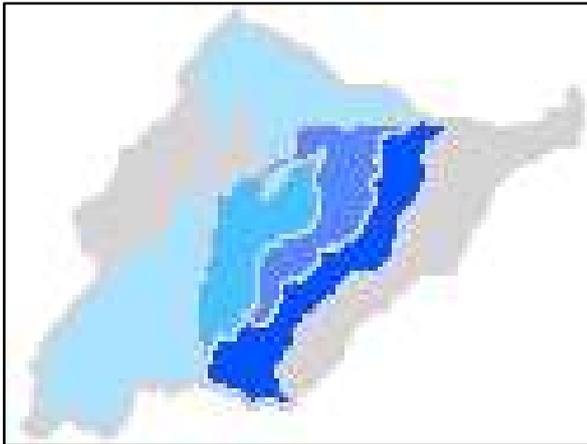


Figura 11.4.1.: Bacino idrografico del Fiume Reno e sottobacini

Il Piano di Bacino individua le aree a rischio esondazione e quelle a rischio frana presenti all'interno dell'area di competenza dell'Autorità stessa.

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 perimetrazione comprende la suddivisione nelle seguenti zone a diverso grado di pericolosità:

- zona 1 - area in dissesto;
- zona 2 - area di possibile evoluzione del dissesto;
- zona 3 - area di possibile influenza del dissesto;
- zona 4 – area da sottoporre a verifica;
- zona 5 – area di influenza sull’evoluzione del dissesto.

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.**

In particolare, come da Figura 10.4.1, gli aerogeneratori MC03, MC06, MC07 e MC08, ricadono all’interno di aree a rischio idrogeologico con indici di rischio moderato R2.

Per le aree a rischio basso e moderato (art.13 del testo coordinato <https://ambiente.regione.emilia-romagna.it/it/suolo-bacino/sezioni/pianificazione/autorita-bacini-romagnoli/varianti>

1/copy_of_Normativa_coordinata.pdf) [...] l'analisi di approfondimento e la verifica di eventuali rischi assoluti viene demandata ai Comuni, i quali potranno definire le conseguenti misure di salvaguardia, secondo quanto disposto dagli artt. 12 e 12 quater [...] ovvero approfondimenti di indagine geognostica, come già previsto per le fasi di progettazione definitivo-esecutiva.

Per quanto riguarda le interferenze tra cavidotti, nuova viabilità e aree a rischio frana, sono da segnalare i tratti di accesso all'aerogeneratore MC03 e MC06; in sede di progettazione definitivo-esecutiva dovranno essere valutate le migliori soluzioni tecniche al fine di garantire la stabilità delle strade e dei cavidotti.

In conclusione, è possibile affermare che:

- l'intervento risulta di dichiarato interesse pubblico;
- non risultano interventi PAI in previsione per le aree individuate;
- l'intervento non aumenterà il carico insediativo;
- saranno realizzati con tutti gli accorgimenti costruttivi per assicurare all'opera ed alle infrastrutture connesse stabilità e durabilità nel tempo;
- non risultano interferenze con misure di protezione civile dei comuni interessati.

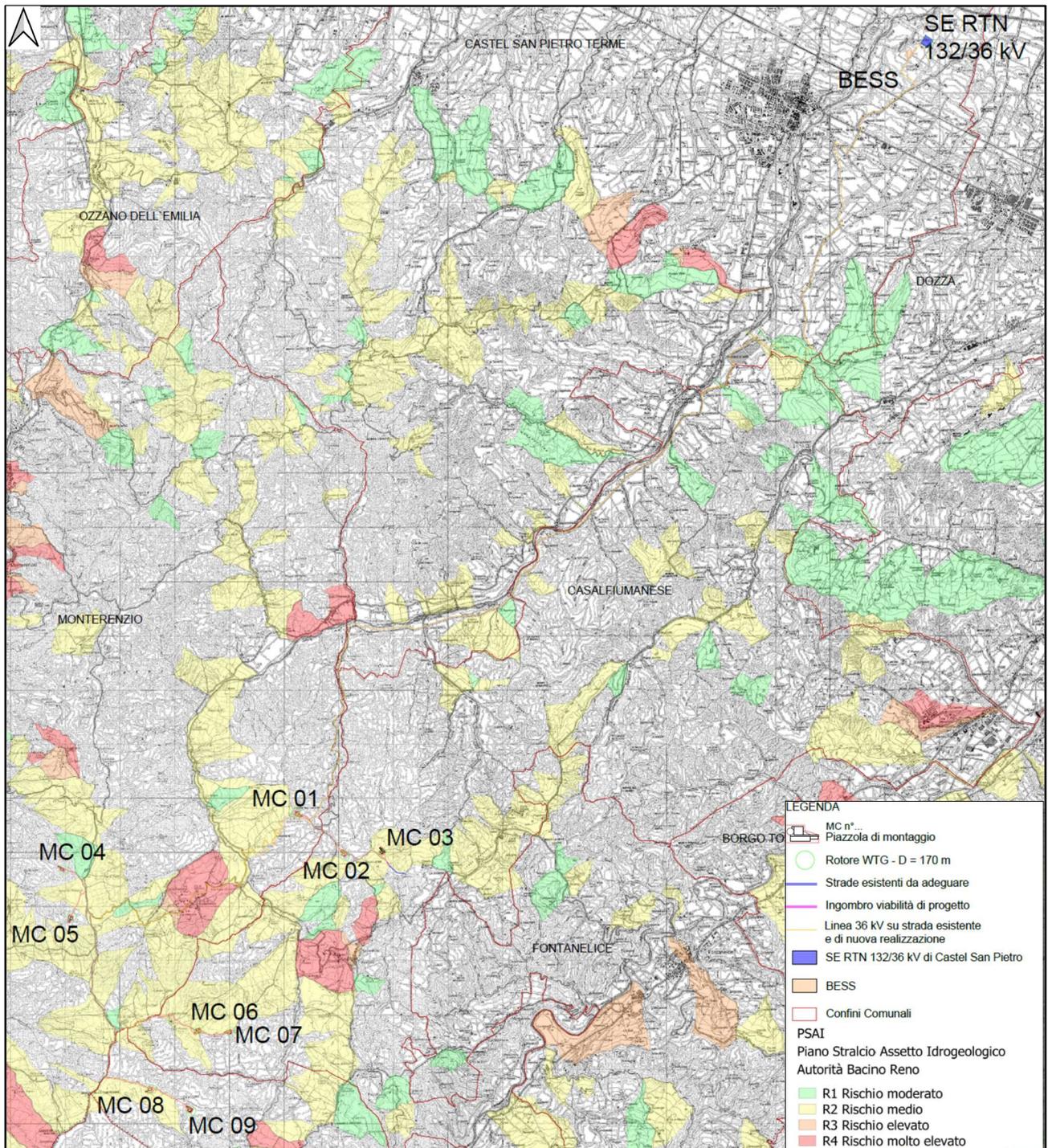


Figura 11.4.2: Carta dei vincoli PAI su CTR

11.5. Compatibilità con il Vincolo Idrogeologico – R.D.L. 3267/23

Ai sensi del R.D.L. 3267/23, l'area del Parco Eolico Emilia ricade interamente all'interno del vincolo idrogeologico (vedi Fig.11.5.1).

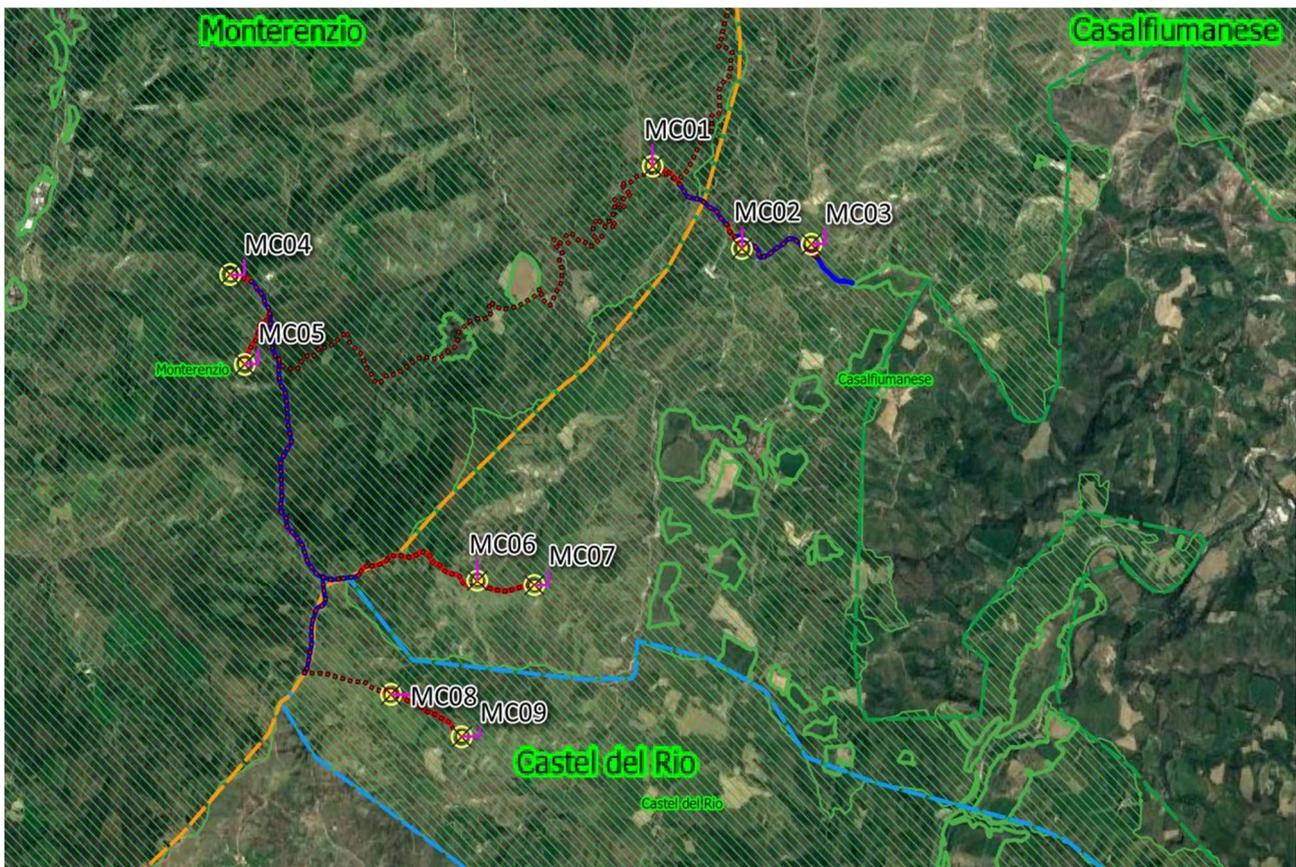


Figura 11.5.1: Carte del vincolo idrogeologico

La realizzazione delle opere accessorie (strade, piazzole) dovrà prevedere l'utilizzato di terreno granulare, avente buone caratteristiche geotecniche e buona permeabilità, tali da garantire la stabilità delle opere stesse.

Sarà necessario effettuare una corretta regimazione delle acque superficiali mediante la realizzazione di canali di sgrondamento e di guardia.

Si precisa tuttavia che le opere in progetto (aerogeneratori, cavidotti, piazzole e strade di accesso) non andranno a variare significativamente il regime delle acque di superficie della zona, né ovviamente ad interferire con il regime delle acque sotterranee non presenti nell'area del Parco.

11.6. 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**).

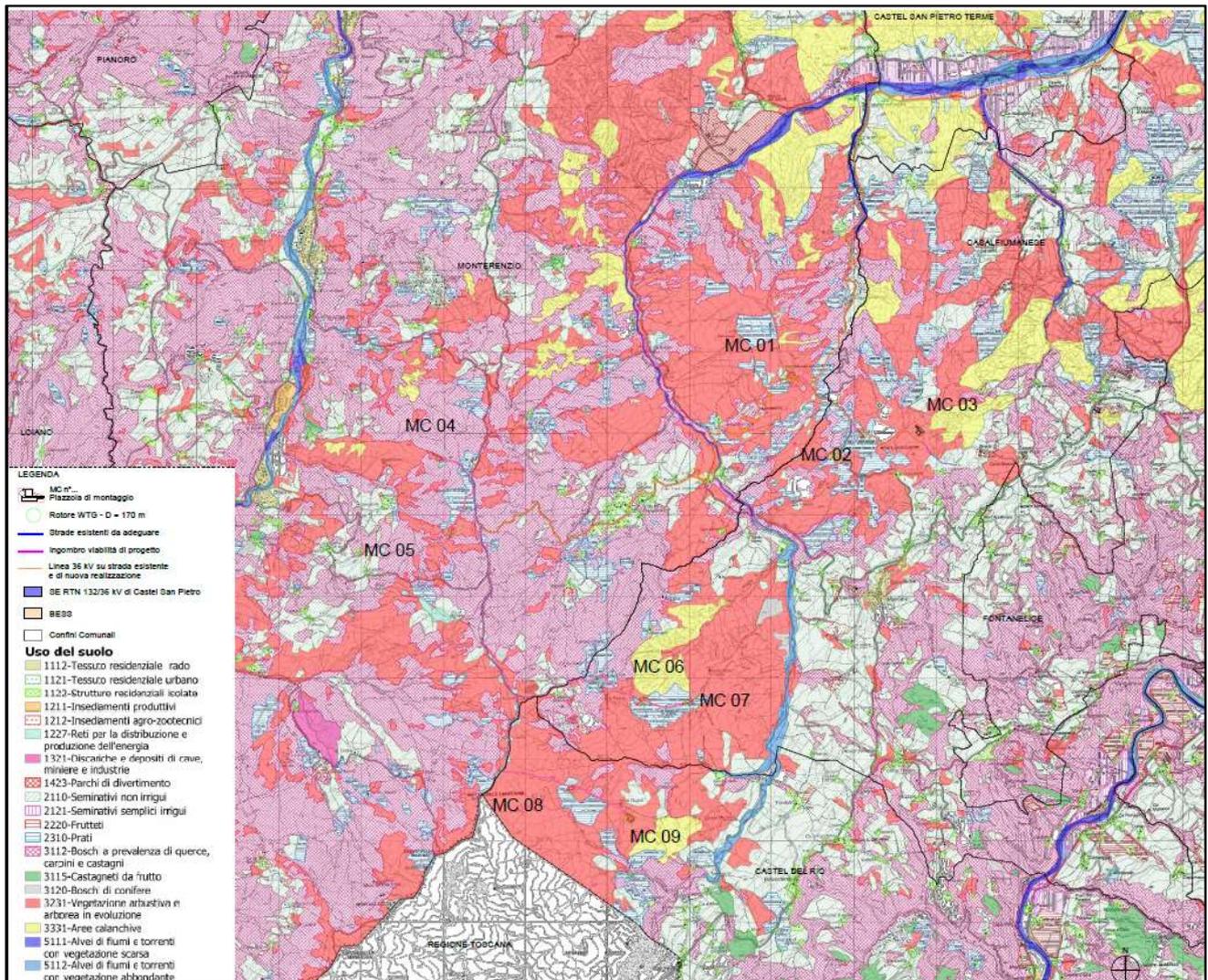


Figura 11.6.1: Classificazione d'uso del suolo area d'impianto per la parte di progetto relativa agli aerogeneratori

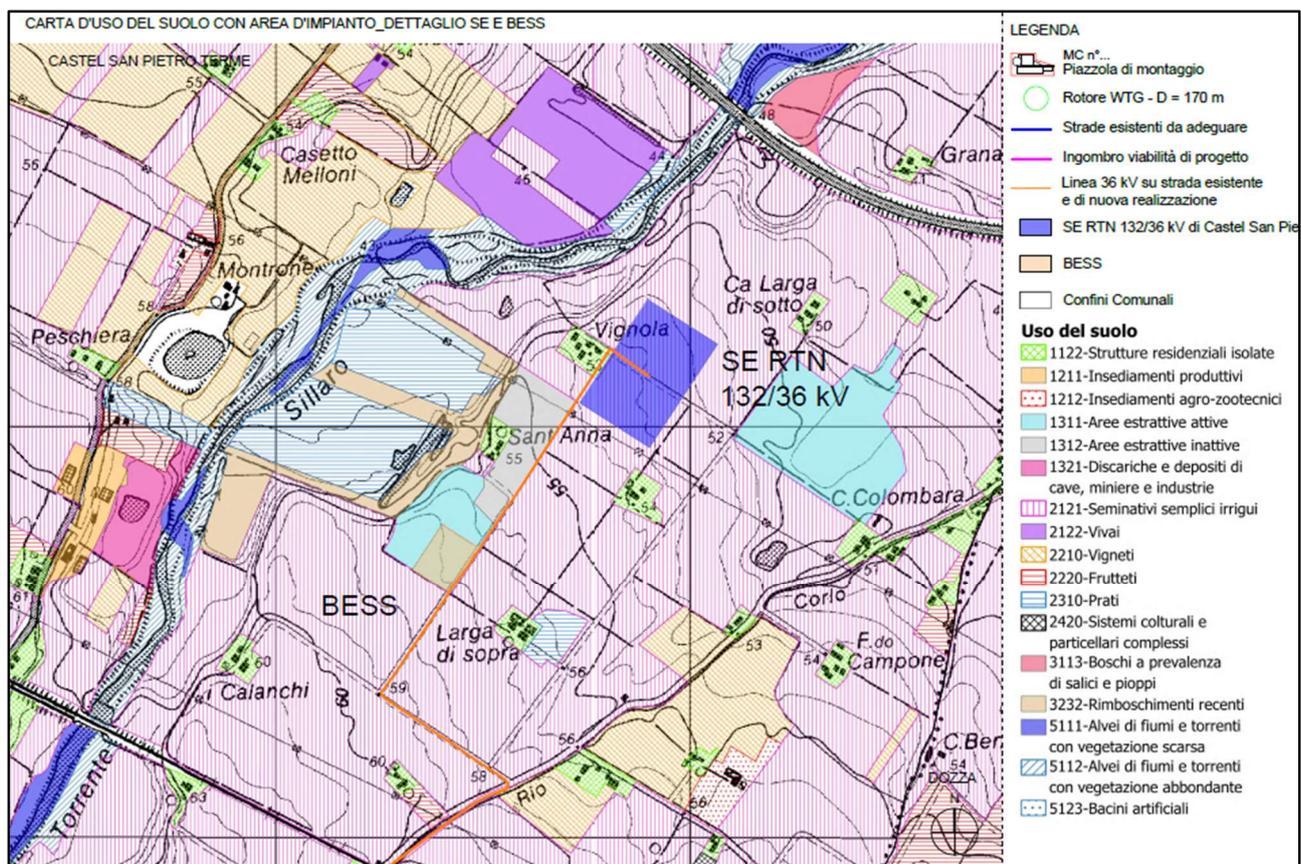


Figura 11.6.2: Classificazione d'uso del suolo area d'impianto per la parte di progetto relativa al BESS e alla SE RTN 132/36 kV di Castel San Pietro Terme

Per quanto sopra esposto e per quanto argomentato nel documento "MCSA111-Relazione Pedo-agronomica", 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 Km ²
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*)

Quindi 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.

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 distribuiti in fase realizzazione, esercizio e dismissione dell'impianto in esame costituito da 6 aerogeneratori da 6 MW per una potenza complessiva di 36 MW sono:

- 20 addetti in fase di progettazione dell'impianto.
- 60 addetti in fase di realizzazione dell'impianto;
- 5 addetti in fase di esercizio per la gestione dell'impianto;
- 30 addetti in fase di dismissione.

12.1. Risvolti sulle realtà locali

L'impianto diverrà, inoltre, un luogo di lavoro permanente per tutta la vita utile dello 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. INQUADRAMENTO NORMATIVO ED AUTORIZZATIVO

Il progetto in esame è stato elaborato sulla base della normativa europea, nazionale e regionale vigente con particolare riferimento a quella della Regione Emilia-Romagna si ritiene sia compatibile con tali strumenti.

I riferimenti sotto citati possono non essere esaustivi, pertanto, ulteriori disposizioni di legge e norme in materia si considerano applicate anche se non indicate.

13.1. NORMATIVA DI RIFERIMENTO

Di seguito si riporta l'elenco delle norme di riferimento.

Settore energetico – Livello Nazionale:

- D.L. 50 del 17 Maggio 2022 n. 50 (Decreto Aiuti);
- D.P.R. 24 maggio 1988, n.203 ("Attuazione delle direttive CEE nn. 80/779, 82/884 e 85/203 concernenti norma in materia di qualità dell'aria, relativamente a specifici agenti inquinanti, e di inquinamento prodotto dagli impianti industriali, ai sensi dell'art. 15 della L. 16 aprile 1987, n. 183");
- L. 9 gennaio 1991 n.9, concernente la parziale liberalizzazione della produzione di energia elettrica;
- L. 9 gennaio 1991 n.10, concernente la promozione del risparmio di energia e dell'impiego di fonti rinnovabili;
- delibera CIPE 126/99 del 6 agosto 1999 "Libro bianco per la valorizzazione energetica delle fonti rinnovabili", con il quale il Governo italiano individua gli obiettivi da percorrere per ciascuna fonte;
- Decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 ("Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica");
- legge 1 giugno 2001, n.120 "Ratifica ed esecuzione del Protocollo di Kyoto alla Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici", tenutosi a Kyoto l'11 dicembre 1997";
- D.Lgs 7 febbraio 2002 contenente misure urgenti per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale. Tale decreto, conosciuto come "Decreto Sblocca centrali", prende avvio dalla constatata necessità di un rapido incremento della capacità nazionale di produzione di energia elettrica;

- D.Lgs 29 dicembre 2003, n. 387 e s.m.i. "Attuazione della direttiva 2001/77/CE (oggi sostituita e modificata dalla Direttiva 2009/28/CE) relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità";
- D.M. 23.6.2016, con riferimento agli impianti eolici di grossa taglia e di nuova realizzazione, prevedeva che gli stessi potessero essere incentivati a seguito di aggiudicazione delle procedure competitive di asta al ribasso.
- L. n. 99/2009, conversione del cosiddetto DDL Sviluppo, stabilisce le "Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia";
- D. Lgs 8 luglio 2010 n. 105 "Misure urgenti in materia di energia" così come modificato dalla L. 13 agosto 2010 n.129 "Conversione in legge, con modificazioni, del D.Lgs. 8 luglio 2010, n. 105, recante misure urgenti in materia di energia. Proroga di termine per l'esercizio di delega legislativa in materia di riordino del sistema degli incentivi";
- D.M. 10 settembre 2010 "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili ", in cui sono definite le linee guida nazionali per lo svolgimento del procedimento unico ex art. 12 del d.lgs. 387/2003 per l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio di impianti di produzione di elettricità da fonti rinnovabili, nonché linee guida per gli impianti stessi;
- D. Lgs. 3 marzo 2011, n.28, "Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE".

A livello regionale sono stati considerati i seguenti riferimenti normativi:

- Delibera dell'Assemblea regionale del 26 luglio 2011 n.51 della Regione Emilia- Romagna – Aree non idonee FER;
- Piano energetico regionale - approvato con Delibera dell'Assemblea legislativa n. 111 del 1 marzo 2017;
- P.T.C.R. (Piano Territoriale di Coordinamento Regionale) della Regione Emilia Romagna;
- PTM (Piano Territoriale Metropolitano) della Città Metropolitana di Bologna;
- Piano dell'Autorità di Bacino del Fiume Reno;
- I decreti relativi all'insussistenza di usi civici nei comuni della regione Emilia-Romagna.
- Vincolo Idrogeologico ai sensi del R.D.L. 3267/23, L.R. 18/01/2000 n°6 e Deliberazione del Consiglio Regionale n.283 del 23/7/1986;

Elettrodotti, linee elettriche, sottostazioni e cabine di trasformazione:

- Regio Decreto 11 dicembre 1933, n. 1175 ("Testo unico delle disposizioni di legge sulle acque e impianti elettrici");

- Decreto del Presidente della Repubblica 18 marzo 1965, n. 342 (“Norme integrative della legge 6 dicembre 1962, n. 1643 e norme relative al coordinamento e all'esercizio delle attività elettriche esercitate da enti ed imprese diversi dall'Ente Nazionale per l'Energia Elettrica”);
- Legge 28 giugno 1986, n. 339 (“Nuove norme per la disciplina della costruzione e dell'esercizio di linee elettriche aeree esterne”);
- Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 23 aprile 1992 (“Limiti massimi di esposizione ai campi elettrico e magnetico generati alla frequenza industriale nominale (50 Hz) negli ambienti abitativi e nell'ambiente esterno”);
- Decreto legislativo 31 marzo 1998, n. 112 (“Conferimento di funzioni e compiti amministrativi dello Stato alle regioni ed enti locali, in attuazione del capo I della legge 15 marzo 1997, n. 59”);
- Legge 22 febbraio 2001, n. 36 (“Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici”);
- Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 8 luglio 2003 (“Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni a campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz) generati dagli elettrodotti”);
- Norme CEI 11-1, Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata;
- Norme CEI 11-17, Impianti di produzione, trasmissione, e distribuzione pubblica di energia elettrica – Linee in cavo;
- Norme CEI 11-32, Impianti di produzione di energia elettrica connessi ai sistemi di III categoria;
- Norme CEI 64-8, Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua;
- Norme CEI 103-6, Protezione delle linee di telecomunicazione dagli effetti dell'induzione elettromagnetica provocata dalle linee elettriche vicine in caso di guasto;
- CEI 211-4 “Guida ai metodi di calcolo dei campi elettrici e magnetici generati da linee elettriche”;
- DPCM 8 luglio 2003 – “Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici generati a frequenze di rete (50 Hz) generati dagli elettrodotti” – G.U. n. 200 del 29/08/03;
- Legge 22 febbraio 2001, n. 36 – “Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici” – G.U. n. 55 del 07/03/2001, e relativo regolamento attuativo;
- Decreto Legislativo 19 novembre 2007, n. 257 – G.U. n. 9 dell'11 gennaio 2008
- Delibera Autorità per l'Energia elettrica ed il gas 34/05, Disposizioni in merito alla vendita di

- energia prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili;
- Delibera Autorità per l'Energia elettrica ed il gas 281/05, Disposizioni in merito alle modalità di connessioni alle reti con obbligo di connessione di terzi;
 - Delibera Autorità per l'Energia elettrica ed il gas 182/06, Modificazioni della delibera 04/05 in merito ai metodi di rilevazione delle misure di energia per i punti di immissione e prelievo;
 - DM 21/03/88 "Disciplina per la costruzione delle linee elettriche aeree esterne" e successive modifiche ed integrazioni;
 - Circolare Ministero Ambiente e Tutela del Territorio DSA/2004/25291 del 14/11/04 in merito ai criteri per la determinazione della fascia di rispetto;
 - DM 29/05/08 "Approvazione della metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti";
 - D.M.LL.PP 21/03/88 n° 449 "Approvazione delle norme tecniche per la progettazione, l'esecuzione e l'esercizio delle linee elettriche aeree esterne";
 - D.M.LL.PP 16/01/91 n° 1260 "Aggiornamento delle norme tecniche per la disciplina della costruzione e l'esercizio delle linee elettriche aeree esterne";
 - D.M.LL.PP. 05/08/98 "Aggiornamento delle norme tecniche per la progettazione, esecuzione ed esercizio delle linee elettriche esterne";
 - Artt. 95 e 97 del D.Lgs n° 259 del 01/08/03;
 - Circola Ministeriale n. DCST/3/2/7900/42285/2940 del 18/02/82 "Protezione delle linee di telecomunicazione per perturbazioni esterne di natura elettrica – Aggiornamento delle Circolare del Mini. P.T. LCI/43505/3200 del 08/01/68;
 - Circolare "Prescrizione per gli impianti di telecomunicazione allacciati alla rete pubblica, installati nelle cabine, stazioni e centrali elettriche AT", trasmessa con nota Ministeriale n. LCI/U2/2/71571/SI del 13/03/73;
 - Delibera AEEG 168/03 Condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico, ai sensi degli articoli 3 e 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
 - Delibera AEEG 05/04 Intimazione alle imprese distributrici ad adempiere alle disposizioni in materia di servizio di misura dell'energia elettrica in corrispondenza dei punti di immissione di cui all'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 30 gennaio 2004, n. 5/04;
 - Delibera AEEG ARG/elt 98/08 Verifica del Codice di trasmissione e di dispacciamento in materia di condizioni per la gestione della produzione di energia elettrica da fonte eolica;

- Delibera AEEG ARG/elt 99/08 Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (Testo integrato delle connessioni attive – TICA);
- Delibera AEEG ARG/elt 04/10 Procedura per il miglioramento della prevedibilità delle immissioni dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili relativamente alle unità di produzione non rilevanti;
- Delibera AEEG ARG/elt 05/10 "Condizioni per il dispacciamento dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili";
- Codice di Rete TERNA.

Opere civili

- Legge 5 novembre 1971, n. 1086 ("Norme per la disciplina delle opere di conglomerato cementizio armato, normale e precompresso ed a struttura metallica");
- D.M. LL.PP. 9 gennaio 1996 ("Norme tecniche per il calcolo, l'esecuzione ed il collaudo delle strutture in cemento armato, normale e precompresso e per le strutture metalliche");
- D.M. LL.PP. 16 gennaio 1996 ("Norme tecniche relative ai Criteri generali per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e sovraccarichi");
- Legge 2 febbraio 1974, n. 64 ("Provvedimenti per le costruzioni con particolari prescrizioni per le zone sismiche");
- D.M. LL.PP. 16 gennaio 1996 ("Norme tecniche per le costruzioni in zone sismiche");
- Ordinanza 3431 Presidenza del Consiglio dei Ministri del 03.05.2005 Ulteriori modifiche ed integrazioni all'ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 3274 del 20 marzo 2003, recante "Primi elementi in materia di criteri generali per la classificazione sismica del territorio nazionale e di normative tecniche per le costruzioni in zona sismica".
- D.M. LL.PP. 11 marzo 1988 ("Norme tecniche riguardanti le indagini sui terreni e sulle rocce, la stabilità dei pendii naturali e delle scarpate, i criteri generali e le prescrizioni per la progettazione, l'esecuzione e il collaudo delle opere di sostegno delle terre e delle opere di fondazione" e successive istruzioni).
- Consiglio Nazionale delle Ricerche – Norme tecniche n. 78 del 28 luglio 1980, Norme sulle caratteristiche geometriche delle strade extraurbane;
- Consiglio Nazionale delle Ricerche – Norme Tecniche n° 90 del 15 aprile 1983;
- D.M. 05/11/2001 Norme funzionali e geometriche per la costruzione delle strade e successive modifiche e integrazioni (D.M. 22/04/2004);
- D.M. 19/04/2006 Norme funzionali e geometriche per la costruzione delle intersezioni stradali;

- Specifiche Tecniche del fornitore degli aerogeneratori in merito alla viabilità e alle piazzole;
- D.M. 17 Gennaio aggiornamento delle "Norme tecniche per le costruzioni").

13.2. PROCEDIMENTO AUTORIZZATIVO

Il rilascio dell'autorizzazione unica (art. 12 del D. Lgs. 387/2003) deve avvenire entro il termine di 180 gg. dalla domanda secondo le fasi di seguito riportate:

- I. istanza al Ministero della Transizione Ecologica e per il rilascio del Provvedimento unico in materia ambientale (art.27 D.Lgs.152/2006) che di concerto con il Ministero dei Beni e delle attività Culturali e del Turismo, trattandosi di progetto ricadente al punto 2 dell'elenco di cui all'allegato II alla Parte Seconda del D.Lgs. n. 152/2006 e s.m.i., come modificato dal D.Lgs. n. 104/2017, "impianti eolici per la produzione di energia elettrica sulla terraferma con potenza complessiva superiore a 30 MW", deve rilasciare il provvedimento finale. Complessivamente il procedimento si deve concludere entro 225 giorni (oltre agli eventuali periodi di sospensione richiesti dal proponente o dovuti all'espressione dal Consiglio dei Ministri); in ogni caso, la conferenza di servizi deve concludersi entro 210 giorni dalla sua indizione, che a sua volta avviene entro 10 giorni dalla scadenza del termine della fase di consultazione pubblica o dalla ricezione delle eventuali integrazioni;
- II. istanza di Autorizzazione Unica ex. 387-2003 al dipartimento AA.PP.- Ufficio Energia della Regione Emilia Romagna;
- III. la Regione indice conferenza dei servizi (CdS) entro 30 gg. dal ricevimento della domanda, individua gli enti interessati e non coinvolti nel procedimento di rilascio del provvedimento unico di cui al punto A. In attesa degli esiti del procedimento per il rilascio del provvedimento unico in materia ambientale, la Regione sospende i termini della procedura di A.U. ex 387-2003;
- IV. a valle degli esiti della procedura di VIA la Regione riavvia la conferenza dei servizi (CdS) ed acquisisce i pareri degli altri enti interessati dal progetto; il procedimento si chiude entro 90 gg. dal suo avvio, al netto dei tempi previsti dall'articolo 26 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, e successive modificazioni, per il provvedimento di valutazione di impatto ambientale;
- V. l'autorità competente rilascia o nega l'autorizzazione con un proprio provvedimento.

Si riporta di seguito l'elenco degli Enti competenti preposti a rilasciare il proprio parere di competenza di conformità alla normativa vigente:

- Ministero della Transizione Ecologica
- Ministero per i beni e le attività culturali e per il turismo
- Ministero per i beni e le attività culturali e per il turismo – Soprintendenza Archeologia, Belle

Arti e Paesaggio del'Emilia-Romagna

- Regione Emilia-Romagna – Dip. Ambiente ed Energia
- Regione Emilia-Romagna – Dip. Infrastrutture e Mobilità – Ufficio Geologico;
- Regione Emilia-Romagna – Dip. Infrastrutture e Mobilità – Ufficio Difesa del Suolo;
- Regione Emilia-Romagna – Dip. Politiche Agricole e Forestali – Ufficio Foreste e Tutela del Territorio;
- Regione Emilia-Romagna – Dip. Politiche Agricole e Forestali – Ufficio sostegno alle imprese agricole, infrastrutture rurali s.p. – USI CIVICI;
- Città Metropolitana di Bologna – Servizio Trasporti;
- Città Metropolitana di Bologna – Servizio Trasporti;
- Comune di Castel San Pietro Terme, Monterezeno, Castel del Rio e Casalfiumanese;
- Ministero dell'Interno – Comando Vigili del Fuoco di Bologna;
- Marina Militare - Comando Marittimo;
- Aeronautica Militare;
- Ufficio Servitù Militari;
- Comando Militare Esercito Emilia-Romagna;
- ENAC;
- ENAV;
- Autorità di Bacino del Fiume Reno;
- ARPA Emilia-Romagna;
- Provincia di Bologna;
- Anas S.p.A.;
- Terna Rete Italia S.p.A.
- E-distribuzione S.p.a.