



DICEMBRE 2023

GREEN FROGS CORREGGIO S.R.L.

IMPIANTO FOTOVOLTAICO

POTENZA NOMINALE 12,33 MWp

COMUNE DI CORREGGIO (RE)

**ISTANZA DI VERIFICA DI
ASSOGGETTABILITA' A VIA – L.R.
4/2018**

RELAZIONE TECNICA GENERALE

Progettisti (o coordinamento)

Ing. Laura Maria Conti n. ordine Ing. Pavia 1726

Arch. Sara Zucca (coordinamento)

Codice elaborato

3162_5891_CO_VVIA_R02_Rev0_RTG.docx

Montana

Memorandum delle revisioni

Cod. Documento	Data	Tipo revisione	Redatto	Verificato	Approvato
3162_5891_CO_VVIA_R02_Rev0_RTG.docx	12/2023	Prima emissione	G.d.L.	S.Zucca	L.Conti

Gruppo di lavoro

Nome e cognome	Ruolo nel gruppo di lavoro	N° ordine
Laura Maria Conti	Direzione Tecnica	Ordine Ing. Pavia 1726
Riccardo Festante	Responsabile commerciale	
Corrado Pluchino	Responsabile Tecnico Operativo	Ord. Ing. Milano A27174
Sara Zucca	Architetto - Project Manager	
Fabio Lassini	Ingegnere Idraulico	Ordine Ing. Milano A29719
Andrea Delussu	Ingegnere Elettrico	
Matthew Piscedda	Esperto in discipline elettriche	
Michele Dessì	Ingegnere Elettrico	
Lia Buvoli	Biologa	
Fabio Bonelli	Naturalista	
Andrea Mastio	Ingegnere Ambientale	
Damiano Collu	Ingegnere Ambientale	
Sergio Alifano	Architetto	
Stefano Adami	Ingegnere Ambientale	
Graziella Cusmano	Architetto	

Montana S.p.A.

Via Angelo Carlo Fumagalli 6, 20143 Milano

Tel. +39 02 54 11 81 73 | Fax +39 02 54 12 98 90

Milano (Sede Certificata ISO) | Brescia | Palermo | Cagliari | Roma | Siracusa

C. F. e P. IVA 10414270156

Cap. Soc. 600.000,00 €

www.montanambiente.com





Nome e cognome	Ruolo nel gruppo di lavoro	N° ordine
Stefano Corrù	Ingegnere civile strutturista	
Matteo Zagarola	Archeologo	
Alessandro Casalicchio	Ingegnere idraulico	
Daniele Gerosa	Geologo	
Federico Miscali	Tecnico Competente in Acustica	Ord. Ing. Prov. CA n. 5061 - ENTECA n. 4017

Montana S.p.A.

Via Angelo Carlo Fumagalli 6, 20143 Milano

Tel. +39 02 54 11 81 73 | Fax +39 02 54 12 98 90

Milano (Sede Certificata ISO) | Brescia | Palermo | Cagliari | Roma | Siracusa

C. F. e P. IVA 10414270156

Cap. Soc. 600.000,00 €

www.montanambiente.com



INDICE

1. PREMESSA	6
1.1 SCOPO DEL DOCUMENTO	7
2. DESCRIZIONE DEL PROGETTO	8
2.1 INQUADRAMENTO DEL SITO	8
<i>2.1.1 Inquadramento Territoriale</i>	<i>8</i>
<i>2.1.2 Inquadramento Catastale</i>	<i>12</i>
<i>2.1.3 Inquadramento normativo</i>	<i>13</i>
<i>2.1.4 Dati generali del progetto</i>	<i>15</i>
3. STATO DI FATTO	16
3.1 DATI AMBIENTALI E CLIMATICI DEL SITO	16
3.2 TOPOGRAFIA	16
3.3 GEOLOGIA, IDROLOGIA E GEOTECNICA	16
3.3.1 Inquadramento geologico e geomorfologico	16
3.3.2 Inquadramento idrogeologico e idrografico	19
3.3.3 Caratterizzazione sismica	22
4. TUTELE E VINCOLI	26
4.1 PROGRAMMAZIONE ENERGETICA	26
4.1.1 Orientamenti e Indirizzi Comunitari	26
4.1.2 Orientamenti e Indirizzi Nazionali	26
4.1.3 Strumenti di Pianificazione Energetica Regionale	29
4.2 PIANIFICAZIONE NAZIONALE	30
4.2.1 Aree non Idonee per le Energie Rinnovabili - Decreto Ministeriale 10/09/2010	30
4.2.2 Decreto Legislativo 8 novembre 2021, n. 199	32
4.2.3 Assemblea legislativa della Regione Emilia-Romagna – Deliberazione assembleare N.28 del 6 Dicembre 2010 34	
4.2.4 Deliberazione dell’assemblea legislativa della regione Emilia-Romagna 23 Maggio 2023 n. 125	36
4.2.5 Aree Naturali Protette, Rete Natura 2000, IBA	36
4.3 PIANIFICAZIONE REGIONALE	39
4.3.1 Piano Territoriale Regionale (PTR)	39
4.3.2 Piano Territoriale Paesaggistico Regionale (PTPR)	40
4.4 PIANIFICAZIONE PROVINCIALE	43
4.4.1 Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale (PTCP) di Reggio Emilia	43
4.5 PIANIFICAZIONE COMUNALE	47
4.5.1 Piano Regolatore Generale (PRG) di Correggio	47
4.5.2 Altri vincoli analizzati	48
4.6 STRUMENTI DI PIANIFICAZIONE E PROGRAMMAZIONE SETTORIALE	49
4.6.1 Piano di Gestione del Rischio Alluvioni	49
4.6.2 Piano Stralcio di Bacino per l’Assetto Idrogeologico	50
4.6.3 Piano Regionale di Tutela delle Acque	51
4.7 VINCOLI AMBIENTALI E TERRITORIALI VIGENTI	51
4.8 CONCLUSIONI	53
5. STATO DI PROGETTO	56

5.1	CRITERI DI PROGETTAZIONE	56
5.2	DISPONIBILITÀ DI CONNESSIONE	56
5.3	LAYOUT D’IMPIANTO	56
5.4	DESCRIZIONE DEI COMPONENTI DELL’IMPIANTO	59
5.4.1	<i>Moduli fotovoltaici</i>	59
5.4.2	<i>Strutture di supporto moduli (tracker)</i>	60
5.4.3	<i>String box</i>	61
5.4.4	<i>Power Station</i>	61
5.4.5	<i>Cavi di potenza BT e MT</i>	64
5.4.6	<i>Sistema SCADA</i>	64
5.4.7	<i>Cavi di controllo e TLC</i>	65
5.4.8	<i>Cabina di Consegna e Cabina Utente</i>	65
5.4.9	<i>Monitoraggio ambientale</i>	66
5.4.10	<i>Sistema di sicurezza antintrusione</i>	66
5.4.11	<i>Recinzione</i>	67
5.4.12	<i>Sistema di drenaggio</i>	67
5.4.13	<i>Viabilità del sito</i>	68
5.4.14	<i>Sistema antincendio</i>	68
5.5	CONNESSIONE ALLA RTN	69
5.6	CALCOLI DI PROGETTO	71
5.6.1	<i>Calcoli di producibilità</i>	71
5.6.2	<i>Calcoli elettrici</i>	71
5.6.3	<i>Calcoli strutturali</i>	71
5.6.4	<i>Calcoli idraulici</i>	72
5.7	FASI DI COSTRUZIONE	74
5.8	PRIME INDICAZIONI DI SICUREZZA	75
5.9	SCAVI E MOVIMENTI DI TERRA	76
5.10	PERSONALE E MEZZI	76
5.11	OPERE A VERDE DI MITIGAZIONE	77
6.	FASI TEMPORALI DELL’IMPIANTO	87
6.1	FASE REALIZZATIVA	87
6.2	FASE PRODUTTIVA	88
6.3	FASE DI DISMISSIONE	88
7.	COSTI	90
8.	RIFERIMENTI NORMATIVI	91



1. PREMESSA

Il progetto prevede la realizzazione di un impianto solare fotovoltaico al suolo all'interno del territorio comunale di Correggio, in provincia di Reggio dell'Emilia (RE), di potenza nominale pari a 12,33 MW, su un'area catastale di circa 23,6 ettari.

La società proponente è la GREEN FROGS CORREGGIO s.r.l., con sede legale in via Fratelli Cairoli 2, 25122, Brescia (BS).

Il progetto risponde alla necessità di produrre energia rispettando, al contempo, l'esigenza, ormai da tempo sentita sia a livello nazionale sia internazionale, di una maggiore sostenibilità ambientale delle attività economiche. Nel caso specifico, si fa riferimento all'impiego privilegiato di risorse energetiche rinnovabili, ottenute mediante tecnologie produttive poco impattanti sull'ambiente, ovvero caratterizzate da emissioni contenute di inquinanti e calore.

Il D. Lgs. n. 199 dell'8 novembre 2021 “Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili”, con l'obiettivo di accelerare il percorso di crescita sostenibile del Paese, reca le disposizioni in materia di energia da fonti rinnovabili, in coerenza con gli obiettivi europei di decarbonizzazione del sistema energetico al 2030 e di completa decarbonizzazione al 2050.

Al fine, pertanto, di permettere alle regioni e Province Autonome l'individuazione delle aree idonee all'installazione della potenza eolica e fotovoltaica indicata nel PNIEC, il D. Lgs. 199/2021 fornisce le modalità per minimizzare il relativo impatto ambientale e la massima porzione di suolo occupabile dai suddetti impianti per unità di superficie, nonché dagli impianti a fonti rinnovabili di produzione di energia elettrica già installati e le superfici tecnicamente disponibili.

L'area su cui si prevede di installare il fotovoltaico risponde ai requisiti di cui all'art. 20 “Disciplina per l'individuazione di superfici e aree idonee per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili”, comma 8, lett. c-ter) punto 1, del summenzionato Decreto: trattasi infatti di area agricola, racchiusa in un perimetro i cui punti non distano più di 500 metri da zone a destinazione industriale, artigianale e commerciale. Inoltre, si evidenzia l'assenza di vincoli ai sensi della parte seconda del codice dei beni culturali e del paesaggio, di cui al decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42.

I terreni non sono interessati da produzioni agricolo- alimentari di qualità (produzioni biologiche, produzioni D.O.P., I.G.P., S.T.G., D.O.C., D.O.C.G., produzioni tradizionali), ai sensi dei regg. (UE)848/2018, (UE)1151/2012, (UE)1308/2013.

Il progetto proposto ricade nella categoria di cui all'Allegato B della L.R. 4/2018 al punto B.2.8) “impianti industriali non termici per la produzione di energia, vapore e acqua calda di potenza complessiva superiore a 1 MW” e verrà pertanto sottoposto alla Verifica di Assoggettabilità a VIA, ai sensi dell'art. 5 della L.R. 4/2018, la quale recepisce le disposizioni del Testo Unico dell'Ambiente (punto 2 lettera b) dell'Allegato IV della parte seconda del D.Lgs. 152/2006.)

Il progetto verrà connesso alla rete MT (15 kV) di e-distribuzione secondo quanto previsto dal preventivo di connessione con codice di tracciabilità n. 380085917, attraverso la richiesta per lotto di impianti.

Il lotto sarà suddiviso in 2 impianti rispettivamente di potenza pari a 5255,32 kWp e 7077,42 kWp, pertanto è prevista la realizzazione di n. 2 cabine di consegna collegate in antenna da cabina primaria AT/MT CORREGGIO EST.

La proprietà presenterà a breve la domanda di Autorizzazione Unica per la realizzazione e l'esercizio dell'impianto fotovoltaico e delle opere connesse, ai sensi del D.Lgs. 387/2003 “Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità”, al fine di mantenere la validità del preventivo di connessione che, ai sensi dell'art.9.3 dell'Allegato A della TICA (Deliberazione 23 luglio 2008 – 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), prevede che entro 90 (novanta) giorni lavorativi, per connessioni in media tensione, dalla data di accettazione del preventivo per la connessione, il richiedente è tenuto a presentare la richiesta di avvio del procedimento autorizzativo unico comprensiva di tutta la documentazione necessaria, ivi compreso il progetto dell'impianto di rete per la connessione e degli eventuali interventi sulla rete esistente (ove previsti) validato dal gestore di rete.

1.1 SCOPO DEL DOCUMENTO

Il presente documento costituisce la Relazione tecnica generale. Il documento è stato redatto con la principale finalità di descrivere lo stato di fatto del sito in esame dal punto di vista tecnico e ambientale, la conformità del progetto alla normativa nazionale, regionale e locale. Inoltre viene descritto lo stato di progetto comprensivo di layout d'impianto e descrizione delle sue componenti, analisi della risorsa solare e stima delle fasi temporali e dei costi dell'impianto.

2. DESCRIZIONE DEL PROGETTO

2.1 INQUADRAMENTO DEL SITO

2.1.1 Inquadramento Territoriale

Il progetto in esame è ubicato nel comune di Correggio, in provincia di Reggio Emilia (RE), a circa 1,5 km dal centro abitato.

L'area di progetto si trova in agro comunale, a ridosso della zona industriale di Correggio, presenta un'estensione complessiva catastale pari a 23,6 ettari. L'immagine seguente mostra la localizzazione su base ortofoto delle opere di progetto:

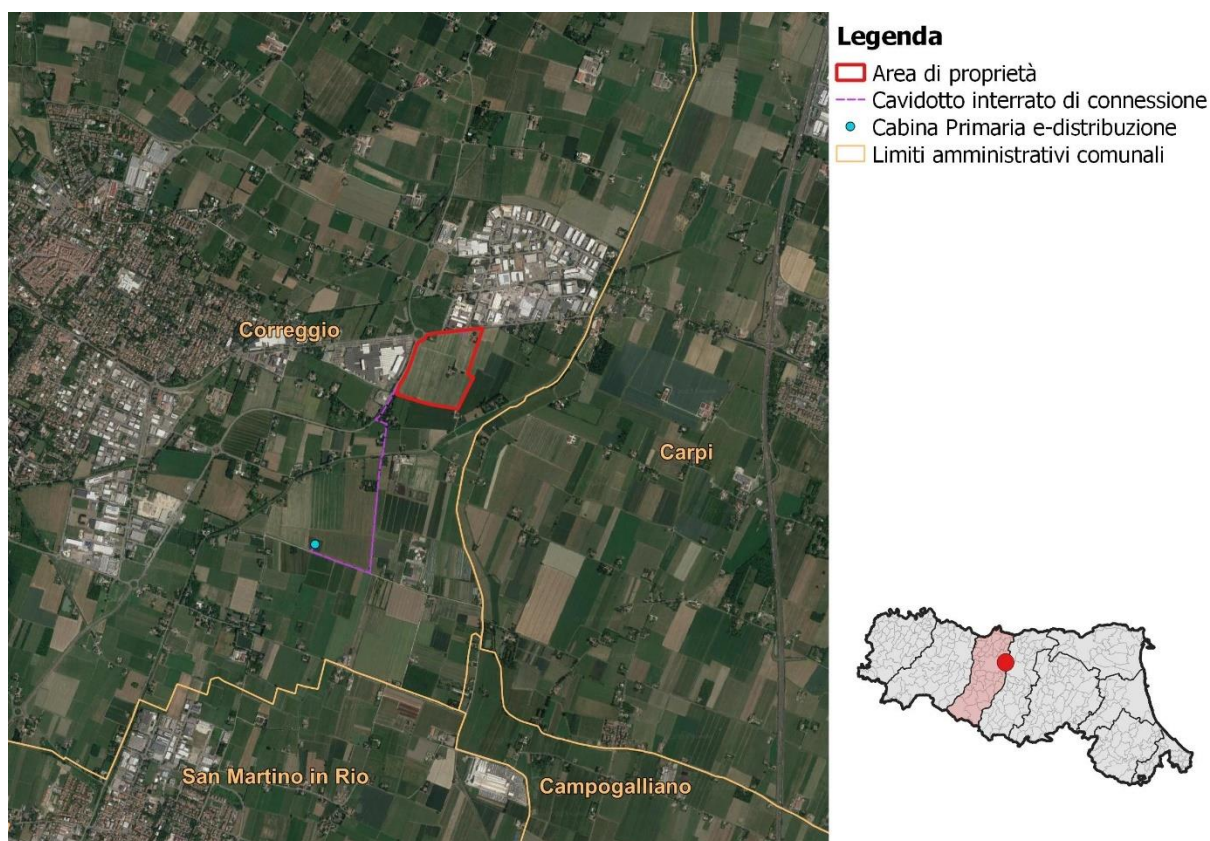


Figura 1.1: Localizzazione dell'impianto

La rete stradale, illustrata dalla figura successiva, che circonda l'area di progetto è costituita da:

- a nord, dalla via Carpi, anche SS468, strada su cui si attesta la zona industriale di Correggio e sulla quale si prevede l'accesso principale all'impianto fotovoltaico;
- a ovest la SS468, strada statale che collega Reggio Emilia con Mirabello, in provincia di Ferrara.

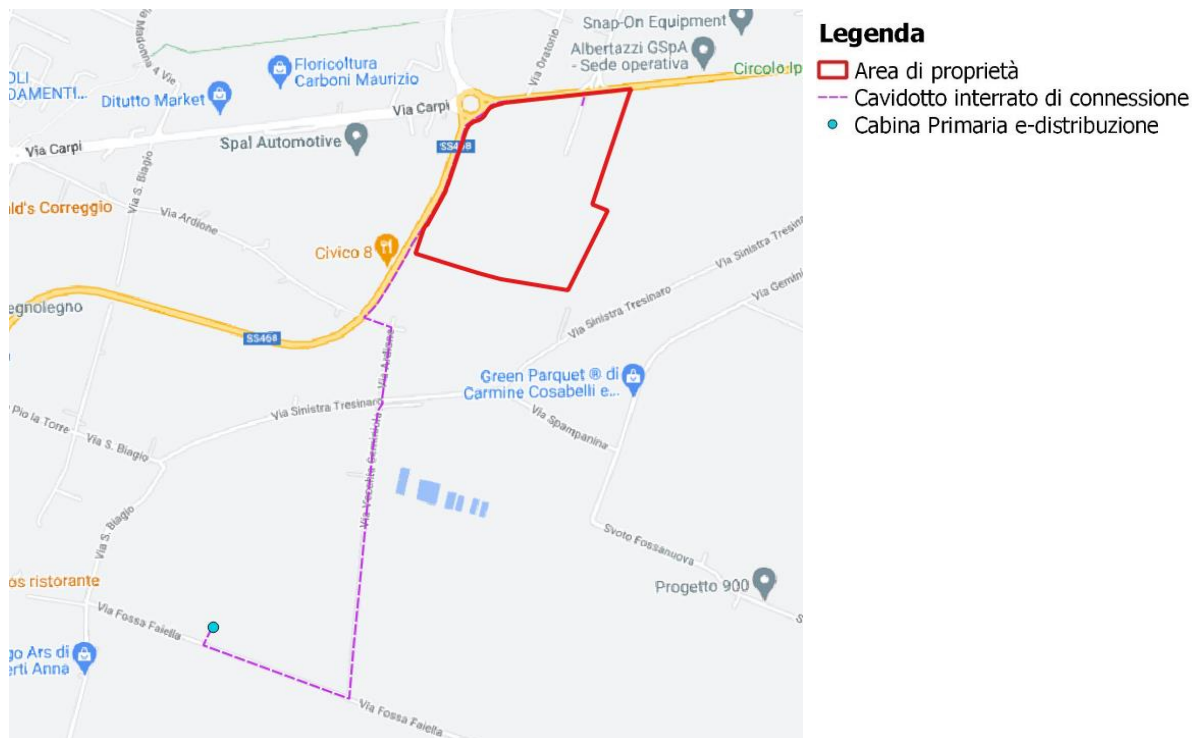


Figura 1.2: Principale viabilità della zona

Il cavidotto di connessione percorrerà la viabilità esistente collegando l’impianto alla Cabina primaria denominata CORREGGIO EST, sita in via Fossa Faiella, con un percorso lungo circa 2,7 km.

All’interno dell’area sono presenti alcuni fabbricati, che la proprietà intende acquisire. Il fotovoltaico si svilupperà intorno a questi ultimi garantendone le rispettive vie di accesso.

L’area risulta pianeggiante e attualmente impiegata per coltivazioni¹. Sono presenti delle alberature adiacenti ai fabbricati summenzionati, che verranno preservate in modo da limitare gli impatti dell’opera in progetto.

Di seguito si riportano alcune fotografie e i punti di presa prescelti.

¹ I terreni non sono interessati da produzioni agricolo- alimentari di qualità (produzioni biologiche, produzioni D.O.P., I.G.P., S.T.G., D.O.C., D.O.C.G., produzioni tradizionali), ai sensi dei regg. (UE)848/2018, (UE)1151/2012, (UE)1308/2013.

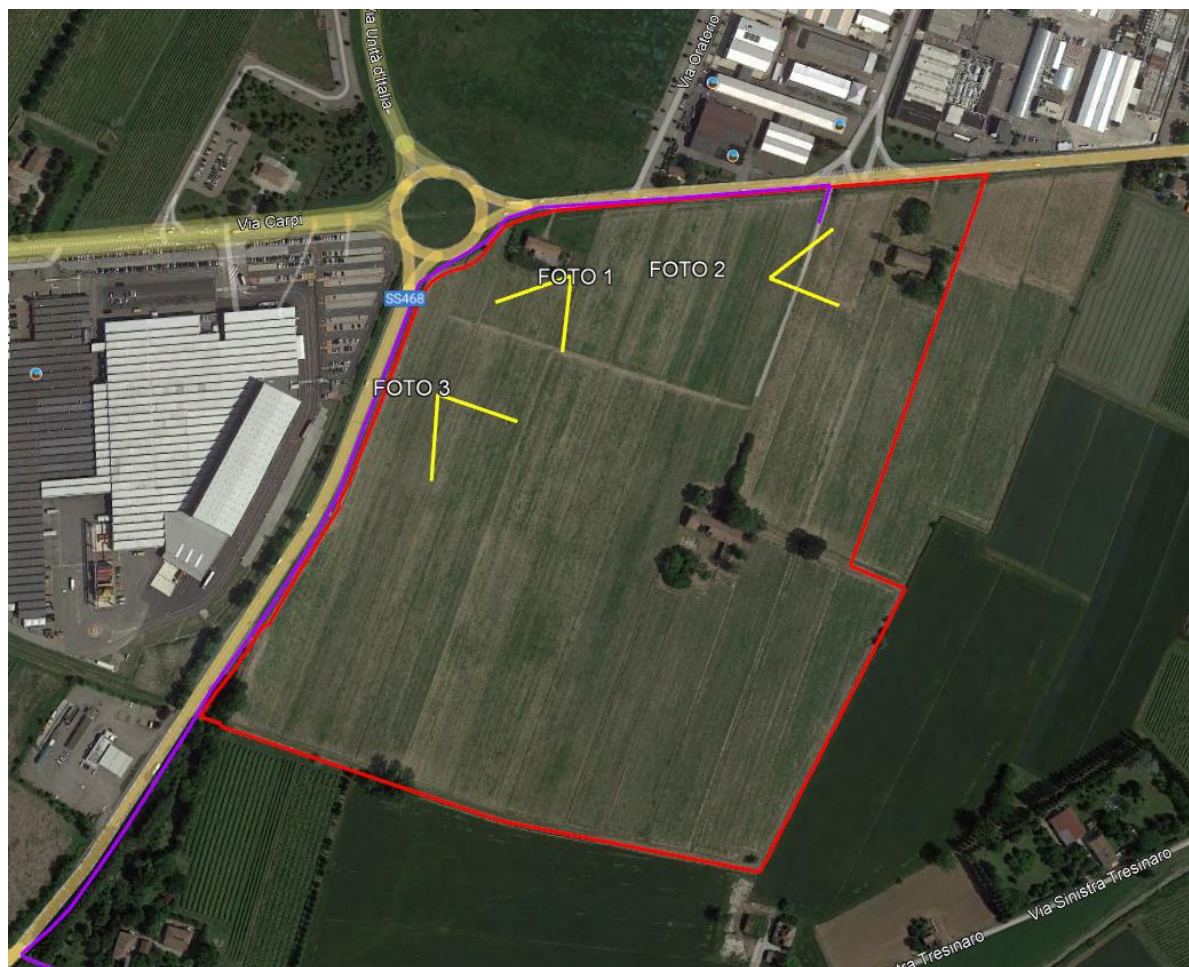


Figura 1.3: Punti di presa fotografica



Figura 1.4: Foto n.1



Figura 1.5: Foto n.2



Figura 1.6: Foto n.3

2.1.2 Inquadramento Catastale

Le aree oggetto di studio sono censite al catasto terreni del Comune di Correggio (RE). Si riporta di seguito l'elenco delle particelle contrattualizzate e l'inquadramento catastale del sito.

Tabella 1.1: Inquadramento catastale del sito

FOGLIO	PARTICELLE
57	276
58	1
	2
	29
	80
	165
	166
	167
	178
	276

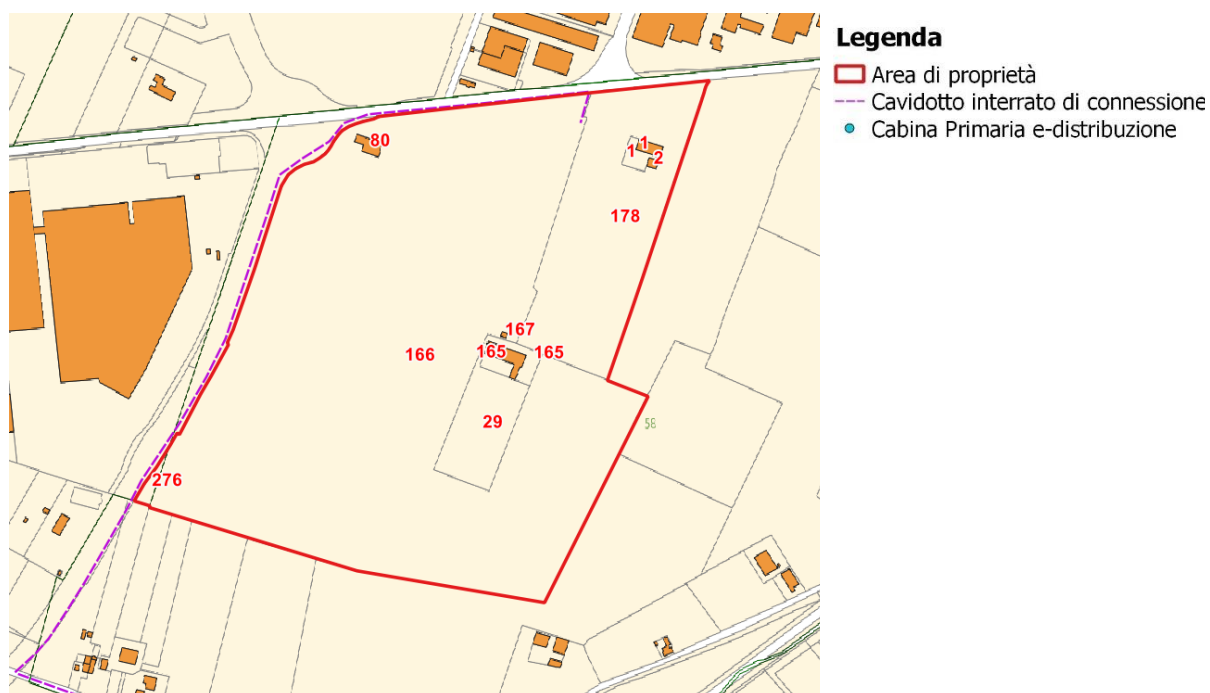


Figura 1.7: Inquadramento catastale

2.1.3 Inquadramento normativo

Il Decreto legislativo n. 199 dell'8 novembre 2021 dà attuazione alla Direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili ha l'obiettivo di accelerare il percorso di crescita sostenibile del Paese, recando disposizioni in materia di energia da fonti rinnovabili, in coerenza con gli obiettivi europei di decarbonizzazione del sistema energetico al 2030 e di completa decarbonizzazione al 2050. Il D.lgs. definisce gli strumenti, i meccanismi, gli incentivi e il quadro istituzionale, finanziario e giuridico, necessari per il raggiungimento degli obiettivi di incremento della quota di energia da fonti rinnovabili al 2030, in attuazione della direttiva (Ue) 2018/2001 e nel rispetto dei criteri fissati dalla legge 22 aprile 2021, n. 53.

L'art. 20 “Disciplina per l'individuazione di superfici e aree idonee per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili”, fornisce le indicazioni e disposizioni perché le Regioni si dotino quanto prima di un aggiornamento delle aree idonee/non idonee all'installazione degli impianti FER.

Si ribadisce inoltre che, in sede di individuazione delle superfici e delle aree idonee per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili, devono essere rispettati i principi della minimizzazione degli impatti sull'ambiente, sul territorio, sul patrimonio culturale e sul paesaggio, fermo restando il vincolo del raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione al 2030 e tenendo conto della sostenibilità dei costi correlati al raggiungimento di tale obiettivo.

Si riporta di seguito uno stralcio del comma 8, che elenca le aree da considerare come idonee:

*“8. Nelle more dell'individuazione delle aree idonee sulla base dei criteri e delle modalità stabiliti dai decreti di cui al comma 1, **sono considerate aree idonee**, ai fini di cui al comma 1 del presente articolo:*

[...]

*c-ter) **esclusivamente per gli impianti fotovoltaici**, anche con moduli a terra, e per gli impianti di produzione di biometano, in assenza di vincoli ai sensi della parte seconda del codice dei beni culturali e del paesaggio, di cui al decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42:*

- 1) le aree classificate agricole, racchiuse in un perimetro i cui punti distino non più di 500 metri da zone a destinazione industriale, artigianale e commerciale, compresi i siti di interesse nazionale, nonché le cave e le miniere;*

[...]

L'area di progetto è classificata come agricola (tipo E.1 da PRG comunale). L'immagine seguente riporta la localizzazione dell'area rispetto alle zone urbanistiche di tipo industriale perimetrate dal Comune di Correggio.

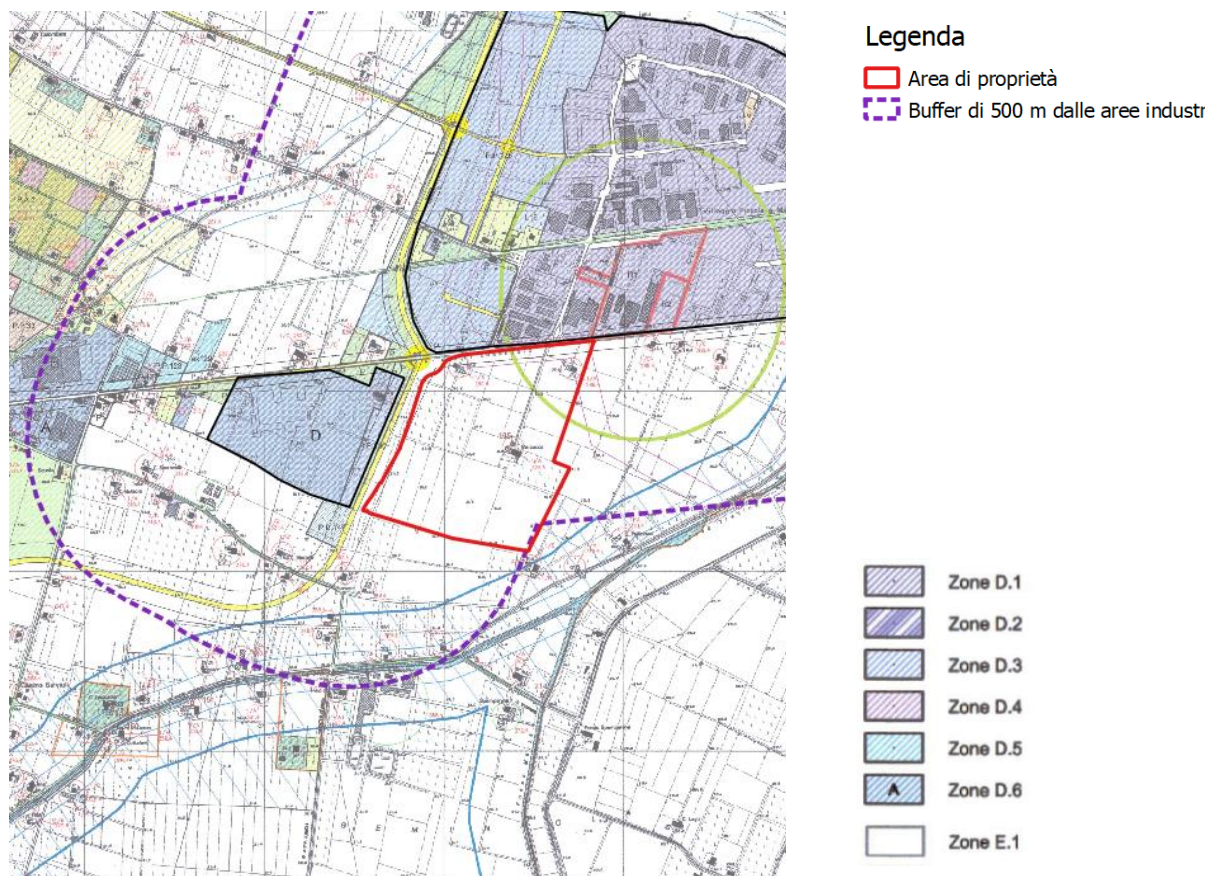


Figura 1.8: Stralcio tavola 2.4 PRG – Buffer dalle zone industriali

Per quanto sopra descritto, si ritengono le aree di interesse idonee all’installazione dell’impianto fotovoltaico, in quanto aree agricole distanti meno di 500 metri dal perimetro della zona industriale così come identificata e perimetrata dallo strumento urbanistico comunale vigente.

2.1.4 Dati generali del progetto

Nella tabella seguente sono riepilogate in forma sintetica le principali caratteristiche tecniche dell'impianto di progetto.

Tabella 1.2: Dati di progetto

PARAMETRO	DESCRIZIONE	
Richiedente	GREEN FROGS CORREGGIO s.r.l.	
Luogo di installazione:	Correggio (RE)	
Denominazione impianto:	Correggio	
Potenza di picco (MW _p):	12,33 MWp	
Informazioni generali del sito:	Sito ben raggiungibile, caratterizzato da strade esistenti, idonee alle esigenze legate alla realizzazione dell'impianto e di facile accesso. La morfologia è regolare.	
Connessione:	Interfacciamento alla rete mediante soggetto privato nel rispetto delle norme CEI	
Tipo strutture di sostegno:	Strutture metalliche in acciaio zincato tipo Tracker infisse a terra su pali	
Inclinazione piano dei moduli (tilt):	+55°/-55°	
Pitch (m):	6	
Azimut di installazione:	0°	
Power station:	n. 8 power station	
Cabina di Consegna:	n. 2	
Rete di collegamento:	15 Kv	
Coordinate POD (punto di allaccio cavidotto MT):	Cabina 1.1	Cabina 1.2
	Altitudine media 29 m s.l.m. [WGS84/ UTM Zone 32N] X: 643727.66 m Y: 4958553.32 m	Altitudine media 29 m s.l.m. [WGS84/ UTM Zone 32N] X: 643720.59 m Y: 4958532.06 m

3. STATO DI FATTO

3.1 DATI AMBIENTALI E CLIMATICI DEL SITO

Il clima della regione Emilia-Romagna varia notevolmente in relazione alla posizione geografica, dagli Appennini fino alla costa adriatica. Il territorio di Correggio appartiene alla parte centrale della pianura padana ed è caratterizzata da un clima di tipo semi-continentale, con inverni freddi e umidi ed estati calde e afose.

Dal mare Adriatico all'entroterra padano il clima dell'Emilia-Romagna è estremamente variegato, ed è tendenzialmente di tipo temperato subcontinentale, con estati calde e umide e inverni freddi e rigidi, tendente al sublitoraneo solo lungo la fascia costiera.

L'Adriatico, essendo un mare poco profondo e piuttosto ristretto non influenza significativamente le condizioni termiche della regione ad eccezione della ristretta fascia di costiera romagnola.

L'escursione termica fra estate, che può essere molto calda e afosa, e l'inverno in genere freddo e prolungato è molto significativa. Autunno molto umido, nebbioso e fresco e primavere miti caratterizzano le stagioni intermedie.

Le precipitazioni in pianura non sono particolarmente abbondanti, in genere in media da 650 a 800 mm/anno. Aumentano rapidamente verso la fascia collinare e poi montana, fino a diventare davvero notevoli nell'alto Appennino, dove facilmente si superano i 1500 mm fino ai 2000 mm nelle zone prossime al crinale dell'Appennino Emiliano centro-occidentale.

3.2 TOPOGRAFIA

Per determinare la topografia delle aree interessate dall'opera in esame è stata svolta una campagna investigativa topografica, con acquisizione di dati di rilievo e fotografie che ha interessato tutta l'area di progetto in modo completo e dettagliato.

A seguito del confronto tra i dati acquisiti dalla campagna investigativa e i dati digitali del terreno reperibili online è stato ottenuto il modello DTM dell'area di progetto.

3.3 GEOLOGIA, IDROLOGIA E GEOTECNICA

Al fine di poter affrontare in modo completo tutti gli argomenti relativi alla presente fase di progettazione, sono stati analizzati in dettaglio gli aspetti geologici-geotecnici e idrologici. Nei seguenti paragrafi sono riportati alcuni estratti, per l'analisi dettagliata si rimanda alle relazioni tecnico-specifiche 3162_5891_CO_VVIA_R04_Rev0_Relazione geologica e geotecnica e 3162_5891_CO_VVIA_R05_Rev0_Relazione Idrologica e idraulica.

3.3.1 Inquadramento geologico e geomorfologico

L'area oggetto della presente relazione appartiene geologicamente al grande bacino subsidente Plio-Quaternario della Pianura Padana, in un settore deposizionalmente influenzato dalle alluvioni del Fiume Po, da quelle dei corsi d'acqua appenninici principali quali i fiumi Secchia e Panaro.

Tali depositi di origine continentale, qui principalmente riferibili al fiume Secchia, che scorre ad est rispetto all'area in esame, e ai corsi minori, quali il Crostolo e il Tresinaro, hanno una granulometria variabile, prevalentemente fine, costituita da argille limi e relativi termini intermedi, e disposizione lenticolare, sono collocati su un substrato marino pre-Olocenico, la cui profondità varia gradualmente dai 400 m nella zona di Cavezzo, agli 80-100 m nella zona di Mirandola, a nord.

La copertura alluvionale, pleistocenica ed olocenica, è costituita da una sequenza monotona di argille e limi con sottili e discontinue intercalazioni di sabbia medio-fine, sedi di acquiferi molto poveri. Il sottosuolo è dunque dominato da una sequenza di terreni fini limoso-argillosi che si ripetono in maniera

omogenea che localmente presentano intercalazioni di terreni più grossolani, sabbiosi e sabbiosi limosi, di spessore decimetrico. La litologia superficiale del territorio in esame è prevalentemente una litologia dominata da litotipi fini quali argille e limi con relativi termini intermedi, come mostrato nella Carta delle litologia di superficie contenuta nel quadro conoscitivo del PSC (Figura 3.1).

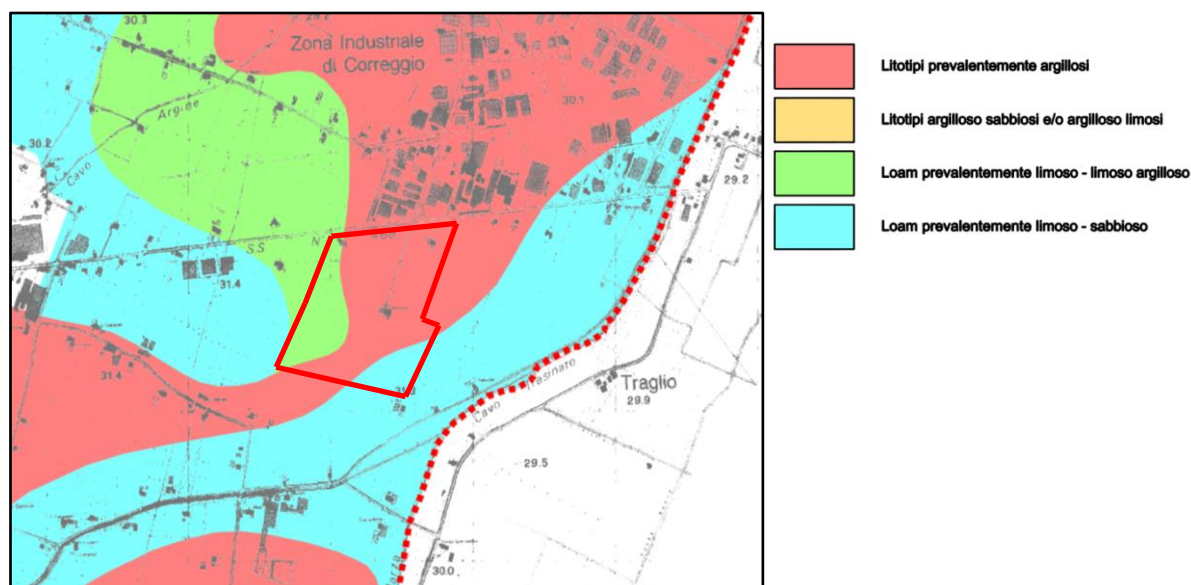


Figura 3.1: estratto della Carta delle litologia di superficie con ubicazione dell'area in esame (Quadro conoscitivo del PSC).

Da un punto di vista strutturale, la Pianura reggiana, nella zona di Correggio è caratterizzata da una vasta struttura sinclinale sepolta nota in bibliografia come "Sinclinale di Bologna-Bomporto-Reggio Emilia", con orientamento ENE-SSO, che trova presso Bomporto la sua massima depressione.

Tale struttura si raccorda a Nord, attraverso una ripida monoclinale, con una struttura tettonica positiva nota con il nome di "Dorsale Ferrarese" in cui depositi quaternari si riducono ad uno spessore di poche decine di metri.

Il substrato, costituito da terreni marini, forma immediatamente a nord del territorio di San Prospero una particolare struttura tettonica attiva (anticlinale) che determina un inarcamento dei terreni (per piegamento) del substrato stesso, formando pertanto una specie di "collina sepolta".

Questa struttura tettonica attiva, nota con il nome di "Dorsale Ferrarese", continua verso W a Novi e Reggiolo e verso E a Ferrara e le Valli di Comacchio, ed è la responsabile degli eventi sismici del 20 e 29 maggio 2012, che hanno interessato la zona della bassa modenese e parzialmente anche quella reggiana.

L'area si presenta come sub-pianeggiante posta d una quota altimetrica di circa 30-31 m s.l.m., inserita in un contesto scarsamente edificato e priva di processi geomorfologici attivi di una certa entità (sito stabile). Come riportato nella Carta Geomorfologia, l'area in esame è interessata solo marginalmente (settore sud-est) dalla presenza di paleolvei.

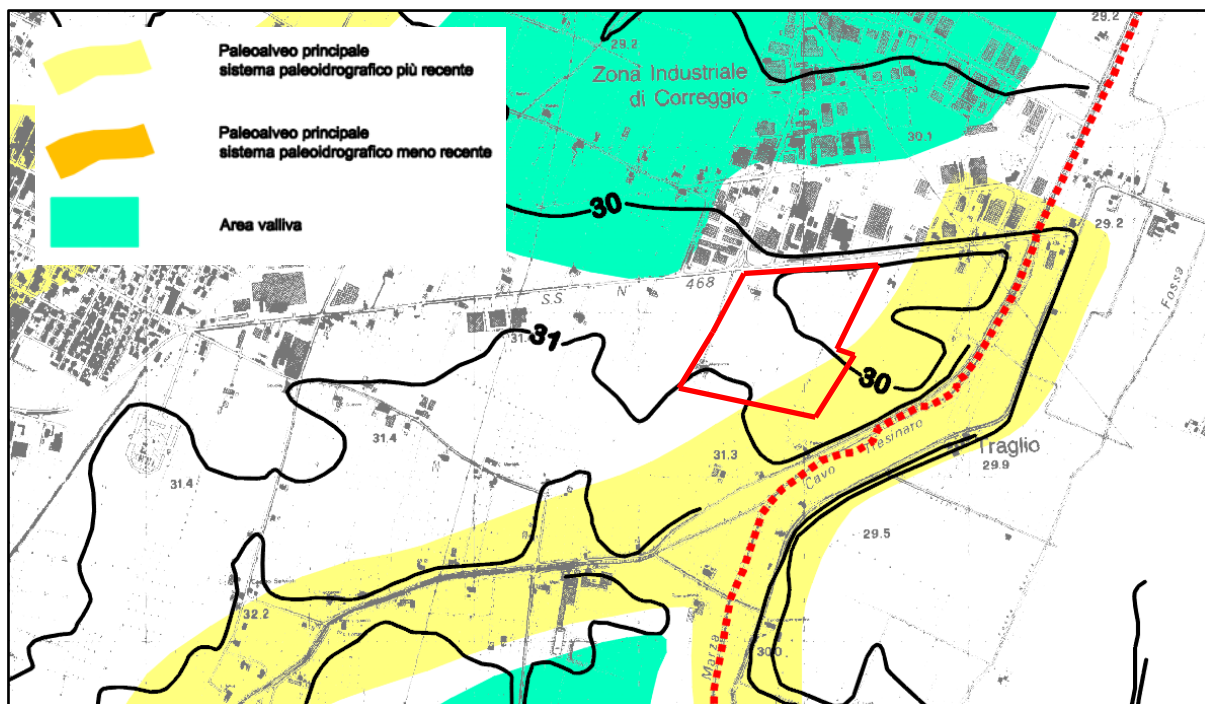


Figura 3.2: Estratto della Carta Geomorfologica con ubicazione dell'area in esame (Quadro conoscitivo del PSC).

Di seguito si riporta un estratto della Carta Geologico-tecnica dello studio di microzonazione sismica (2013), in cui si evidenzia che l'area in esame è costituita per la maggior parte da depositi limoso-argillosi (ML pi) e solo limitatamente da depositi sabbioso-limosi (SM es).

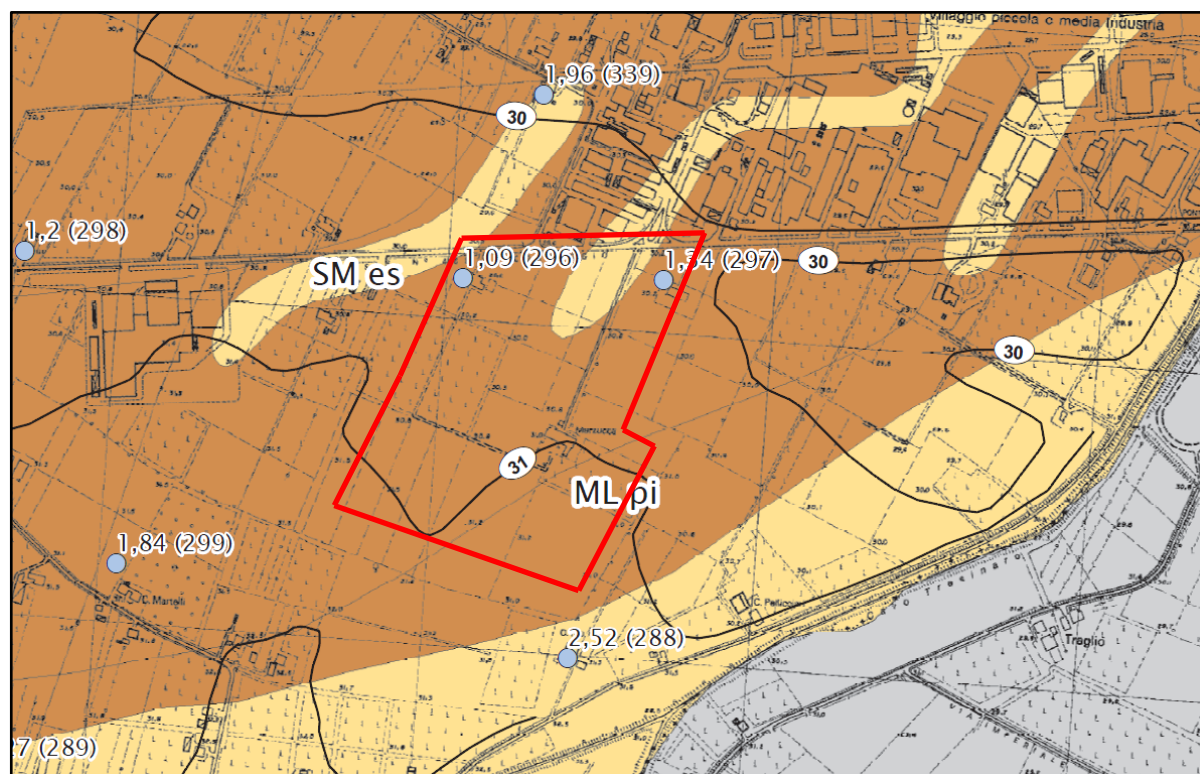


Figura 3.3: Estratto della Carta geologo-tecnica con ubicazione dell'area in esame (studio di MS).

Di seguito si riporta una sezione geologica di riferimento con orientazione N-S, ubicata in prossimità dell'area in oggetto (tratta dallo Studio di MS comunale), da cui si evince che la successione stratigrafica

del sottosuolo risulta caratterizzata dalla presenza, fino ad una profondità di circa 30 m, di limi ed argille con locali sottili lenti limoso-sabbiose di spessore decimetrico.

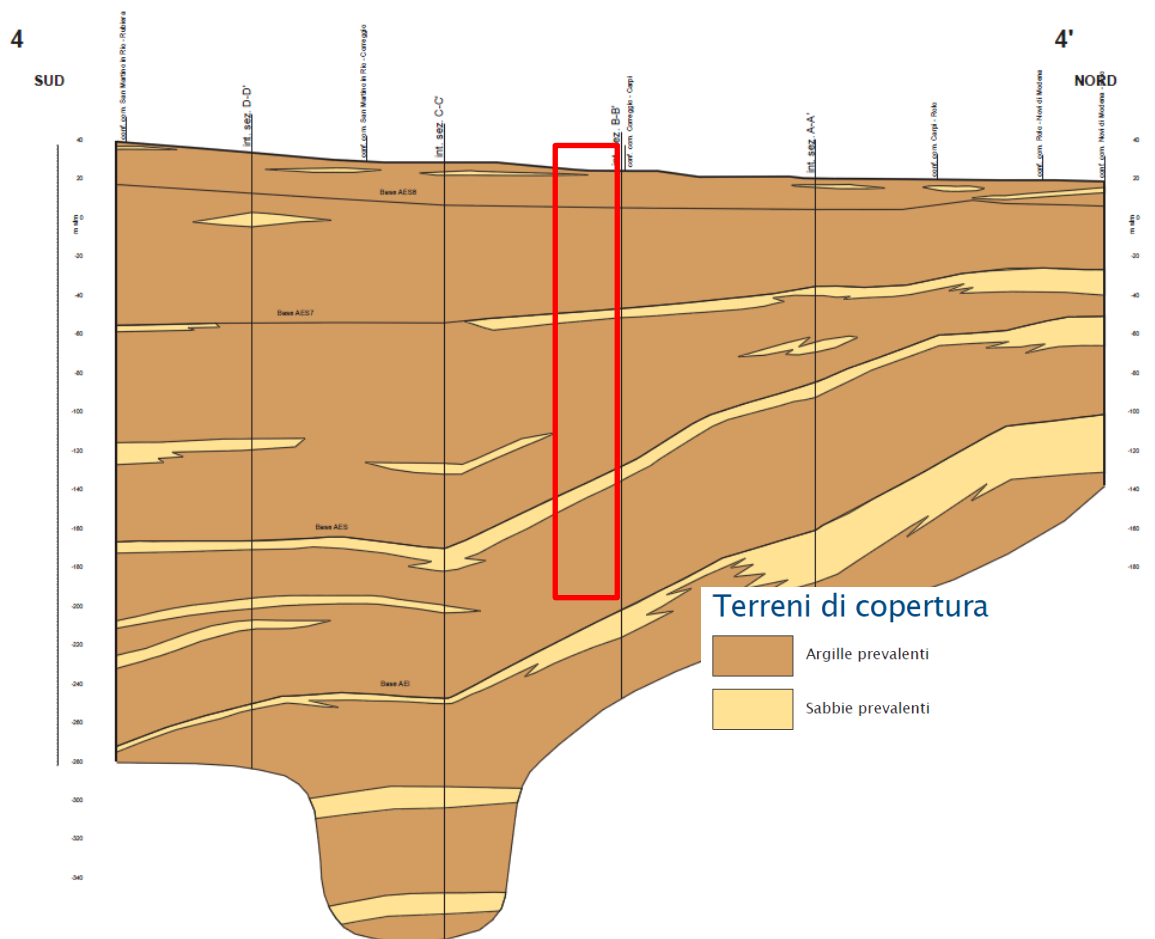


Figura 3.4: Sezione geologica di riferimento con orientazione N-S con ubicazione dell'area in esame (rettangolo rosso).

3.3.2 Inquadramento idrogeologico e idrografico

Gli aspetti idrogeologici rilevanti per il progetto in esame sono legati prevalentemente alla soggiacenza della falda freatica ed alle sue oscillazioni nel tempo.

Per quanto riguarda la valutazione delle caratteristiche e della profondità della prima falda, definita come falda freatica (cioè con un livello superiore libero di oscillare), si è fatto riferimento alla documentazione tecnica esistente

La zona in studio è caratterizzata da una falda freatica disposta in generale a profondità modesta dal piano di campagna; tale falda, così detta libera, è caratterizzata da bassi valori di trasmissività, da una variabilità del proprio livello in stretta relazione con gli apporti meteorici e con la rete di canalizzazione, essendo alimentata prevalentemente per infiltrazione superficiale.

Facendo riferimento alla Carta delle Isopieze del primo acquifero contenuta nello studio di MS, si ricava che la falda nell'area in esame è mediamente posta ad una profondità compresa tra 2 e 3 m dal piano campagna con variazioni stagionali valutabili nell'ordine di 1-2 metri.

E' possibile dunque con in certi periodi in seguito ad eventi meteorici prolungati, la superficie della falda possa raggiungere il p.c. attuale.

Tale dato risulta coerente con quanto misurato durante l'esecuzione delle indagini geognostiche (installazione tubo piezometrico temporaneo all'interno del foro della prova penetrometrica): la falda è stata rilevata ad una profondità di 2.2 m da p.c. (11 Dicembre 2023).

Si ricorda che la misura della profondità della falda è riferita alla data specifica in cui è stata effettuata e non sono state determinate le oscillazioni temporali del suo livello per le quali è necessario un monitoraggio periodico all'interno di un piezometro attrezzato, aspetto quest'ultimo da prendere in considerazione eventualmente nelle successive fasi progettuali/costruttive (di competenza dei progettisti).

Con riferimento al PTCP della Provincia di Reggio Emilia, nella Carta della Vulnerabilità naturale dell'acquifero superficiale, l'area in esame è caratterizzata da un grado di vulnerabilità Bassa, in rapporto principalmente alle caratteristiche litologiche ed alla capacità di attenuazione del suolo, presenti nell'area.

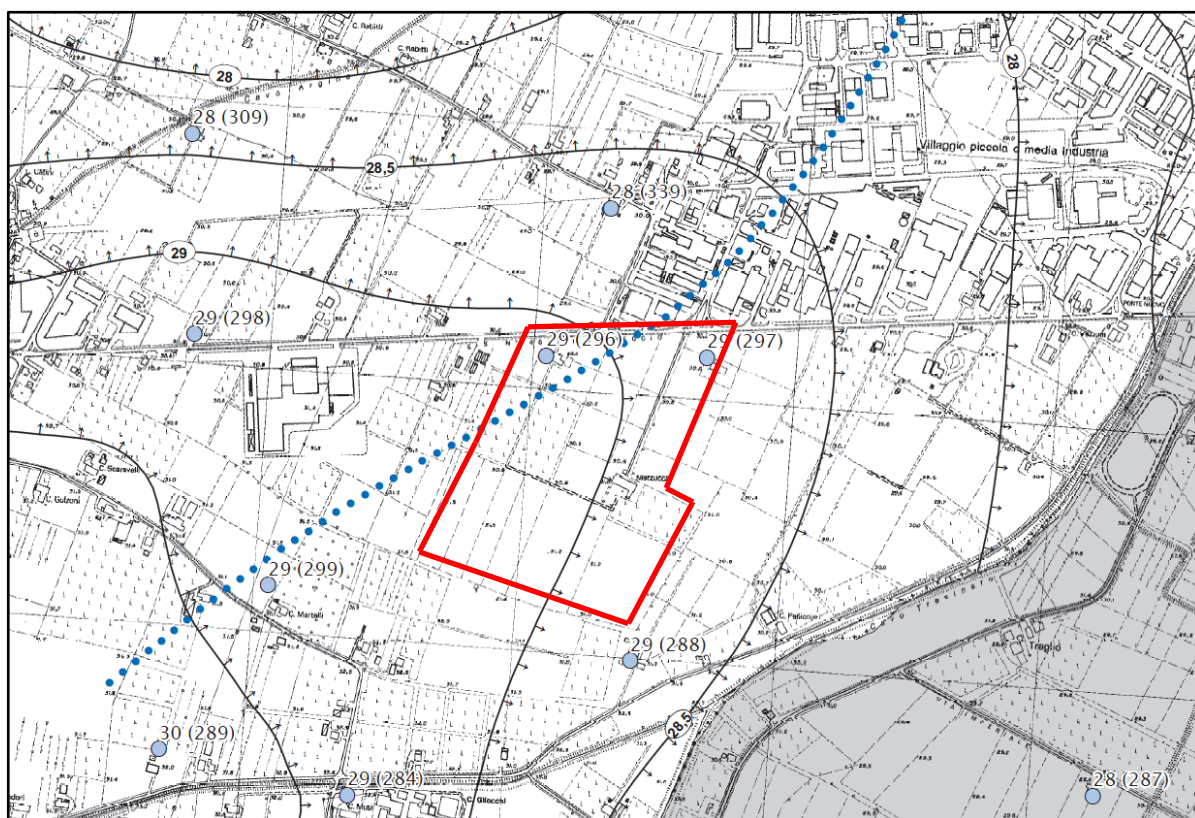


Figura 3.5: Estratto dalla Carta delle isopiez con ubicazione delle aree in oggetto (linea rossa).



Figura 3.6. Installazione piezometro temporaneo

I fiumi principali che attraversano la regione sono il Po, il Reno, e il Panaro. Il fiume Po è il più lungo d'Italia e attraversa l'Emilia-Romagna da ovest a est, segnando il confine con la Lombardia. Il fiume Reno scorre principalmente nella parte settentrionale della regione, mentre il Panaro attraversa l'area centrale.

Il delta del Po, situato nella parte orientale della regione, è una delle caratteristiche più rilevanti dal punto di vista idrografico. Questa vasta area è costituita da una rete di rami fluviali, canali e zone umide, creando un ambiente unico in termini di flora e fauna.

La presenza di queste risorse idriche ha storicamente influenzato la geografia, l'agricoltura e la cultura dell'Emilia-Romagna. Il Po, in particolare, ha avuto un ruolo significativo nella storia della regione, facilitando il commercio e la navigazione.

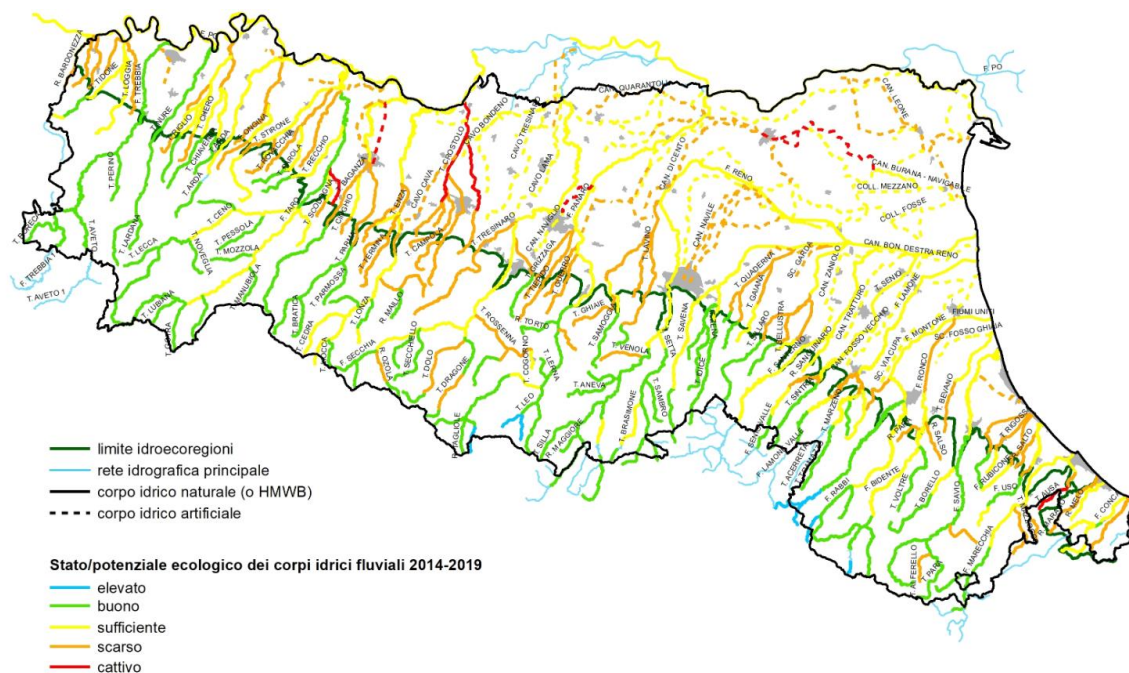


Figura 3.7: Corpi idrici superficiali Emilia Romagna

3.3.3 Caratterizzazione sismica

Secondo la D.g.r. n. 1164 del 23/07/2018, il territorio comunale di Correggio appartiene alla zona sismica 3.

Facendo riferimento alla Carta delle microzone omogenee in prospettiva sismica (MOPS) allegata allo studio di MS comunale, il sito in esame rientra in diverse zone sia appartenenti alle zone stabili suscettibili di amplificazioni locali (zona 2 e 3) che nelle zone suscettibili di instabilità (ZaLQ1 e cedimenti differenziali).

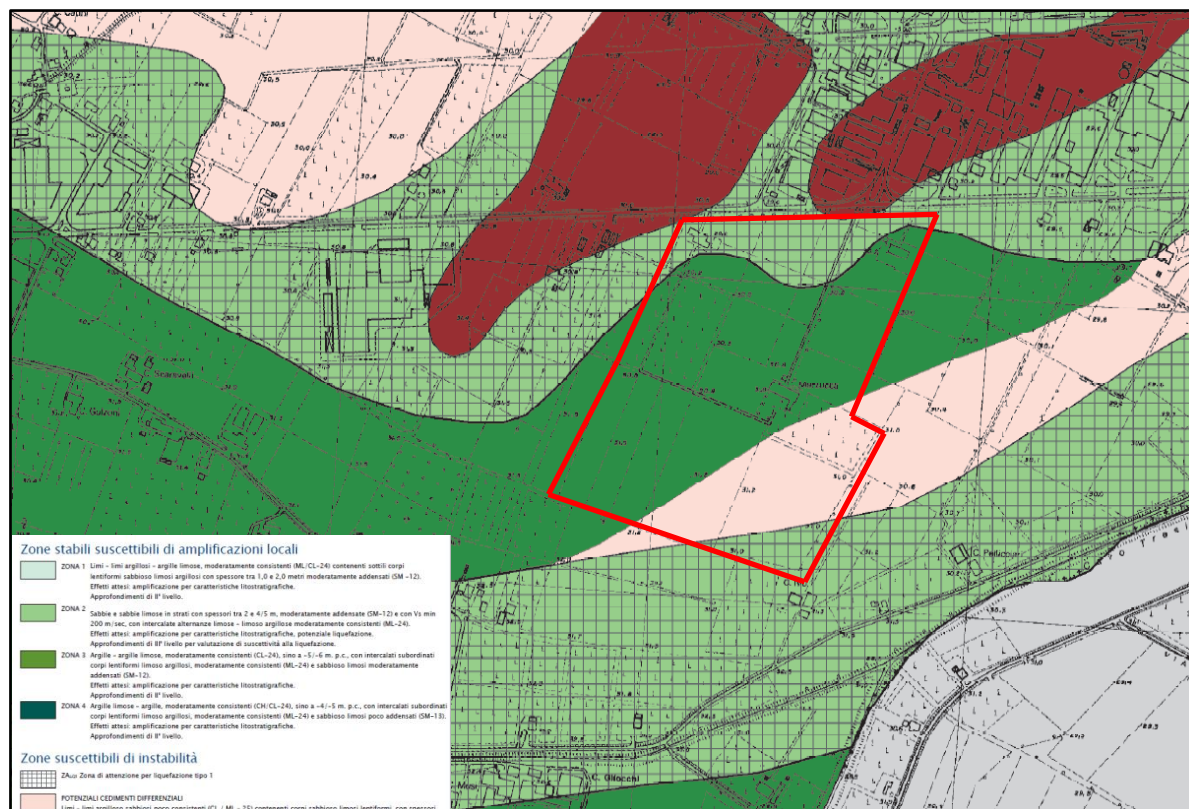


Figura 3.8: Estratto della carta delle aree suscettibili di effetti locali, con ubicazione delle aree in esame (linea rossa).

Per la definizione delle caratteristiche sismiche preliminari dei terreni che costituiscono il sottosuolo dell'area in esame in grado di modificare, amplificando, la pericolosità sismica di base (PSB), si è proceduto ad effettuare n.1 stendimento sismico con la metodologia MASW (vedi curva di dispersione riportata in allegato).

Attraverso l'indagine geofisica si è ricostruito l'andamento con la profondità della velocità delle onde sismiche di taglio (o modello sismico monodimensionale), mostrato in figura:

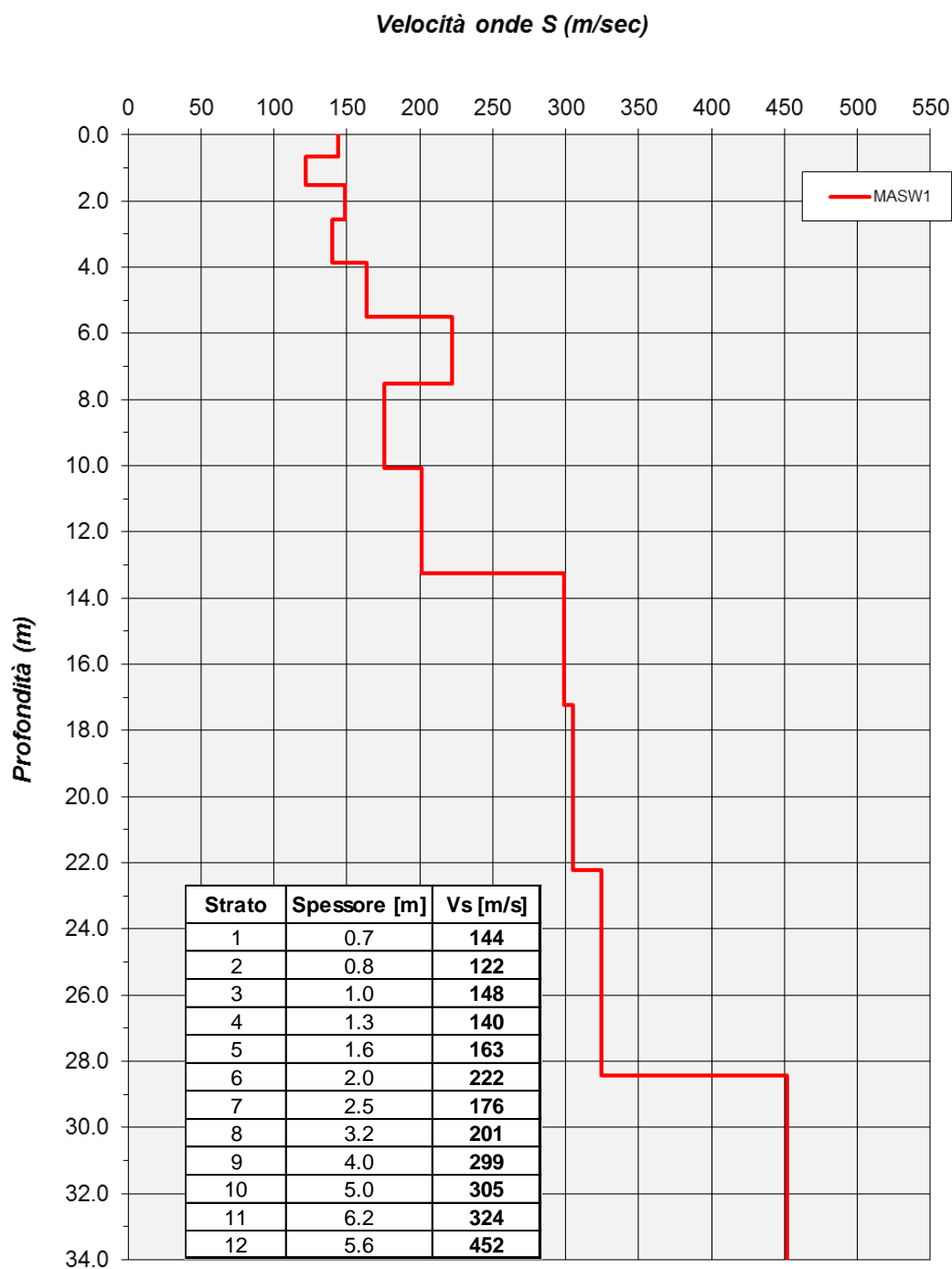


Figura 3.9: Andamento delle velocità delle onde S con la profondità ricavato dall'analisi della prova MASW.

A partire dal profilo Vs-profondità dell'area in esame, si ottengono i seguenti risultati:

Tabella 3.1: Categorie di sottosuolo (D.M. 17.01.2018).

QUOTA FONDAZIONI DA Q.R .	VS,EQ [M/S]	CATEGORIA SOTTOSUOLO
-0.0 m	231	C
-0.5 m	236	C
-1.0 m	241	C
-2.0 m	252	C

CATEGORIA	DESCRIZIONE
A	Ammassi rocciosi affioranti o terreni molto rigidi caratterizzati da valori di velocità delle onde di taglio superiori a 800 m/s, eventualmente comprendenti in superficie terreni di caratteristiche meccaniche più scadenti con spessore massimo pari a 3 m
B	Rocce tenere e depositi di terreni a grana grossa molto addensati o terreni a grana fina molto consistenti, caratterizzati da un miglioramento delle proprietà meccaniche con la profondità e da valori di velocità equivalente compresi tra 360 m/s e 800 m/s.
C	Depositi di terreni a grana grossa mediamente addensati o terreni a grana fina mediamente consistenti con profondità del substrato superiori a 30 m, caratterizzati da un miglioramento delle proprietà meccaniche con la profondità e da valori di velocità equivalente compresi tra 180 m/s e 360 m/s.
D	Depositi di terreni a grana grossa scarsamente addensati o di terreni a grana fina scarsamente consistenti, con profondità del substrato superiori a 30 m, caratterizzati da un miglioramento delle proprietà meccaniche con la profondità e da valori di velocità equivalente compresi tra 100 e 180 m/s.
E	Terreni con caratteristiche e valori di velocità equivalente riconducibili a quelle definite per le categorie C o D, con profondità del substrato non superiore a 30 m.

4. TUTELE E VINCOLI

4.1 PROGRAMMAZIONE ENERGETICA

Prima di procedere all'analisi della pianificazione energetica regionale è opportuno fare un accenno al quadro di riferimento normativo energetico, in particolare riguardo alle Fonti Energetiche Rinnovabili (FER), e agli indirizzi comunitari e nazionali di carattere strategico e di indirizzo.

4.1.1 Orientamenti e Indirizzi Comunitari

- **Roadmap 2050:** guida pratica per la decarbonizzazione degli stati europei. Entro il 2050 si prevede una riduzione delle emissioni di gas a effetto serra dell'80% rispetto ai livelli del 1990 in tutta l'Unione Europea. Entro il 2030 si prevede una riduzione del 40% e entro il 2040 una riduzione del 60%. Si specifica che, **entro il 2050, il settore "Produzione e distribuzione di energia" dovrebbe ridurre e quasi annullare le emissioni di CO₂ attraverso il ricorso a fonti rinnovabili o a basse emissioni.**
- **Pacchetto Clima-Energia 2030:** tappa intermedia per conseguire gli obiettivi di lungo termine previsti dalla Roadmap 2050. Rispetto agli obiettivi imposti per il 2020 viene alzato al 40% (rispetto al 1990) il taglio delle emissioni di gas serra, **sale al 27 % dei consumi finali lordi la quota percentuale di rinnovabili che compongono il mix energetico**, l'incremento dell'efficienza energetica viene fissato al 27%.
- **Direttiva Efficienza Energetica:** risparmio di chilowattora dell'energia primaria utilizzata, riduzione delle emissioni di gas serra, sostenibilità delle fonti energetiche primarie, limitazione dei cambiamenti climatici, rilancio della crescita economica, creazione di nuovi posti di lavoro, aumento della competitività delle aziende.
- **Direttiva Fonti Energetiche Rinnovabili** (Direttiva 2009/28/CE): modifica e abroga le precedenti direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE e crea un quadro comune per l'utilizzo di energie rinnovabili nell'Unione Europea al fine di ridurre le emissioni di gas serra e promuovere trasporti più puliti. L'obiettivo è quello di portare la quota di energia da fonti energetiche rinnovabili al 20% di tutta l'energia dell'UE e al 10% per il settore dei trasporti entro il 2020.
- **Direttiva Emission Trading (Direttiva 2009/29/CE):** regola in forma armonizzata tra tutti gli stati membri le emissioni nei settori energivori, che pesano per circa il 40% delle emissioni europee, stabilendo un obiettivo di riduzione complessivo per tutti gli impianti vincolati dalla normativa del - 21% al 2020 rispetto ai livelli del 2005.
- **Regolamento 2020/1294/UE:** La Commissione UE ha approvato il regolamento che prevede un sistema di finanziamento per lo sviluppo delle energie rinnovabili per aiutare gli Stati membri a raggiungere gli obiettivi posti per il 2030. Il regolamento prevede di offrire sostegno economico a nuovi progetti di energie rinnovabili per raggiungere l'obiettivo di arrivare al 32,5 % di energia rinnovabile entro il 2030. Il progetto è finanziato dai fondi dell'Unione Europea o da contributi del settore privato per aiutare qualsiasi Stato membro che si metta in campo per la realizzazione dei progetti. Gli Stati che hanno difficoltà a raggiungere gli obiettivi all'interno del proprio territorio potranno finanziare progetti in altri Stati, caratterizzati da condizioni geografiche più favorevoli, mentre gli Stati che ricevono il finanziamento potranno beneficiare di maggiori investimenti nel settore dell'energia rinnovabile.

4.1.2 Orientamenti e Indirizzi Nazionali

- **D.M. 10 settembre 2010 Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili:** Il decreto emanato in attuazione del Decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, recante Attuazione della direttiva 2007/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità, art. 12

(Razionalizzazione e semplificazione delle procedure) esplica le tipologie di procedimenti autorizzativi (attività edilizia libera, denuncia di inizio attività o procedimento unico) in relazione alla complessità dell'intervento e del contesto dove lo stesso si colloca, differenziando per la categoria della fonte di energia utilizzata (fotovoltaica; biomasse-gas di discarica-biogas; eolica; idroelettrica e geotermica). In particolare, tra gli elementi per una valutazione positiva dei progetti, prevede l'integrazione dell'impianto nel contesto delle tradizioni agroalimentari locali e del paesaggio rurale, sia per quanto attiene alla sua realizzazione che al suo esercizio.

- **Decreto legislativo 28/2011:** legge quadro sull'energia, recepisce la Direttiva 2009/28 definendo gli strumenti, i meccanismi, gli incentivi, il quadro istituzionale, finanziario e giuridico, necessari per il raggiungimento degli obiettivi fino al 2020 in materia di quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia e di quota energia da fonti rinnovabili.
- **Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 15 Marzo 2012 “Burden Sharing”:** definisce e quantifica gli obiettivi regionali in materia di fonti rinnovabili, assegnando a ciascuna Regione una quota minima di incremento dell'energia (elettrica, termica e trasporti) prodotta con fonti rinnovabili (FER), necessaria a raggiungere l'obiettivo nazionale al 2020 del 17% del consumo finale lordo assegnato dall'Unione Europea all'Italia con Direttiva 2009/28.
- **Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico dell'11 maggio 2015:** formalizza la metodologia di monitoraggio degli obiettivi del “Burden Sharing”, comportando l'avvio di una fase che prevede obblighi stringenti a carico di tutte le Regioni in termini di monitoraggio, controllo e rispetto dei propri obiettivi finali e intermedi.
- **Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 23 giugno 2016:** incentiva l'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico. Il periodo di incentivazione avrà durata di vent'anni.
- **Strategia Energetica Nazionale (SEN) 2017:** approvata dal Ministero dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare con Decreto 10 novembre 2017. Focalizzato su tre obiettivi principali al 2030 in linea con il Piano dell'Unione dell'Energia:
 - a. Migliorare la competitività del Paese, continuando a ridurre il gap di prezzo e di costo dell'energia rispetto all'Europa, in un contesto di prezzi internazionali crescenti;
 - b. Raggiungere e superare in modo sostenibile gli obiettivi ambientali e di decarbonizzazione al 2030 definiti a livello europeo, in linea con i futuri traguardi stabiliti nella COP21;
 - c. Continuare a migliorare la sicurezza di approvvigionamento e la flessibilità dei sistemi e delle infrastrutture energetiche.

Il miglioramento della competitività del Paese richiede interventi per ridurre i differenziali di prezzo per tutti i consumatori, il completamento dei processi di liberalizzazione e strumenti per tutelare la competitività dei settori industriali energivori, prevedendo i rischi di delocalizzazione e tutelando l'occupazione. La crescita sostenibile si attua promuovendo ulteriormente la diffusione delle energie rinnovabili, favorendo gli interventi di efficientamento energetico, accelerando la decarbonizzazione e investendo in ricerca e sviluppo. La SEN prevede i seguenti target quantitativi:

- d. Efficienza energetica: riduzione dei consumi finali da 118 a 108 Mtep con un risparmio di circa 10 Mtep al 2030;
- e. Fonti rinnovabili: 285 di rinnovabili sui consumi complessivi al 2030 rispetto al 17,5% del 2015. In termini settoriali, l'obiettivo si articola in una quota di rinnovabili sul consumo elettrico del 55% al 2030 rispetto al 33,5% del 2015; in una quota di rinnovabili sugli usi termici del 30% al 2030 rispetto al 19,2 del 2015; in una quota di rinnovabili sui trasporti del 21% al 2030 rispetto al 6,4% del 2015;

- f. Riduzione del differenziale di prezzo dell'energia: contenere il gap di costo tra il gas italiano e quello del nord Europa (nel 2016 pari a circa 2€/MWh) e quello sui prezzi dell'elettricità rispetto alla media UE (pari a circa 35€/MWh nel 2015 per la famiglia media e al 25% in media per le imprese);
 - g. Cessazione della produzione di energia elettrica da carbone con un obiettivo di accelerazione al 2025, da realizzare tramite un puntuale piano di interventi infrastrutturali;
 - h. Razionalizzazione del downstream petrolifero, con evoluzione verso le bioraffinerie e un uso crescente di biocarburanti sostenibili e del GNL nei trasporti pesanti e marittimi al posto dei derivati dal petrolio verso la decarbonizzazione al 2050; una diminuzione delle emissioni del 39% al 2030 e del 63% al 2050 rispetto al 1990;
 - i. Raddoppio degli investimenti in ricerca e sviluppo tecnologico clean energy: da 222 Milioni nel 2013 a 444 Milioni nel 2021;
 - j. Promozione della mobilità sostenibile e dei servizi di mobilità condivisa;
 - k. Nuovi investimenti sulle reti per maggiore flessibilità, adeguatezza e resilienza; maggiore integrazione con l'Europa; diversificazione delle fonti e delle rotte di approvvigionamento gas e gestione più efficiente dei flussi e punte di domanda;
 - l. Riduzione della dipendenza energetica dall'estero dal 76% del 2015 al 64% nel 2030 (rapporto tra il saldo import/export dell'energia primaria necessaria a coprire il fabbisogno e il consumo interno lordo), grazie alla forte crescita delle rinnovabili e dell'efficienza energetica.
- **Piano di Azione per l'Efficienza Energetica 2017:** riporta le misure attive introdotte con il decreto di recepimento della direttiva 2012/27/UE e quelle in via di predisposizione, stimando l'impatto atteso in termini di risparmio di energia per settore economico. Nello specifico, descrive le misure a carattere trasversale come il regime obbligatorio di efficienza energetica dei certificati bianchi, le detrazioni fiscali per la riqualificazione energetica del parco edilizio e il conto termico.
 - **Schema di Dm Sviluppo Economico per incentivazione fonti rinnovabili elettriche 2018-2020 (FER 1):** regola, per il triennio 2018-2020, l'incentivazione delle rinnovabili elettriche più vicine alla competitività (eolico onshore, solare fotovoltaico, idroelettrico, geotermia tradizionale, gas di discarica e di depurazione); secondo le previsioni dello schema l'accesso agli incentivi avverrebbe prevalentemente tramite procedure competitive basate su criteri economici, in modo da stimolare la riduzione degli oneri sulla bolletta e l'efficienza nella filiera di approvvigionamento dei componenti; saranno tuttavia valorizzati anche criteri di selezione ispirati alla qualità dei progetti e alla tutela ambientale e territoriale. L'obiettivo è quello di massimizzare la quantità di energia rinnovabile prodotta, facendo leva proprio sulla maggiore competitività di tali fonti; la potenza messa a disposizione sarebbe di oltre 6.000 MW, che potrebbe garantire una produzione aggiuntiva di quasi 11TWh di energia verde.
 - **Piano Nazionale Integrato per L'energia e il clima 2030 (approvato il 17/01/2020):** il piano si struttura in 5 linee d'intervento che si svilupperanno in maniera integrata: decarbonizzazione, efficienza, sicurezza energetica, sviluppo del mercato interno dell'energia e ricerca, innovazione e competitività. Gli obiettivi sono: -56% di emissioni nel settore della grande industria, -35% terziario, trasporti terrestri e civile, 30% obiettivo rinnovabili.
 - **Decreto Legislativo 8 novembre 2021, n. 199:** Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili.
 - **Decreto Legislativo 1° marzo 2022, n. 17:** sono state decretate diverse forme di semplificazione per lo sviluppo delle energie rinnovabili. Tra cui:
 - a. Art. 9: l'installazione di impianti solari fotovoltaici e termici sugli edifici o su strutture e manufatti fuori terra nelle relative pertinenze e la realizzazione delle opere funzionali

- alla connessione, sono considerati interventi di manutenzione ordinaria non subordinati all'acquisizione di permessi, autorizzazioni o atti amministrativi di assenso (con eccezioni per impianti che ricadono in alcuni vincoli ex D.Lgs. 42/04;
- b. Art 10: estensione del modello unico semplificato di cui all'Art. 25, comma 3, lettera a), del D.Lgs. 08/11/2021, n. 199 agli impianti di potenza superiore a 50 kW e fino a 200 kW;
 - c. Art 11: regolamentazione dello sviluppo del fotovoltaico in area agricola;
 - d. Art 12: semplificazioni nei procedimenti di autorizzazione di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili su aree idonee anche se in VIA;
 - e. Art 13: razionalizzazione e semplificazione delle procedure autorizzative per impianti offshore;
 - f. Art 15: semplificazioni per impianti a sonde geotermiche a circuito chiuso;
 - g. Art. 17: promozione dei biocarburanti da utilizzare in purezza.

4.1.3 Strumenti di Pianificazione Energetica Regionale

Piano Energetico Regionale dell'Emilia-Romagna

Il Piano energetico regionale - approvato con Delibera dell'Assemblea legislativa n. 111 del 1° marzo 2017 - fissa la strategia e gli obiettivi della Regione Emilia-Romagna per clima ed energia fino al **2030** in materia di rafforzamento dell'economia verde, di risparmio ed efficienza energetica, di sviluppo di energie rinnovabili, di interventi su trasporti, ricerca, innovazione e formazione.

In particolare, il Piano fa propri gli obiettivi europei al 2020, 2030 e 2050 in materia di clima ed energia come driver di sviluppo dell'economia regionale. Diventano pertanto strategici per la Regione:

- la riduzione delle emissioni climalteranti del 20% al 2020 e del 40% al 2030 rispetto ai livelli del 1990;
- l'incremento al 20% al 2020 e al 27% al 2030 della quota di copertura dei consumi attraverso l'impiego di fonti rinnovabili;
- l'incremento dell'efficienza energetica al 20% al 2020 e al 27% al 2030.

La priorità d'intervento della Regione Emilia-Romagna è dedicata alle misure di decarbonizzazione dove l'intervento regionale può essere maggiormente efficace, quindi in particolare nei settori non Ets: **mobilità, industria diffusa (pmi), residenziale, terziario e agricoltura**. In particolare, i principali ambiti di intervento saranno i seguenti:

- Risparmio energetico ed uso efficiente dell'energia nei diversi settori
- Produzione di energia elettrica e termica da fonti rinnovabili
- Razionalizzazione energetica nel settore dei trasporti
- Aspetti trasversali.

Il secondo obiettivo generale del PER riguarda la produzione dell'energia prodotta da fonti rinnovabili quale chiave per la transizione energetica verso un'economia a basse emissioni di carbonio. Visto che gli obiettivi nazionali (burden sharing) ed europei di copertura dei consumi con fonti rinnovabili risultano traguardabili già nello scenario energetico tendenziale, si ritiene necessario incrementare il livello di attenzione su tali fonti per sviluppare non solo quelle disponibili sul territorio regionale, ma quelle più efficaci sotto il profilo degli impatti sull'ambiente e dei costi.

Nel settore della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, la Regione può contribuire a raggiungere l'obiettivo di sviluppo di tali fonti attraverso una serie di misure per sostenere la realizzazione di impianti a fonti rinnovabili per la produzione elettrica, in particolare in regime di autoproduzione o in assetto cogenerativo e comunque nel rispetto delle misure di salvaguardia ambientale, sostenere - in coerenza con le linee strategiche in materia di promozione di ricerca e

innovazione - lo sviluppo delle tecnologie innovative alimentate da fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica, aggiornare la regolamentazione per la localizzazione degli impianti a fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica e favorire il superamento dei conflitti ambientali che si creano a livello locale in corrispondenza di impianti di produzione da fonti rinnovabili, in particolare per gli impianti alimentati da bioenergie.

4.2 PIANIFICAZIONE NAZIONALE

4.2.1 Aree non Idonee per le Energie Rinnovabili - Decreto Ministeriale 10/09/2010

Le Linee Guida Nazionali del DM 10/09/2010 stabiliscono le indicazioni generali per indirizzare le Regioni ad identificare le aree non idonee alle Energie Rinnovabili, quali:

- Siti Patrimonio dell’Umanità identificati dall’UNESCO, Siti di rilevanza culturale, Aree di interesse pubblico (art. 136 D.Lgs 42/2004);
- Aree all’interno di con visivi la cui immagine è storicizzato e rappresentano attrazioni turistiche;
- Aree vicine a parchi archeologici e di interesse culturale, storico e / o religioso;
- Aree Protette;
- Aree RAMSAR e Zone Umidie;
- Zone di Protezione Speciale (SPZ) e Siti di Interesse Comunitario (SIC);
- Aree importanti per l’Avifauna (IBA);
- Aree al di fuori di quelle precedentemente citate ma di importanza per la conservazione della biodiversità;
- Aree di Valore Agricolo (Agricoltura Biologiche, DOC, IGP, ecc.);
- Aree a rischio Idrogeologico e Geomorfologico (PAI);
- Aree di rilevante valore Paesaggistico individuate dal D.Lgs 42/2004 “Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio”.

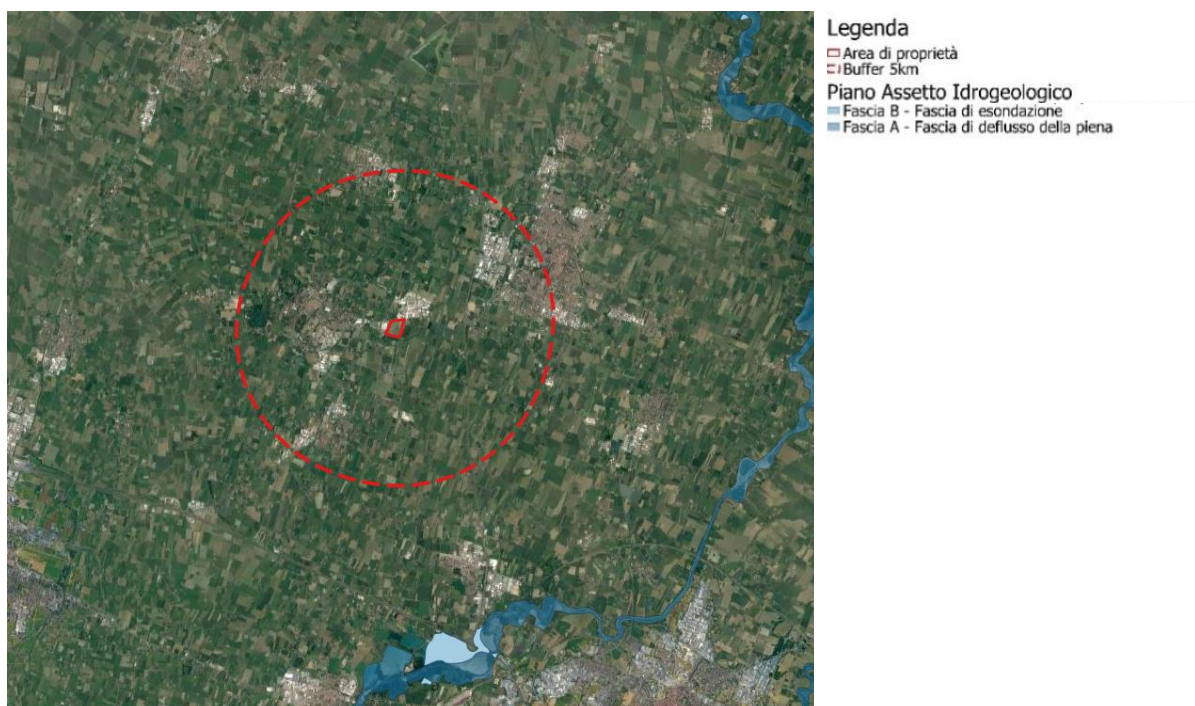


Figura 4.1. Piano Assetto Idrogeologico distretto del fiume Po

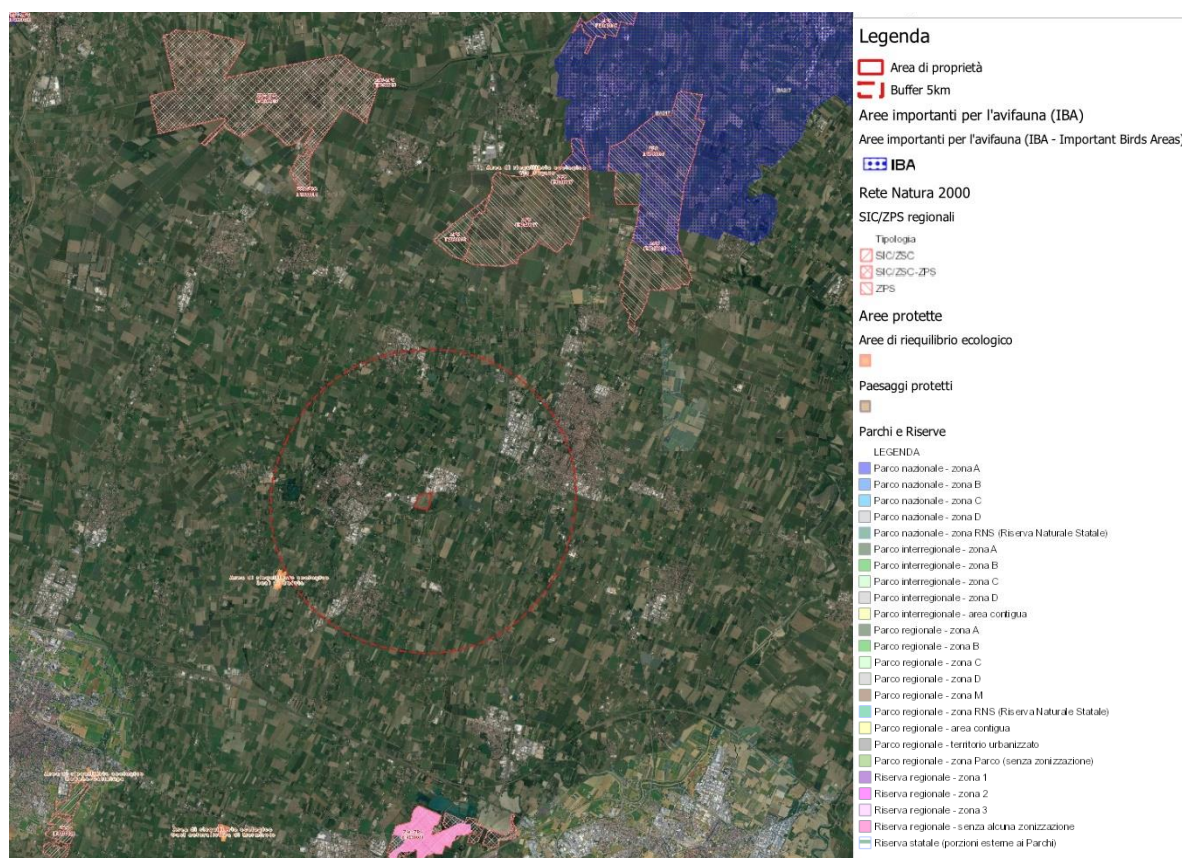


Figura 4.2. Aree non idonee (Rete Natura 2000, aree protette e aree IBA)

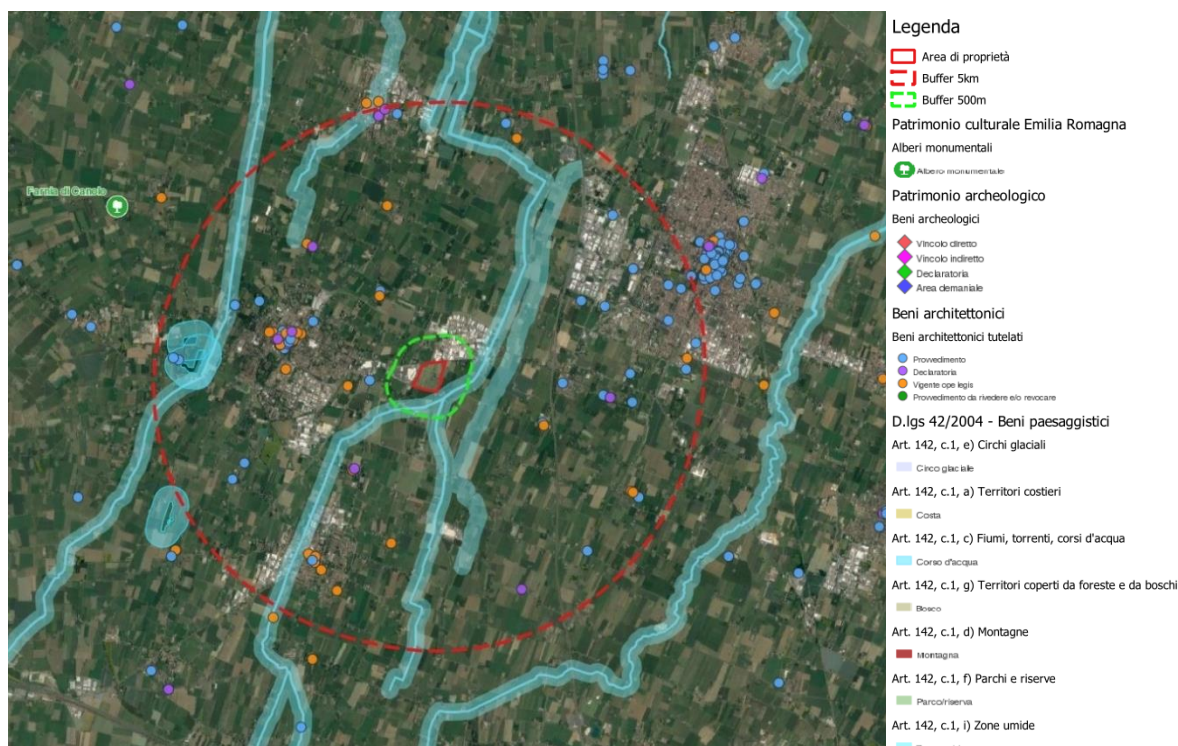


Figura 4.3. Aree non idonee - Patrimonio Culturale dell'Emilia Romagna

Come evidenziato dalle figure 4.1, 4.2 e 4.3 la zona di interesse non ricade all'interno delle aree non idonee; pertanto, non si riscontrano criticità per la realizzazione dell'impianto fotovoltaico.

4.2.2 Decreto Legislativo 8 novembre 2021, n. 199

Il D.Lgs. 199/2021 ha come oggetto la promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, accelerare il percorso di crescita sostenibile del Paese, recando disposizioni in materia di energia da fonti rinnovabili, in coerenza con gli obiettivi europei di decarbonizzazione del sistema energetico al 2030 e di completa decarbonizzazione al 2050.

Viene disciplinata inoltre l'individuazione di superfici e aree idonee per l'installazione di impianti a fonte rinnovabili (Art.20), definendo come aree idonee:

- i siti ove sono già installati impianti della stessa fonte e in cui vengono realizzati interventi di modifica, anche sostanziale, per rifacimento, potenziamento o integrale ricostruzione, eventualmente abbinati a sistemi di accumulo, che non comportino una variazione dell'area occupata superiore al 20 per cento;
- le aree dei siti oggetto di bonifica individuate ai sensi del Titolo V, Parte quarta, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152;
- le cave e miniere cessate, non recuperate o abbandonate o in condizioni di degrado ambientale, o le porzioni di cave e miniere non suscettibili di ulteriore sfruttamento
- i siti e gli impianti nelle disponibilità delle società del gruppo Ferrovie dello Stato italiane e dei gestori di infrastrutture ferroviarie nonché delle società concessionarie autostradali.
- i siti e gli impianti nella disponibilità delle società di gestione aeroportuale all'interno dei sedimi aeroportuali, ivi inclusi quelli all'interno del perimetro di pertinenza degli aeroporti delle isole minori di cui all'allegato 1 al decreto del Ministro dello sviluppo economico 14 febbraio 2017,

ferme restando le necessarie verifiche tecniche da parte dell'Ente nazionale per l'aviazione civile (ENAC).

- esclusivamente per gli impianti fotovoltaici, anche con moduli a terra, e per gli impianti di produzione di biometano, in assenza di vincoli ai sensi della parte seconda del codice dei beni culturali e del paesaggio, di cui al decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42:
 1. le aree classificate agricole, racchiuse in un perimetro i cui punti distino non più di 500 metri da zone a destinazione industriale, artigianale e commerciale, compresi i siti di interesse nazionale, nonché le cave e le miniere;
 2. le aree interne agli impianti industriali e agli stabilimenti, questi ultimi come definiti dall'articolo 268, comma 1, lettera h), del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, **nonché le aree classificate agricole racchiuse in un perimetro i cui punti distino non più di 500 metri dal medesimo impianto o stabilimento;**
 3. le aree adiacenti alla rete autostradale entro una distanza non superiore a 300 metri;
 4. le aree che non sono ricomprese nel perimetro dei beni sottoposti a tutela ai sensi del decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42 (*incluse le zone gravate da usi civici di cui all'articolo 142, comma 1, lettera h, del medesimo decreto*), né ricadono nella fascia di rispetto dei beni sottoposti a tutela ai sensi della parte seconda oppure dell'articolo 136 del medesimo decreto legislativo. La fascia di rispetto è determinata considerando una distanza dal perimetro di beni sottoposti a tutela di tre chilometri per gli impianti eolici e di cinquecento metri per gli impianti fotovoltaici. Resta ferma, nei procedimenti autorizzatori, la competenza del Ministero della cultura a esprimersi in relazione ai soli progetti localizzati in aree sottoposte a tutela.

L'area di progetto è classificata come agricola (tipo E.1 da PRG comunale). L'immagine seguente riporta la localizzazione dell'area rispetto alle zone urbanistiche di tipo industriale perimetrate dal Comune di Correggio.

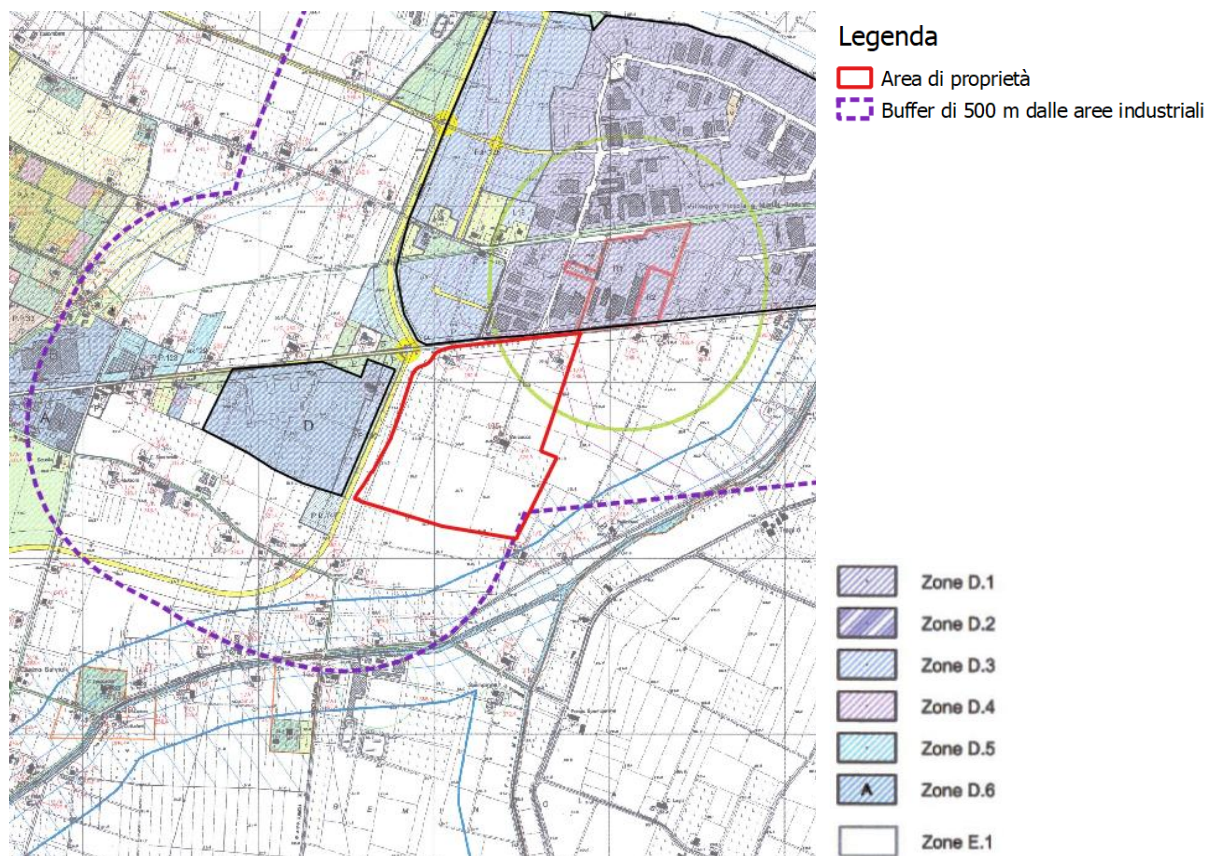


Figura 4.4: Stralcio tavola 2.4 PRG – Buffer dalle zone industriali

Per quanto sopra descritto, si ritengono le aree di interesse idonee all'installazione dell'impianto fotovoltaico, in quanto aree agricole distanti meno di 500 metri dal perimetro della zona industriale così come identificata e perimetrata dallo strumento urbanistico comunale vigente.

4.2.3 *Assemblea legislativa della Regione Emilia-Romagna – Deliberazione assembleare N.28 del 6 Dicembre 2010*

La seguente deliberazione ha come oggetto la prima individuazione delle aree e dei siti per l'installazione di impianti di produzione di energia elettrica mediante l'utilizzo della fonte energetica rinnovabile solare fotovoltaica nella regione Emilia-Romagna.

Vengono considerate non idonee all'installazione di impianti fotovoltaici con moduli ubicati al suolo le seguenti aree:

- zone di tutela naturalistica (art. 25 del PTPR);
- sistema forestale e boschivo (art. 10 del PTPR);
- zona 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, commi 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 b.1. 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 specifiche prescrizioni d'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 zone A e B dei Parchi nazionali, interregionali e regionali istituiti ai sensi della L. 394/91 nonché della L.R. n. 6/2005;
- le aree incluse nelle Riserve Naturali istituite ai sensi della L. 394/91 nonché della L.R. n. 6/2005;
- le aree forestali, così come definite dall'art. 63 della L.R. n. 6/2009, incluse nella Rete Natura 2000 designata in base alla Direttiva 92/43/CEE (Siti di Importanza Comunitaria) e alla Direttiva 79/409/CEE (Zone di Protezione Speciale) nonché nelle zone C, D e nelle aree contigue dei Parchi nazionali, interregionali e regionali istituiti ai sensi della L. 394/91 nonché della L.R. n. 6/2005;
- le aree umide incluse nella Rete Natura 2000 designate in base alla Direttiva 79/409/CE (Zone di Protezione Speciale) in cui sono presenti acque lentiche e zone costiere così come individuate con le deliberazioni di Giunta regionale n. 1224/08;
- fasce di tutela fluviale di cui all'articolo 17 del Piano Territoriale Paesaggistico regionale (PTPR); aggiunte dalla delibera del 23 Maggio 2023 n.125

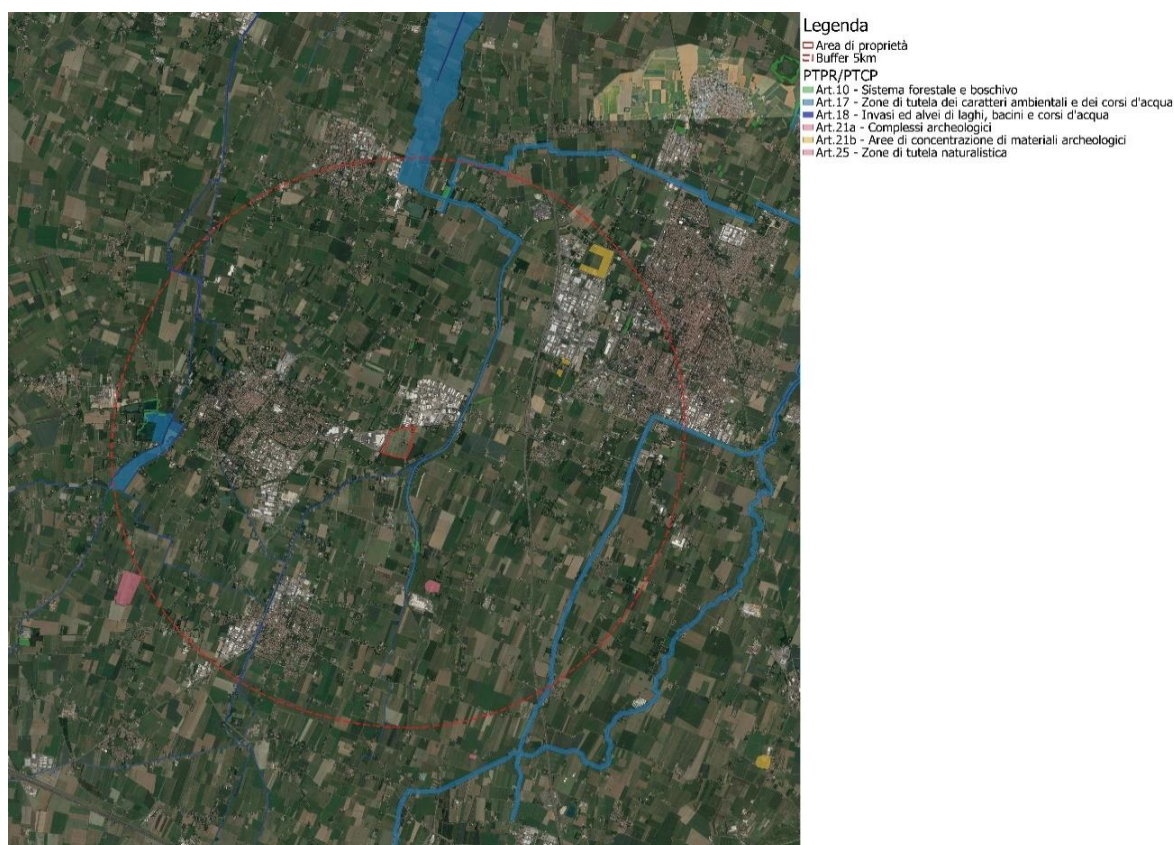


Figura 4.5. Aree non idonee - PTPR Emilia-Romagna

Come evidenziato in figura l'area non ricade all'interno di aree non idonee per la realizzazione di impianti fotovoltaici così come definite dalla deliberazione assembleare N.28 del 6 Dicembre 2010.

4.2.4 Deliberazione dell'assemblea legislativa della regione Emilia-Romagna 23 Maggio 2023 n. 125

La delibera del 23 Maggio 2023 n.125 ha come oggetto la **“Specificazione dei criteri localizzativi per garantire la massima diffusione degli impianti fotovoltaici e per tutelare i suoli agricoli e il valore paesaggistico e ambientale del territorio”**.

Viene inoltre specificato che nelle aree agricole considerate idonee ope legis di cui all'art. 20, comma 8, lett. c-ter del d.lgs. n.199 del 2021 gli impianti possono interessare il 100% delle aree agricole, evitando qualsiasi intervento che non consenta il pieno ripristino agricolo dello stato dei luoghi, con la condizione che non siano presenti colture di pregio o colture certificate.

In merito a quanto riportato, si evidenzia che i terreni non sono interessati da produzioni agricolo-alimentari di qualità (produzioni biologiche, produzioni D.O.P., I.G.P., S.T.G., D.O.C., D.O.C.G., produzioni tradizionali), ai sensi dei regg. (UE)848/2018, (UE)1151/2012, (UE)1308/2013.

4.2.5 Aree Naturali Protette, Rete Natura 2000, IBA

Aree Naturali Protette

La legge 394/91 definisce la classificazione delle aree naturali protette e istituisce l'Elenco ufficiale delle aree protette, nel quale vengono iscritte tutte le aree che rispondono ai criteri stabiliti, a suo tempo, dal Comitato nazionale per le aree protette. Attualmente il sistema delle aree naturali protette è suddiviso in: Parchi Nazionali, Parchi naturali regionali e interregionali, Riserve naturali, Zone umide di interesse internazionale, altre aree naturali protette come le oasi delle associazioni ambientaliste, parchi suburbani, ecc., Aree di reperimento terrestri e marine.

In Italia esistono 871 aree protette, per un totale di oltre 3 milioni di ettari tutelati a terra, circa 2.850mila ettari a mare e 658 chilometri di costa.

I parchi nazionali sono 24 e coprono quasi 1,5 milioni di ettari a terra e 71mila a mare; le Aree marine protette, invece, sono 29, per un'estensione di circa 222mila ettari e ad esse occorre aggiungere due parchi sommersi ed il Santuario internazionale dei mammiferi marini, con altri 2.5 milioni di ettari protetti, per un totale di 32 Aree marine protette (dati del VI aggiornamento dell'Elenco Ufficiale delle Aree protette).

Non sono presenti nell'intorno dell'area di progetto ANP. L'area tutelata più prossima è la Riserva naturale orientata “Cassa di espansione del Fiume Secchia”, che dista oltre 10 km in direzione sud, come mostra la seguente immagine.

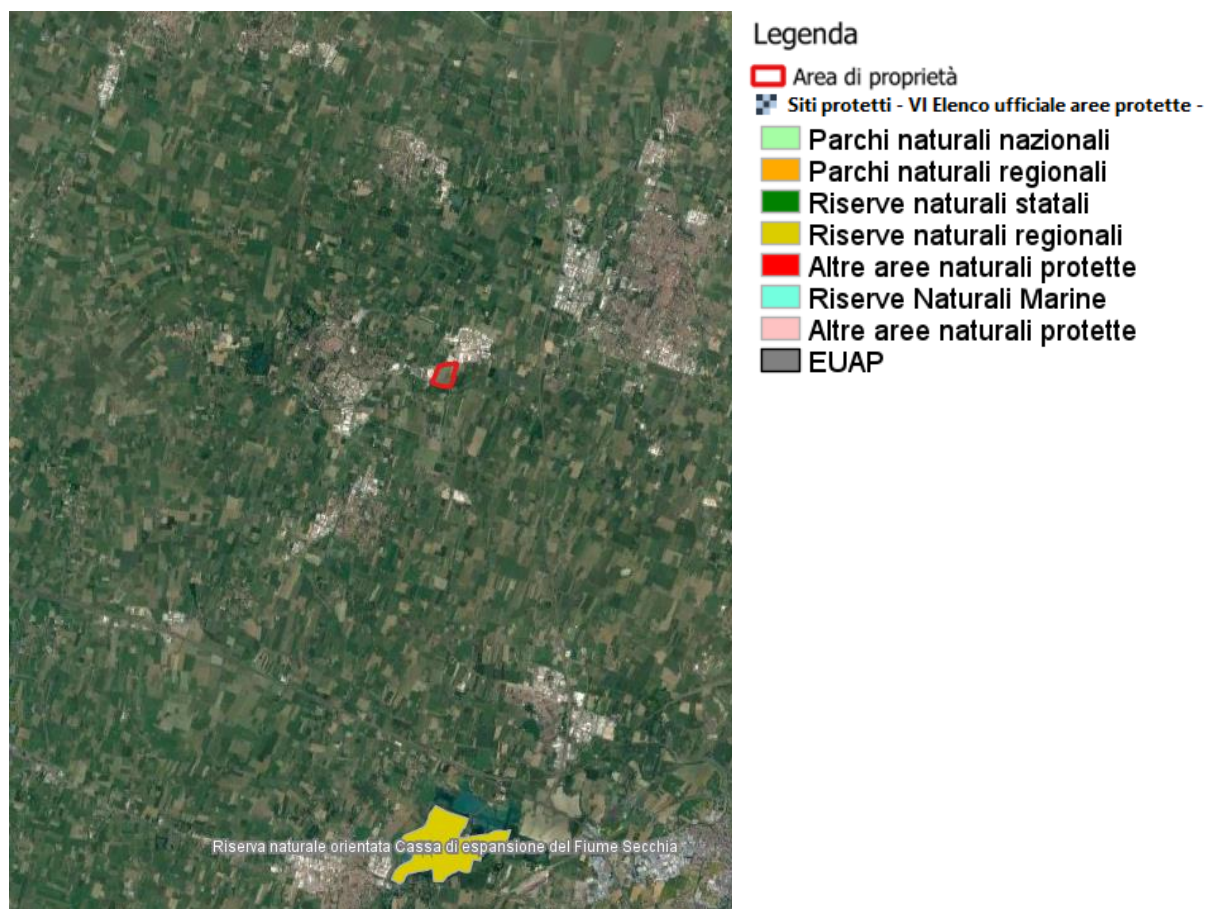


Figura 4.6. Aree Naturali Protette (fonte Geoportale Nazionale <https://qn.mase.gov.it/portale/servizio-di-consultazione-wms>)

Rete Natura 2000

La Rete Natura 2000 costituisce la più importante strategia d'intervento dell'Unione Europea per la tutela del territorio. Tenuto conto della necessità di attuare una politica più incisiva di salvaguardia degli habitat e delle specie di flora e fauna, si è voluto dar vita ad una Rete coerente di aree destinate alla conservazione della biodiversità del territorio dell'Unione Europea. I siti che compongono la Rete (Siti Natura 2000) sono rappresentati dai Siti d'Importanza Comunitaria (SIC), ad oggi molti di questi SIC sono Zone Speciali di conservazione (ZSC) e dalle Zone di Protezione Speciale (ZPS).

I SIC e la Rete Natura 2000 sono definiti dalla Direttiva Habitat 92/43/CEE – art. 3, comma1: “*È costituita una rete ecologica europea coerente di Zone Speciali di Conservazione, denominata Natura 2000. Questa rete, formata dai siti in cui si trovano tipi di habitat naturali elencati nell'allegato I e habitat delle specie di cui all'allegato II, deve garantire il mantenimento ovvero, all'occorrenza, il ripristino, in uno stato di conservazione soddisfacente, dei tipi di habitat naturali e degli habitat delle specie interessati nella loro area di ripartizione naturale. La rete Natura 2000 comprende anche le zone di protezione speciale classificate dagli Stati membri a norma della direttiva 79/409/CEE*”.

Le ZPS sono state previste dalla Direttiva Uccelli 79/409/CEE, oggi abrogata e sostituita dalla Direttiva 2009/147/CEE “concernente la conservazione degli uccelli selvatici”. Quest'ultima direttiva, all'art. 3, commi 1 e 2 riporta: “*...gli Stati membri adottano le misure necessarie per preservare, mantenere o ristabilire, per tutte le specie di uccelli di cui all'art. 1, una varietà ed una superficie sufficienti di habitat*”.

SIC e ZPS sono definite dagli Stati membri (in Italia su proposta delle Regioni). Quando un SIC viene inserito ufficialmente nell'Elenco Comunitario lo Stato membro designa tale sito come Zona Speciale di Conservazione (ZSC).

La Direttiva 92/43/CEE, la cosiddetta direttiva "Habitat", è stata recepita dallo stato italiano con DPR 8 settembre 1997, n. 357 "Regolamento recante attuazione della Direttiva 92/43/CEE relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali, nonché della flora e della fauna selvatiche". Il DPR n. 357/1997, così come modificato dal successivo DPR 120/2003, definisce il Sito di Importanza Comunitaria (SIC) come *"un sito che è stato inserito nella lista dei siti selezionati dalla Commissione europea e che, nella o nelle regioni biogeografiche cui appartiene, contribuisce in modo significativo a mantenere o a ripristinare un tipo di habitat naturale di cui all'allegato A o di una specie di cui all'allegato B in uno stato di conservazione soddisfacente e che può, inoltre, contribuire in modo significativo alla coerenza della rete ecologica "Natura 2000" di cui all'articolo 3, al fine di mantenere la diversità biologica nella regione biogeografica o nelle regioni biogeografiche in questione. Per le specie animali che occupano ampi territori, i siti di importanza comunitaria corrispondono ai luoghi, all'interno della loro area di distribuzione naturale, che presentano gli elementi fisici o biologici essenziali alla loro vita e riproduzione"*.

Gli stessi DPR stabiliscono che le regioni e le province Autonome di Trento e Bolzano debbano individuare i siti in cui si trovano le tipologie di habitat elencate nell'allegato A e gli habitat delle specie di cui all'allegato B, dandone comunicazione al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio ai fini della formulazione alla Commissione europea, da parte dello stesso Ministero, dell'elenco dei proposti Siti di Importanza Comunitaria (pSIC) per la costituzione della rete ecologica europea coerente di zone speciali di conservazione denominata "Natura 2000". Il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio designa, con proprio decreto, adottato d'intesa con ciascuna regione interessata, i pSIC quali "Zone Speciali di Conservazione" (ZSC), entro il termine massimo di sei anni dalla definizione, da parte della Commissione europea, dell'elenco dei siti.

L'individuazione dei SIC e delle ZPS spetta alle Regioni e alle Province autonome, che trasmettono i dati al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare il quale, dopo la verifica della completezza e congruenza delle informazioni acquisite, trasmette i dati alla Commissione Europea. I SIC e le ZPS si intendono designate dalla data di trasmissione alla Commissione e dalla pubblicazione sul sito del Ministero dell'elenco aggiornato. Il 21 gennaio 2021 la Commissione Europea ha approvato l'ultimo (quattordicesimo) elenco aggiornato dei SIC per le tre regioni biogeografiche che interessano l'Italia, alpina, continentale e mediterranea rispettivamente con le Decisioni 2021/165/UE, 2021/161/UE e 2021/159/UE. Tali Decisioni sono state redatte in base alla banca dati trasmessa dall'Italia a dicembre 2019.

La Regione Emilia-Romagna si occupa della gestione complessiva del sistema territoriale delle aree protette e dei 159 siti della rete Natura 2000 (71 ZSC, 68 ZSC-ZPS, 19 ZPS, 1 SIC), che ricoprono una superficie complessiva di 301.761 ettari, adottando per conto del Ministero per l'Ambiente e della Commissione Europea indirizzi e norme per la loro istituzione, pianificazione e gestione e coordinando l'azione degli Enti di gestione.

Nell'intorno dell'area di progetto non sono presenti SIC, ZPS e ZSC. Le più prossime sono:

- ZPS Casse di espansione del Secchia, codice IT4030011 (10,3 km sud)
- ZPS Cassa di espansione del Tresinaro, codice IT4030019 (circa 9 km nord-est)
- ZPS Valle delle Bruciate e Tresinaro IT4040017 (circa 9 km nord-est)
- ZPS Valle di Gruppo IT4040015 (circa 9 km nord-est)

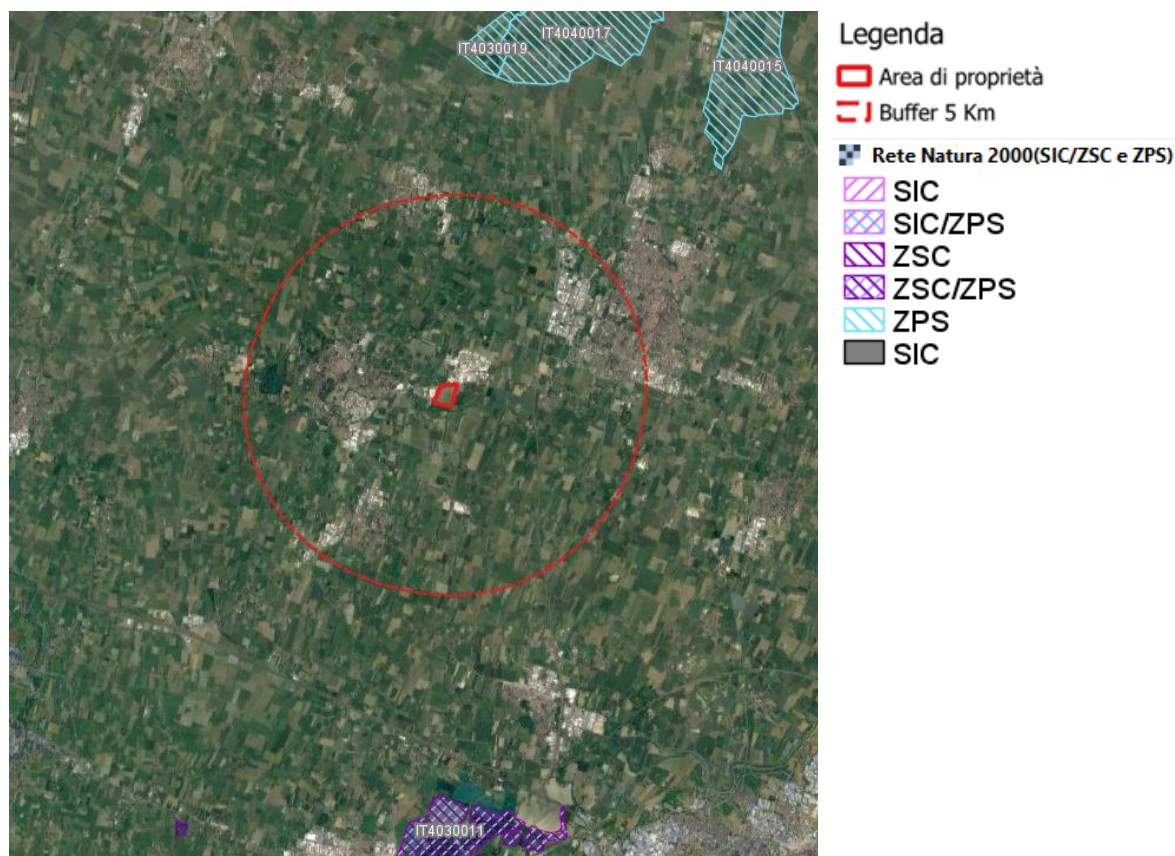


Figura 4.7. Rete Natura 2000 (fonte Geoportale Nazionale <https://gn.mase.gov.it/portale/servizio-di-consultazione-wms>)

4.3 PIANIFICAZIONE REGIONALE

4.3.1 Piano Territoriale Regionale (PTR)

Il Piano Territoriale Regionale (PTR), ai sensi dell'articolo 23 della L.R. 20/2000 è lo strumento di programmazione con il quale la Regione definisce gli obiettivi per assicurare lo sviluppo e la coesione sociale, accrescere la competitività del sistema territoriale regionale, garantire la riproducibilità, la qualificazione e la valorizzazione delle risorse sociali ed ambientali.

Gli obiettivi di governo delle trasformazioni territoriali indicati dal Piano Territoriale Regionale trovano una rappresentazione normativa e cartografica nel Piano territoriale paesistico regionale (PTPR), nei Piani territoriali di coordinamento provinciali (PTCP) e negli strumenti urbanistici dei Comuni.

La nuova legge urbanistica regionale n. 24 del 2017, all'articolo 40, prevede che la Regione si doti di un unico piano generale, denominato Piano territoriale regionale (PTR), caratterizzato dall'integrazione di una componente strategica e una strutturale. Il PTR ricomprende e coordina, in un unico strumento di pianificazione relativo all'intero territorio regionale, la disciplina per la tutela e la valorizzazione del paesaggio e il Piano territoriale paesaggistico regionale (PTPR), quale piano urbanistico-territoriale avente specifica considerazione dei valori paesaggistici, storico-testimoniali, culturali, naturali, morfologici ed estetici, e la componente territoriale del Piano regionale integrato dei trasporti (PRIT).

La componente strategica del PTR attiene alla definizione degli obiettivi, indirizzi e politiche che la Regione intende perseguire per garantire la tutela del valore paesaggistico, ambientale, culturale e

sociale del suo territorio e per assicurare uno sviluppo economico e sociale sostenibile ed inclusivo, che accresca insieme la competitività e la resilienza del sistema territoriale regionale e salvaguardi la riproducibilità delle risorse.

I contenuti strategici del PTR costituiscono il riferimento necessario per il sistema della pianificazione di area vasta e locale e per i piani settoriali regionali aventi valenza territoriale.

Nella componente strutturale del PTR sono individuati e rappresentati i sistemi paesaggistico, fisico-morfologico, ambientale, storico-culturale che connotano il territorio regionale nonché le infrastrutture, i servizi e gli insediamenti che assumono rilievo strategico per lo sviluppo dell'intera comunità regionale, e sono stabilite prescrizioni ed indirizzi per definire le relative scelte di assetto territoriale.

Nelle more dell'elaborazione del nuovo Piano Territoriale Regionale, rimangono in vigore i precedenti strumenti di pianificazione territoriale regionale:

- il Piano territoriale paesaggistico regionale (PTPR) del 1993, ad oggi in fase di adeguamento al Codice dei beni culturali e del paesaggio, Dlgs n.42/2004;
- il Piano regionale integrato dei trasporti Prit 2025;
- il Piano Territoriale Regionale (PTR) del 2000.

4.3.2 Piano Territoriale Paesaggistico Regionale (PTPR)

L'art. 64 della Legge regionale 21 dicembre 2017, n. 24, "Disciplina regionale sulla tutela e l'uso del territorio", in conformità al Codice dei beni culturali e del paesaggio e in continuità con la normativa regionale in materia, affida al Piano Territoriale Paesistico Regionale, quale parte tematica del Piano Territoriale Regionale, il compito di definire gli obiettivi e le politiche di tutela e valorizzazione del paesaggio, con riferimento all'intero territorio regionale, quale piano urbanistico-territoriale avente specifica considerazione dei valori paesaggistici, storico-testimoniali, culturali, naturali, morfologici ed estetici."

Il piano paesaggistico regionale influenza le strategie e le azioni di trasformazione del territorio sia attraverso la definizione di un quadro normativo di riferimento per la pianificazione provinciale e comunale, sia mediante singole azioni di tutela e di valorizzazione paesaggistico-ambientale.

Gli operatori ai quali il Piano si rivolge sono:

- la stessa **Regione**, nella sua attività di pianificazione territoriale e di programmazione generale e di settore;
- le **Province**, che nell'elaborazione dei Piani Territoriali di Coordinamento Provinciale, assumono ed approfondiscono i contenuti del PTPR nelle varie realtà locali;
- i **Comuni** che garantiscono la coesione tra tutela e sviluppo attraverso i loro strumenti di pianificazione generale; gli operatori pubblici e privati le cui azioni incidono sul territorio.

Il PTPR individua le grandi suddivisioni di **tipo fisiografico** (montagna, collina, pianura, costa), i **sistemi tematici** (agricolo, boschivo, delle acque, insediativo) e le **componenti biologiche, geomorfologiche o insediative** che per la loro persistenza e inerzia al cambiamento si sono poste come elementi ordinatori delle fasi di crescita e di trasformazione della struttura territoriale regionale.

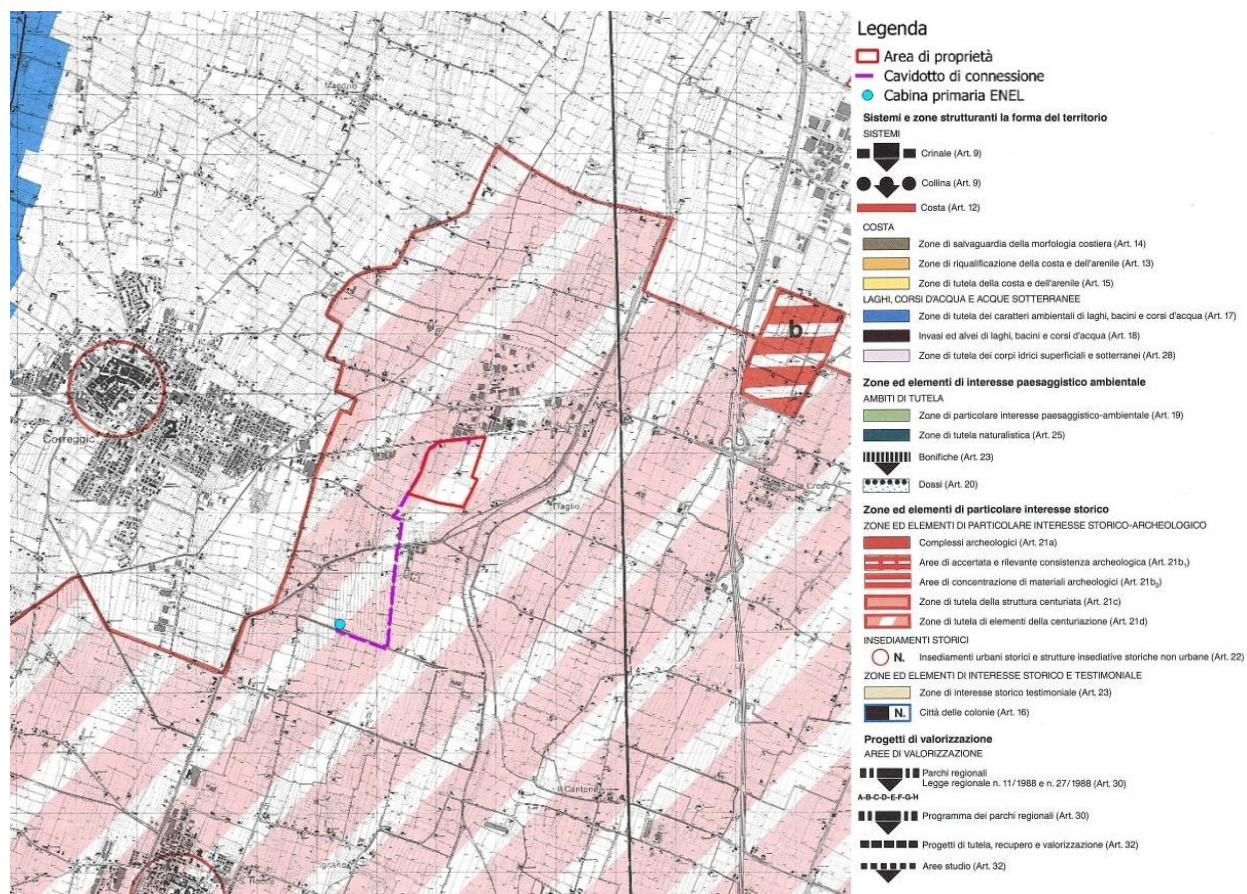


Figura 4.8. Tavola delle tutele (PTPR 1993)

L'area di analisi ricade all'interno di una zona di tutela di elementi della centuriazione (art. 21d del PTPR), che per definizione sono tutte quelle aree estese nella cui attuale struttura permangono segni, sia localizzati sia diffusi, della centuriazione.

Per tali zone il PTPR prevede le seguenti prescrizioni:

- divieto di alterare le caratteristiche essenziali di strade; strade poderali ed interpoderali; canali di scolo e di irrigazione disposti lungo gli assi principali della centuriazione; tabernacoli agli incroci degli assi; case coloniche; piantate ed i relitti dei filari di antico impianto orientati secondo la centuriazione, nonché ogni altro elemento riconducibile attraverso l'esame dei fatti topografici alla divisione agraria romana;
- qualsiasi intervento di realizzazione, ampliamento e rifacimento di infrastrutture viarie e canalizie deve possibilmente riprendere gli analoghi elementi lineari della centuriazione e comunque essere complessivamente coerente con l'organizzazione territoriale;
- nelle zone di tutela di elementi della centuriazione valgono le medesime prescrizioni fino a quando gli strumenti di pianificazione provinciale o comunale non abbiano esattamente individuato gli elementi di cui al primo punto e dettato le prescrizioni per la loro tutela;
- gli interventi di nuova edificazione, sia di annessi rustici che di unità edilizie ad uso abitativo funzionali alle esigenze di addetti all'agricoltura, eventualmente previsti, devono essere coerenti con l'organizzazione territoriale e di norma costituire unità accorpate urbanisticamente e paesaggisticamente con l'edificazione preesistente.

Nell'ambito delle seguenti aree sono comunque consentiti:

- qualsiasi intervento sui manufatti edilizi esistenti, qualora definito ammissibile dal piano regolatore generale in conformità alla legge regionale 7 dicembre 1978, n. 47;
- il completamento delle opere pubbliche in corso, purché interamente approvate alla data di adozione del presente Piano;
- l'ordinaria utilizzazione agricola del suolo e l'attività di allevamento, quest'ultima esclusivamente in forma non intensiva qualora di nuovo impianto, nonché la realizzazione di strade poderali ed interpoderali di larghezza non superiore a 4 metri lineari, di annessi rustici aziendali ed interaziendali e di altre strutture strettamente connesse alla conduzione del fondo ed alle esigenze abitative di soggetti aventi i requisiti di imprenditori agricoli a titolo principale ai sensi delle vigenti leggi regionali ovvero di dipendenti di aziende agricole e dei loro nuclei familiari;
- la realizzazione di infrastrutture tecniche di difesa del suolo, di canalizzazioni, di opere di difesa idraulica e simili, nonché le attività di esercizio e di manutenzione delle stesse;
- la realizzazione di impianti tecnici di modesta entità, quali cabine elettriche, cabine di decompressione per il gas, impianti di pompaggio per l'approvvigionamento idrico, irriguo e civile e simili nonché le attività di esercizio e di manutenzione delle predette opere. Sono inoltre ammesse opere temporanee per attività di ricerca nel sottosuolo che abbiano carattere geognostico.

Le zone di tutela degli elementi della centuriazione non devono in ogni caso avere caratteristiche, dimensioni e densità tali per cui la loro realizzazione possa alterare negativamente l'assetto idrogeologico, paesaggistico, naturalistico e geomorfologico degli ambiti territoriali interessati. In particolare, le piste di esbosco e di servizio forestale, qualora interessino proprietà assoggettate a piani economici ed a piani di coltura e conservazione, ai sensi della legge regionale 4 settembre 1981, n. 30, possono essere realizzate soltanto ove previste in tali piani regolarmente approvati.

Possono essere individuate, previo parere dell'ente intraregionale competente, da parte di strumenti di pianificazione comunali o intercomunali ulteriori aree a destinazione d'uso extra agricola, oltre a quelle di cui al dodicesimo comma, solamente ove si dimostri che l'assetto delle aree interessate risulti garantire il rispetto delle disposizioni dettate a tutela degli individuati elementi della centuriazione.

Le seguenti infrastrutture ed attrezzature:

- linee di comunicazione viaria, nonché ferroviaria anche se di tipo metropolitano;
- impianti atti alla trasmissione di segnali radiotelevisivi e di collegamento, nonché impianti per le telecomunicazioni;
- impianti per l'approvvigionamento idrico e per lo smaltimento dei reflui e dei rifiuti solidi;
- sistemi tecnologici per il trasporto dell'energia e delle materie prime e/o dei semilavorati;

sono ammesse qualora siano previste in strumenti di pianificazione nazionali, regionali o provinciali e si dimostri che garantiscono il rispetto delle disposizioni dettate a tutela degli individuati elementi della centuriazione.

Si evidenzia che la carta delle tutele del PTPR risale al 1993 e che successivamente all'attuazione della precedente LR 20/2000 i Piani Territoriali di Coordinamento Provinciale costituiscono l'unico riferimento per gli strumenti comunali di pianificazione per l'attività amministrativa attuativa. Nella tavola 5a del medesimo Piano, la perimetrazione delle zone di tutela della struttura centuriata (art. 48 del PTCP) **non interessa più l'area di intervento, così come si evince in figura 4.6.**

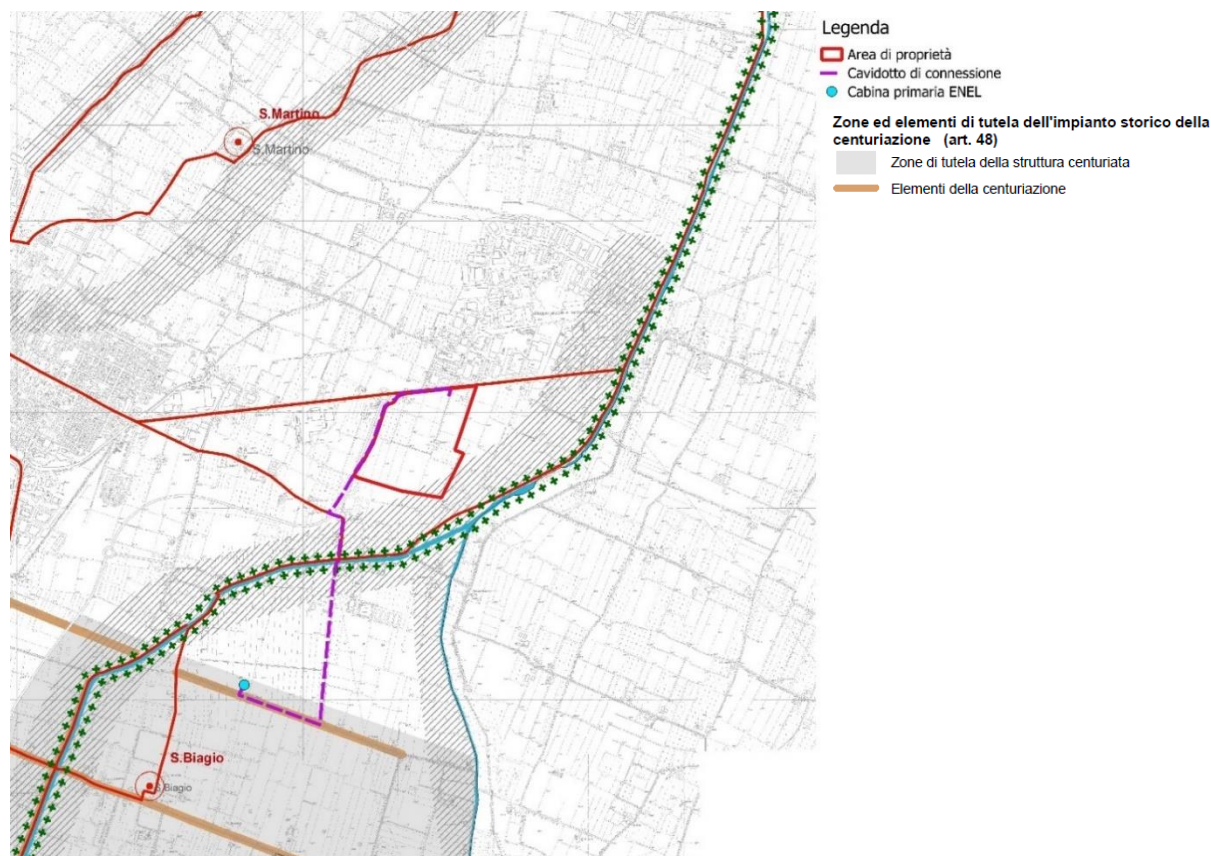


Figura 4.9. Individuazione della struttura centuriata secondo il Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale di Reggio Emilia.

In merito a quanto definito dalle NTA dal Piano Territoriale Paesaggistico Regionale non sono state riscontrate criticità in merito alla realizzazione dell'impianto fotovoltaico.

4.4 PIANIFICAZIONE PROVINCIALE

4.4.1 Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale (PTCP) di Reggio Emilia

Il Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale (P.T.C.P.) è lo strumento di pianificazione che definisce l'assetto del territorio, è sede di raccordo e verifica delle politiche settoriali e strumento di indirizzo e coordinamento per la pianificazione urbanistica comunale. Con Delibera di Consiglio Provinciale n.124 del 17/06/2010 è stata approvata la Variante Generale del PTCP.

La cartografia vigente delle tutele del PTPR è quella dei Piani Territoriali di Coordinamento Provinciale approvati che, in attuazione della precedente LR 20/2000, **costituisce l'unico riferimento per gli strumenti comunali di pianificazione e per l'attività amministrativa attuativa.**

Il comune di Correggio pertanto fa riferimento al Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale di Reggio Emilia.

Se ne riporta di seguito i vari stralci cartografici.

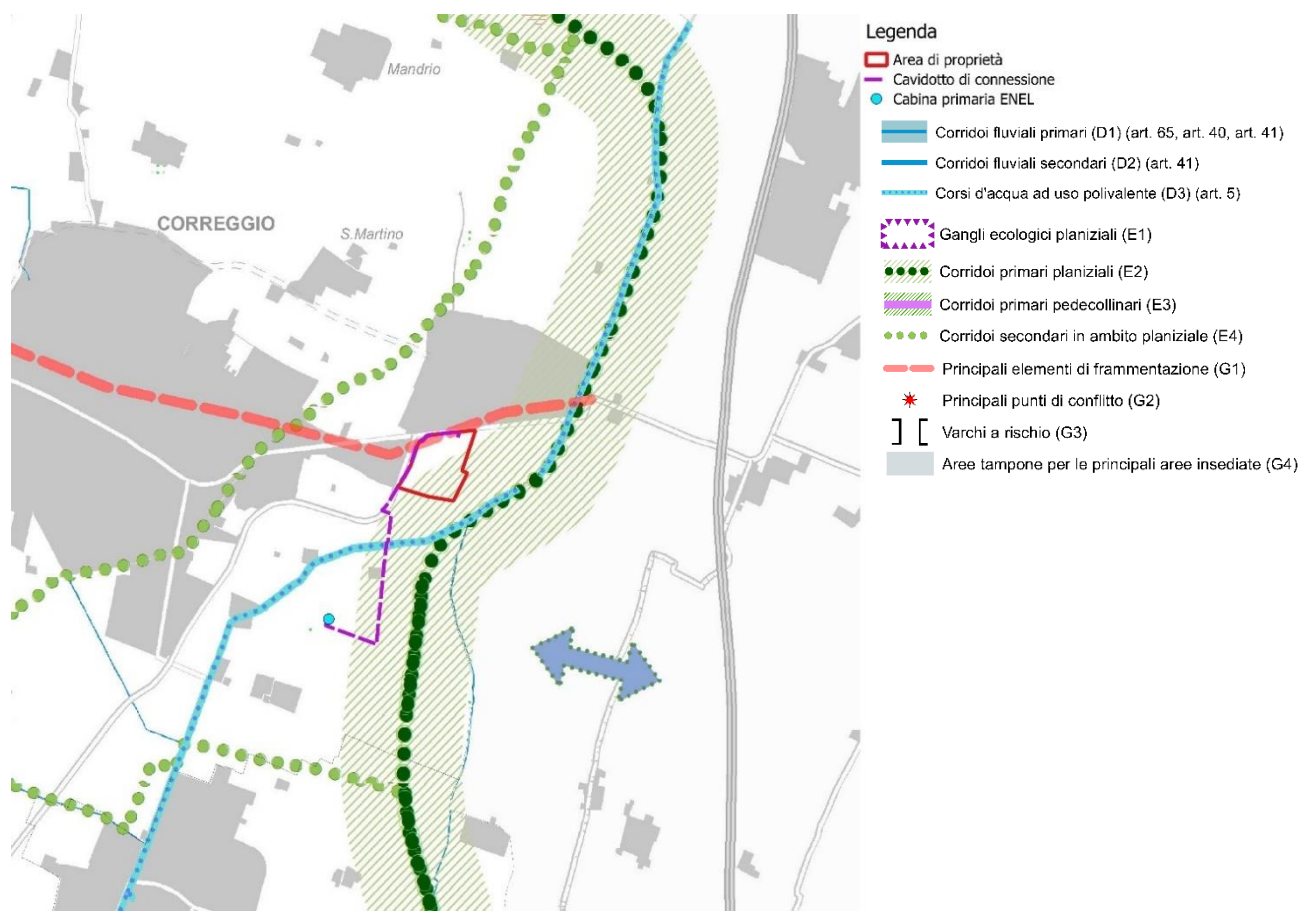


Figura 4.10. Rete ecologica polivalente (PTCP)

Come si evidenzia dalla figura l'area di analisi ricade all'interno dei corridoi primari planiziali (art. 5 del PTCP, lettera E2), ed è in parte attraversata da principali elementi di frammentazione (art. 5 del PTCP, lettera G1).

Entrambi gli elementi fanno parte della rete ecologica polivalente di livello provinciale per cui il PTCP prevede le seguenti prescrizioni:

- gli interventi di eliminazione del suolo fertile collocati entro un corridoio primario di tipo E2 non dovranno ridurre la sezione libera (vedi definizione in Allegato 3 NTA) di oltre il 10% del livello esistente nel punto di massima interferenza e non potranno aversi nel tempo interventi aggiuntivi che riducano la sezione stessa. Il limite potrà essere aumentato fino al 50% in situazioni di particolare interesse pubblico;
- all'interno degli ambiti planiziali i soggetti attuatori dovranno impegnarsi alla realizzazione di interventi di rinaturazione compensativa su una superficie pari almeno a quella consumata;
- nel caso di nuove infrastrutture lineari stradali o ferroviarie di interesse sovracomunale come individuate dalla cartografia del PTCP, dovranno essere predisposte opere per il mantenimento della continuità ecologica ed il loro corretto inserimento ambientale secondo gli indirizzi dell'Allegato 3 delle NTA.

I Comuni in sede di elaborazione degli strumenti di pianificazione urbanistica comunale, individuano le Reti Ecologiche Comunali (REC), che dovranno comunque risultare coerenti con la Rete Ecologica Provinciale (REP). La REC sarà articolata a scala di dettaglio all'interno del Piano Comunale, che sulla base degli indirizzi delle NTA:



- indicherà i propri obiettivi sui livelli di naturalità da raggiungere nel medio periodo;
- preciserà i confini degli elementi primari di rilevanza provinciale (categoria D1, E1, F1 e L) fatte salve le disposizioni più restrittive;
- per gli elementi funzionali **E2** ed **E3** potranno essere precisati geometria ed ampiezza del corridoio anche sulla base di analisi ecologiche ecosistemiche effettuate sulla scala locale ferma restando la necessità di garantire una sezione minima adeguata con riferimento alla cartografia del PTCP;
- provvederà a definire idonee soluzioni alle situazioni di conflitto di cui alle categorie G1, G2 e G3 secondo i seguenti criteri:
 1. gestione delle previsioni urbanistiche pregresse coerente con le finalità del PTCP;
 2. esclusione di nuove urbanizzazioni che riducano ulteriormente i varchi di permeabilità ecologica residui e previsione di progetti riguardanti i punti di conflitto o i principali elementi di frammentazione, in grado di migliorare la funzionalità ecologica del sistema insediativo ed infrastrutturale, al tal fine non potrà essere ridotta la sezione libera;
 3. ottimizzazione delle previsioni insediative attraverso i criteri perequativi previsti dalla legge, al fine di ricomporre i margini urbani e di allestire lo spazio periurbano a parco pubblico, parco agro-ambientale, ecc.

La REC una volta approvata secondo quanto disposto dal PTCP sostituisce la rete ecologica polivalente di livello provinciale anche ai fini della definizione delle zonizzazioni utili all'attuazione delle strategie previste dalla programmazione regionale in materia di sviluppo rurale.

Si evidenzia che il Comune di Correggio è dotato di un Piano Regolatore Generale (aggiornato con variante del 28 Maggio 2021) e che nel medesimo piano l'area di intervento non interessa la REC. Per ulteriori considerazioni si rimanda al paragrafo della pianificazione comunale.

L'area di proprietà ricade in parte all'interno delle aree classificate come dossi di pianura, zone che costituiscono elementi di connotazione degli ambienti vallivi e di pianura.

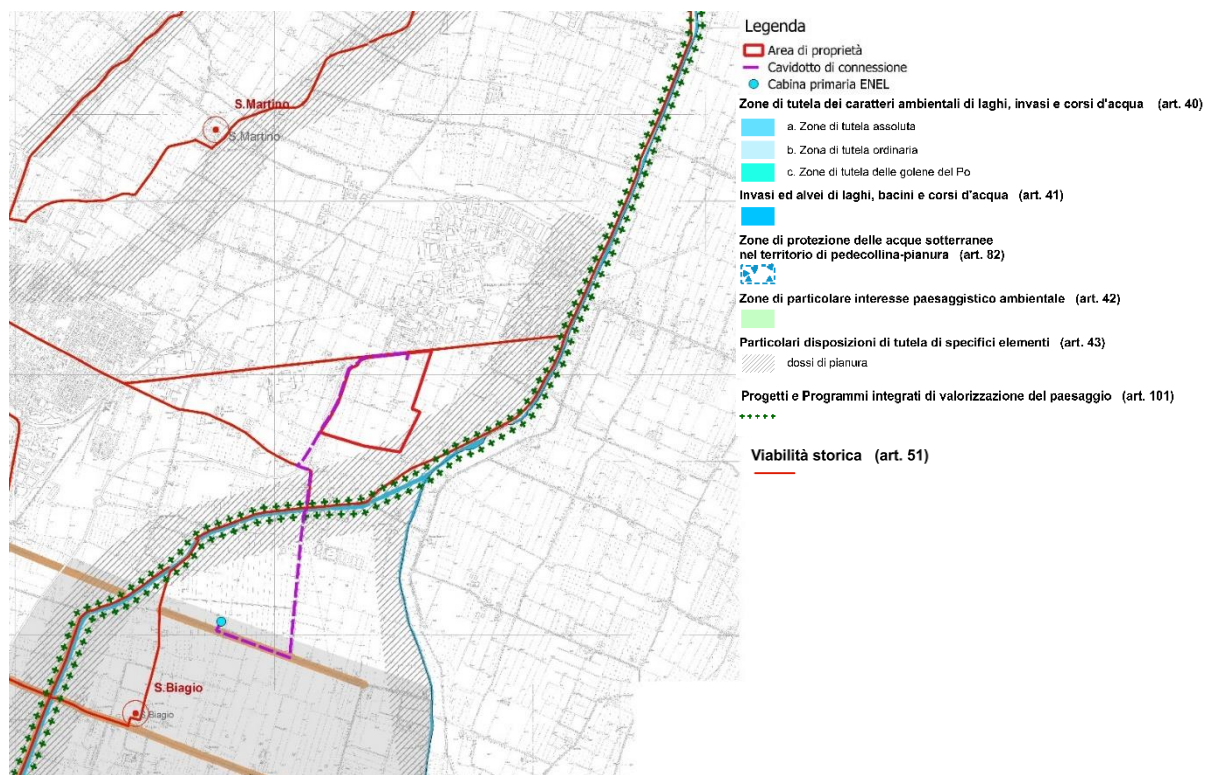


Figura 4.11. Zone, sistemi ed elementi della tutela paesistica

Viene lasciata ai Comuni, in sede di formazione dei propri strumenti urbanistici generali, l'individuazione dei dossi di pianura ed il loro adeguamento alle disposizioni contenute nel PSC, prevedendo anche ulteriori specifiche e approfondimenti.

Le NTA del PTCP definiscono le seguenti prescrizioni:

- non sono consentite nuove attività estrattive o ampliamenti di quelle esistenti, che non siano previste in Piani per le attività estrattive vigenti;
- non sono consentite nuove discariche per lo smaltimento di qualsiasi tipo di rifiuto, salvo quelle previste in strumenti di pianificazione provinciale o sub provinciale vigenti alla data di entrata in vigore del PTCP.

Nei dossi di pianura i Comuni devono tenere conto delle seguenti direttive:

- evitare i processi di saldatura a nastro degli insediamenti lungo le direttrici viabilistiche;
- per interventi di rilevante modificazione dell'andamento planimetrico o altimetrico dei tracciati infrastrutturali il progetto deve essere accompagnato da uno studio di inserimento e valorizzazione paesistico e ambientale;
- devono essere evitate significative impermeabilizzazioni, fatta eccezione per i casi in cui sia dimostrata la mancanza di altra valida alternativa alla necessità di ampliamento degli insediamenti esistenti.

In base a quanto definito dal seguente piano si rimanda al paragrafo della pianificazione comunale.

La connessione invece risulta attraversare dei corsi d'acqua. In ogni caso, essa verrà realizzata interrata, tramite TOC, interessando il percorso più breve possibile.

4.5 PIANIFICAZIONE COMUNALE

4.5.1 Piano Regolatore Generale (PRG) di Correggio

Il P.R.G. disciplina gli usi e le trasformazioni del territorio entro l'intero ambito amministrativo del Comune di Correggio in funzione delle esigenze di sviluppo economico e sociale della popolazione, della tutela dei valori culturali e ambientali, della salvaguardia e della valorizzazione delle risorse naturali e produttive. Esso si basa su elementi di previsione decennale e può essere soggetto a varianti e revisioni periodiche, nei modi e nelle procedure di legge.

Il PRG del comune di Correggio è stato approvato con deliberazione di giunta provinciale n. 321 del 31/10/2000 ed è costituito da una relazione generale, dalle norme tecniche di attuazione (aggiornate con ultima variante il 28 Maggio del 2021) e infine da varie relazioni e dagli elaborati grafici.

Di seguito vengono riportati gli stralci cartografici del PRG di Correggio.

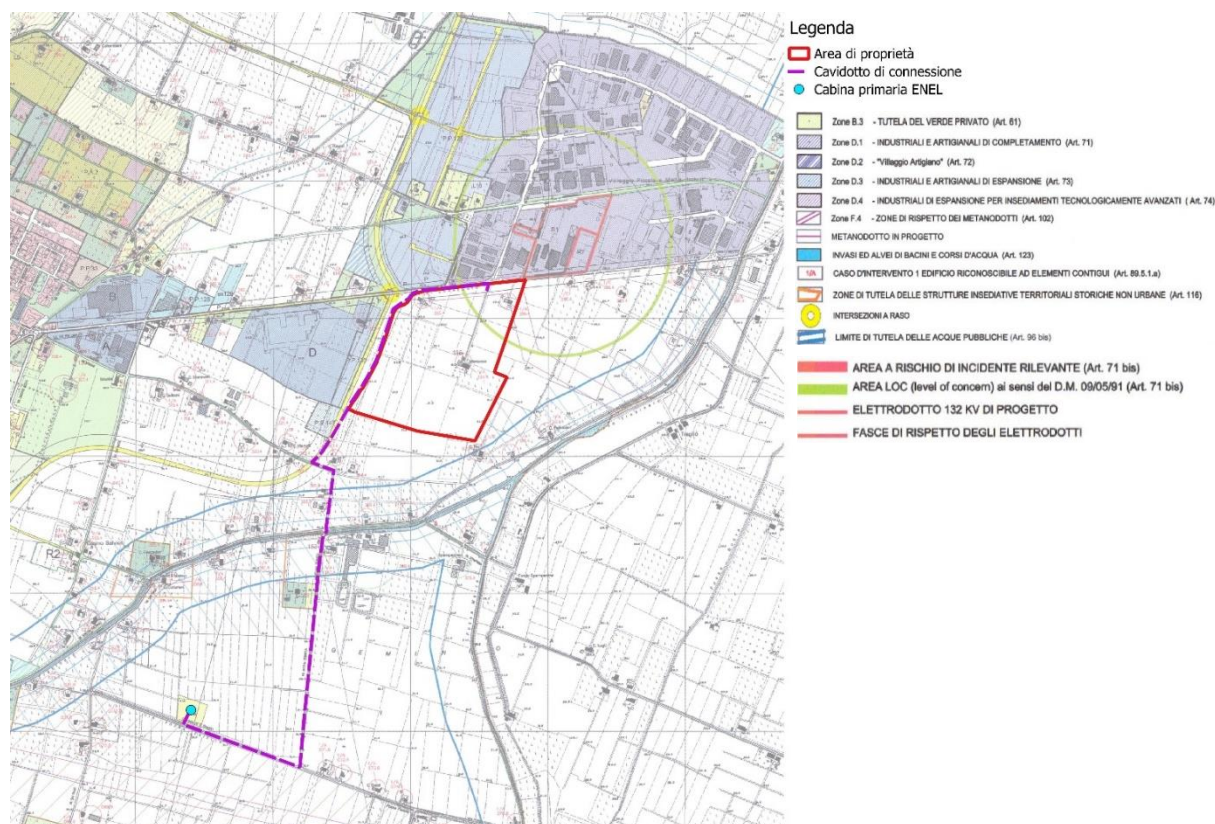


Figura 4.12. Tavola 4 - Zona Centro Urbano (PRG)

L'area ricade in zona E1 – agricola normale, secondo l'art. 94 delle N.T.A. Vengono definite zone agricole normali le parti del territorio comunale destinate a confermare e sviluppare le proprie specifiche potenzialità produttive agricole in funzione dei più opportuni usi agricoli esistenti o potenziali del suolo. In tali zone sono consentiti tutti gli interventi edilizi ed urbanistici di cui agli art. 89 e 90 delle NTA del PRG.

Sempre all'interno delle NTA del PRG, specificatamente all'art 90.8 (strutture specializzate: impianti energetici) viene definito che è ammesso, fatte salve le necessarie procedure di autorizzazione, nonché le più specifiche norme relative al rumore, all'utilizzo di rifiuti ed alle emissioni in atmosfera, la realizzazione di impianti energetici a fonti rinnovabili (anche da biomasse considerati rifiuti dalla norma specifica), comprensiva anche di tutti gli edifici e strutture murarie, di stoccaggio, di trattamento, di trasformazione elettrica e tecnologiche connesse, necessarie al corretto funzionamento dell'impianto, nonché la relativa viabilità di supporto, è perciò ammessa in tutte le zone classificate dal vigente

strumento urbanistico come zone agricole -zone "E"- anche in deroga alla unità minima di intervento, ai parametri edilizi ed ai riferimenti tipologici previsti dalle norme, nonché ai vincoli di mantenimento tipologico del manto di copertura. Tali interventi sono attuabili per intervento diretto e potranno essere realizzati da parte di operatori agricoli qualificati e di operatori agricoli non qualificati. Le volumetrie tecniche conseguenti a tali impianti possono andare in deroga agli standard edificatori relativi alla superficie o volumetria costruibile nel lotto su cui insistono.

Ai sensi dell'art. 16 delle NTA del PTCP 2008 nelle "zone sensibili" è necessario prevedere una "valutazione di compatibilità" finalizzata alla dimostrazione della sostenibilità ambientale e alla compatibilità con i valori di paesaggio, di cui alle norme della parte II del PTCP 2008. In ogni caso anche per le zone non soggette a vincolo andrà prodotta con la documentazione progettuale uno studio di massima delle implicazioni paesaggistiche con la relativa proposta di mitigazioni ambientali.

In questo caso l'area di progetto ricade all'interno di un'area sensibile "LOC" (level of concern) o area a rischio di incidente rilevante (art. 71bis delle NTA del PRG). Le aree di cui al presente articolo individuano le zone interessate da stabilimenti a rischio di incidente rilevante e le relative aree di danno, come definite dal D.M. 9.5.2001, secondo quanto disposto dall'art. 12 della L.R. 17.12.2003, n. 26.

Le norme tecniche definiscono che all'interno della III^ zona di danno - LOC individuata nella cartografia sopra riportata, non possono essere insediate funzioni sensibili (ad es. scuole, case di cura, residenze per anziani). Tale area risulta quindi idonea all'installazione di fotovoltaico.

A nord, l'area di analisi viene intersecata dalla zona di rispetto dei metanodotti (art. 102), entro questi ambiti non è ammessa alcuna nuova costruzione se non preventivamente autorizzata dall'ente gestore del metanodotto.

Devono inoltre essere considerate le fasce di rispetto dettate dalla viabilità, al confine ovest e nord infatti l'area di progetto confina rispettivamente con una strada primaria o di grande comunicazione e una strada extraurbana secondaria (S.S. 368 per Carpi). Il PRG definisce che per le strade principali le costruzioni devono osservare una distanza minima dal ciglio stradale di 40 m. fuori dal perimetro dei centri abitati, mentre negli ambiti urbani del tratto della **S.S. 468 per Carpi**, di viale dei Mille, di via Vecchia Ferrovia e di via Modena le costruzioni devono osservare una distanza minima dal ciglio stradale di 20 m.

La connessione arriverà alla cabina primaria più vicina nel percorso più breve possibile. Durante il percorso viene previsto l'attraversamento del corso d'acqua Cavo Tresinaro tramite Trivellazione Orizzontale Controllata (TOC).

4.5.2 Altri vincoli analizzati

Di seguito vengono riportati i vincoli che non sono stati evidenziati nei capitoli precedenti, ma che sono stati fondamentali per la definizione dell'area utile alla realizzazione del layout fotovoltaico:

- Fascia di rispetto di 8 metri delle linee a bassa tensione (BT) – come da Linea Guida ENEL per l'applicazione dell'Allegato al DM 29.05.08 - Distanza di prima approssimazione (DPA) da linee e cabine elettriche;
- Fascia di rispetto di 10 metri a partire dai cigli delle strade interne, laddove queste servono come accesso ai fabbricati presenti;
- Distanza di 5 metri a partire dal perimetro delle aree verdi;
- Distanza di 5 metri dai confini catastali dei lotti che non fanno parte dell'area di intervento.

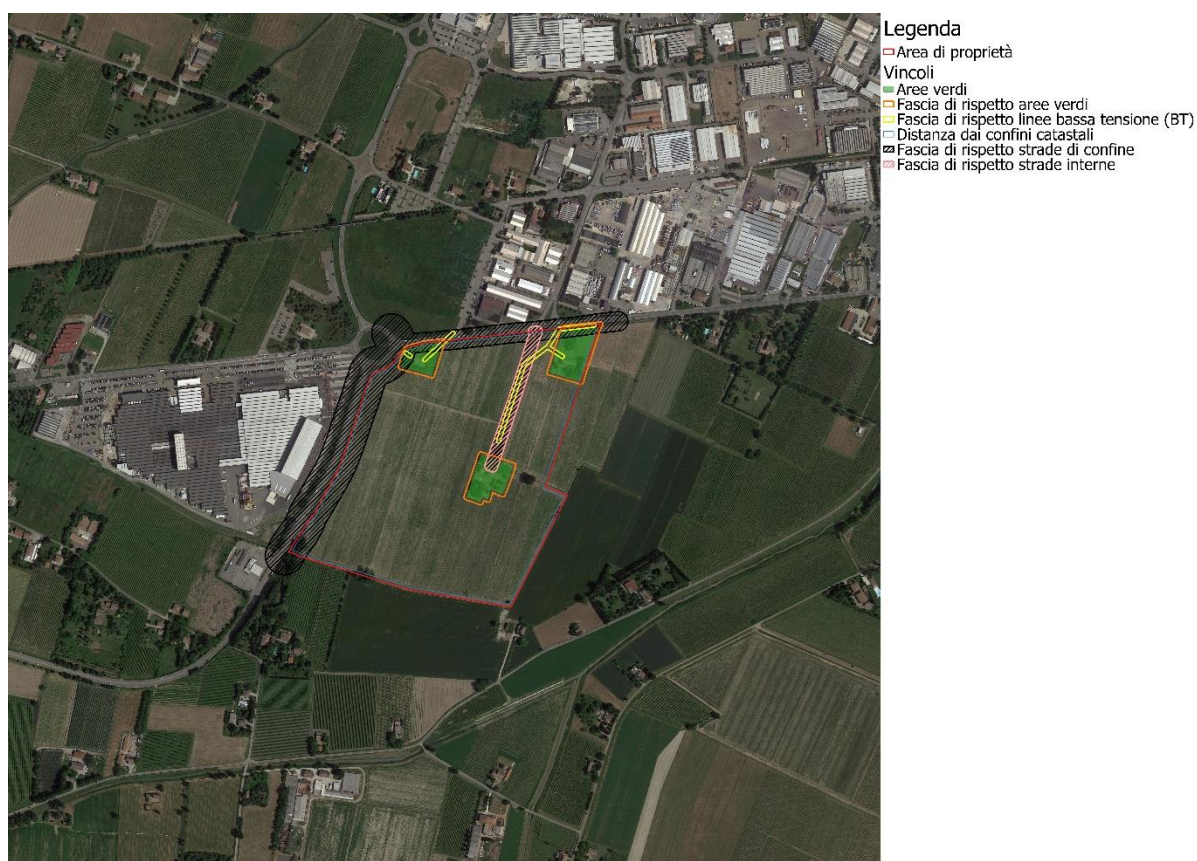


Figura 4.13. Ulteriori vincoli a cui è soggetta l'area di intervento.

4.6 STRUMENTI DI PIANIFICAZIONE E PROGRAMMAZIONE SETTORIALE

4.6.1 Piano di Gestione del Rischio Alluvioni

La Direttiva Europea 2007/60/CE, recepita nel diritto italiano con D.Lgs. 49/2010, ha dato avvio ad una nuova fase della politica nazionale per la gestione del rischio di alluvioni, che il Piano di gestione del rischio di alluvioni (PGRA) deve attuare, nel modo più efficace. Il PGRA, introdotto dalla Direttiva per ogni distretto idrografico, dirige l'azione sulle aree a rischio più significativo, organizzate e gerarchizzate rispetto all'insieme di tutte le aree a rischio e definisce gli obiettivi di sicurezza e le priorità di intervento a scala distrettuale, in modo concertato fra tutte le Amministrazioni e gli Enti gestori, con la partecipazione dei portatori di interesse e il coinvolgimento del pubblico in generale.

Di seguito si riporta la classificazione secondo il PGRA dell'area di analisi:

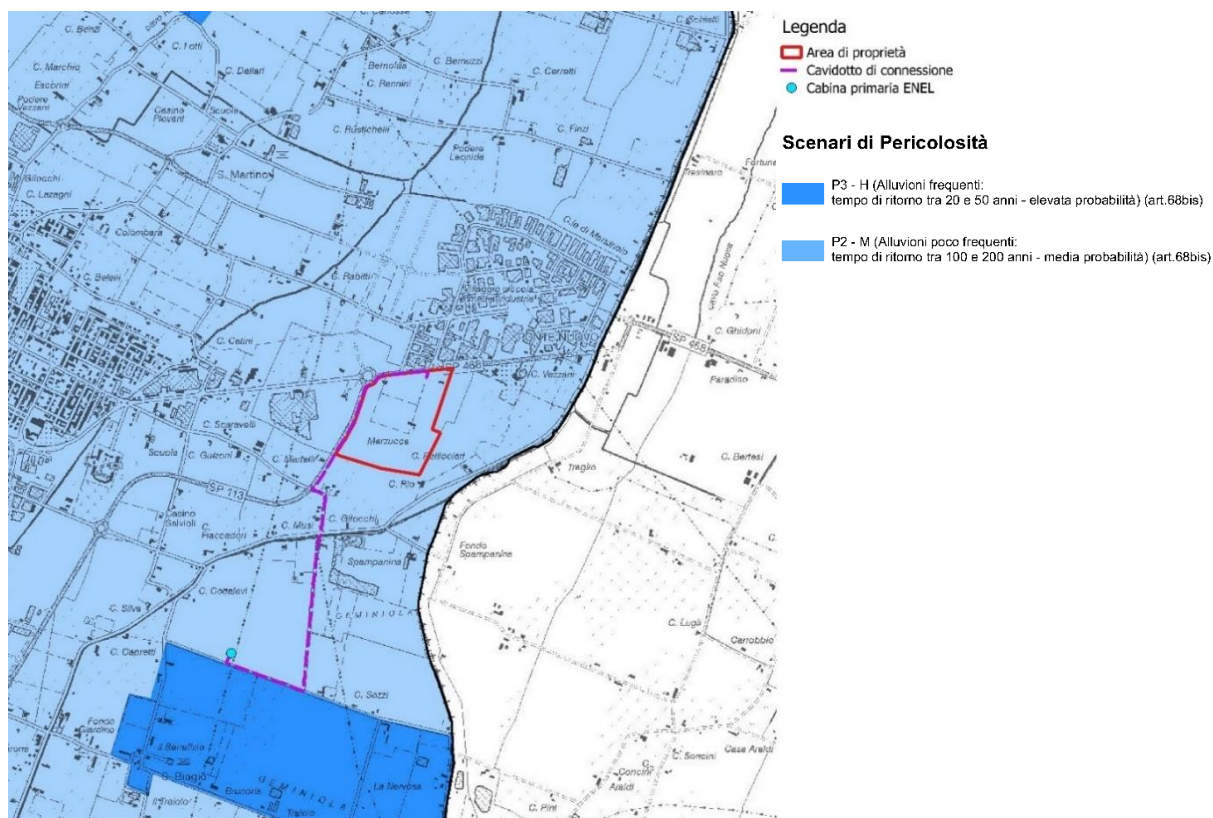


Figura 4.14. Individuazione degli scenari di pericolosità (PRGA)

L'area ricade all'interno delle zone con scenario di pericolosità P2-M (Alluvioni poco frequenti: tempo di ritorno tra 100 e 200 anni – media probabilità) (art. 68bis) facente parti del reticolo secondario di pianura (RSP), il quale è costituito dai corsi d'acqua secondari di pianura gestiti dai Consorzi di bonifica e irrigui nella medio – bassa pianura padana. All'interno di queste aree valgono le seguenti disposizioni specifiche:

- garantire l'applicazione di misure di riduzione della vulnerabilità dei beni e delle strutture esposte, anche ai fini della tutela della vita umana;
- garantire l'applicazione di misure volte al rispetto del principio dell'invarianza idraulica, finalizzate a salvaguardare la capacità ricettiva del sistema idrico e a contribuire alla difesa idraulica del territorio.

A tal fine si rimanda alla relazione idraulica.

4.6.2 Piano Stralcio di Bacino per l'Assetto Idrogeologico

Il Piano per l'Assetto Idrogeologico (PAI), stralcio del Piano di bacino, ai sensi dell'art. 65, c.1 del Dlgs 152/2006 e s.m.i. è lo strumento conoscitivo, normativo e tecnico-operativo mediante il quale sono pianificate e programmate le azioni e le norme d'uso finalizzate alla conservazione, alla difesa e alla valorizzazione del suolo per tutti gli aspetti legati alla pericolosità da frana e da dissesti di natura geomorfologica alla scala di distretto idrografico. Ad oggi il PAI è articolato in più strumenti che sono distinti e vigenti per i diversi bacini che costituiscono il territorio del Distretto. Il sito in esame fa parte del bacino distrettuale del fiume Po.

L'area oggetto di intervento e il percorso del cavidotto di connessione non ricadono all'interno della zonizzazione del PAI.

4.6.3 Piano Regionale di Tutela delle Acque

Coerentemente con quanto previsto dalla Direttiva Quadro sulle acque 2000/60/CE (DQA) e dal D.lgs. 152/2006, il **Piano di Tutela delle Acque** è lo strumento regionale volto a raggiungere gli obiettivi di qualità ambientale nelle acque interne e costiere del proprio territorio e a garantire un approvvigionamento idrico sostenibile nel lungo periodo e per le generazioni future.

Il PTA contiene ai sensi dall'art.44, comma 4, D. Lgs. 152/99:

- a) I risultati dell'attività conoscitiva;
- b) l'individuazione degli obiettivi di qualità ambientale per specifica destinazione;
- c) l'elenco dei corpi idrici a specifica destinazione e delle aree richiedenti specifiche misure di prevenzione dall'inquinamento e di risanamento;
- d) le misure di tutela qualitative e quantitative tra loro integrate e coordinate per bacino idrografico;
- e) l'indicazione della cadenza temporale degli interventi e delle relative priorità;
- f) il programma di verifica dell'efficacia degli interventi previsti;
- g) gli interventi di bonifica dei corpi idrici.

L'area oggetto di interesse e il cavidotto di connessione non ricadono all'interno di aree di ricarica della falda e di aree vulnerabili dai nitrati (ZVN).

4.7 VINCOLI AMBIENTALI E TERRITORIALI VIGENTI

L'analisi viene condotta attraverso la consultazione del WebGis realizzato dalla regione Emilia Romagna in collaborazione con il Ministero dei beni e delle attività culturali e del turismo (MiBACT). All'interno sono pubblicate le mappe dei beni architettonici tutelati e le relative informazioni messe a disposizione dal **Segretariato Regionale** per l'Emilia-Romagna del MiBACT. Sono presenti tutti i beni tutelati da uno specifico provvedimento di cui sia stato possibile rintracciare l'ubicazione, e una parte del patrimonio tutelato *ope legis*, corrispondente prevalentemente ai beni colpiti dal sisma del 2012 e da quello del 2013. Il sito è in continua crescita e aggiornamento, e attualmente comprende **7858** beni architettonici.

Di seguito si riporta un estratto della cartografia, riguardante il sito oggetto del seguente studio di impatto ambientale.

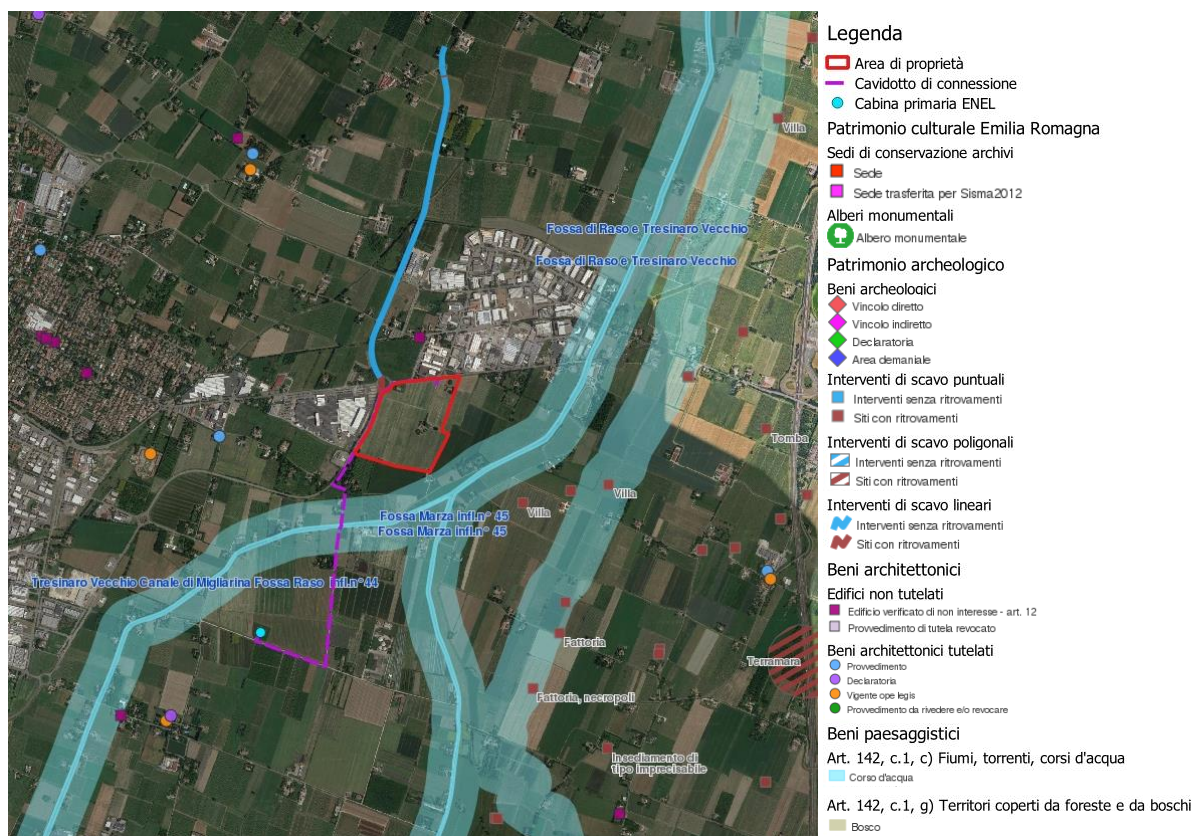


Figura 4.15. Individuazione dei beni paesaggistici, culturali e architettonici dell'Emilia-Romagna

Come si evince dall'analisi svolta sul Patrimonio Culturale dell'Emilia Romagna sul sito di interesse non sono presenti vincoli o elementi di interesse. Come già evidenziato nei capitoli precedenti la connessione attraversa il Canale Tresinaro Vecchio, viene quindi previsto il passaggio tramite TOC.



Figura 4.16 Alberi monumentali

Da analisi eseguita sul PTCP (utilizzando gli shape forniti dalla provincia di Reggio Emilia) risulta essere presente all'interno della zona di intervento un albero monumentale, non rappresentato sul WebGis del Patrimonio Culturale dell'Emilia-Romagna. A conseguenza di quanto riscontrato si è previsto di preservare il bene e mitigare qualsiasi tipo di impatto ambientale.

4.8 CONCLUSIONI

Di seguito viene riportata una tabella riepilogativa dei vincoli analizzati nei paragrafi precedenti e la conformità del progetto rispetto agli stessi, inoltre in figura viene rappresentata l'area utile dell'impianto di progetto, descritto nel capitolo successivo.

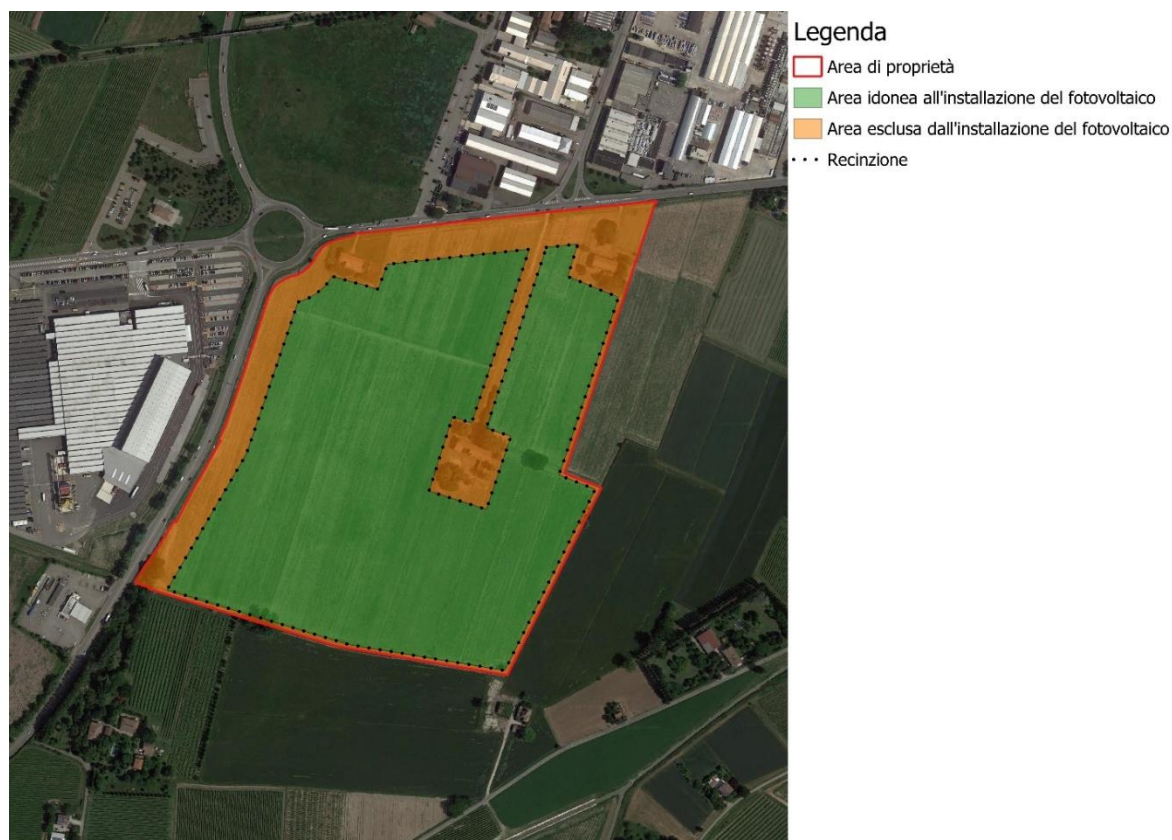


Figura 4.17. Aree idonee all'installazione del fotovoltaico

Di seguito viene riportato un riepilogo dei piani consultati e la conseguente compatibilità dell'intervento.

Tabella 4.1: Valutazione delle conformità del Progetto agli strumenti di Pianificazione

PIANO/PROGRAMMA	CONFORMITÀ	NOTE
PROGRAMMAZIONE ENERGETICA		
Piano Energetico Regionale	Si	-
PIANIFICAZIONE REGIONALE		
Piano Territoriale Regionale	Si	-
Piano Territoriale Paesaggistico Regionale	Si	Progetto accompagnato da Valutazione Preventiva di Interesse Archeologico (VPIA)
PIANIFICAZIONE PROVINCIALE		
Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale	Sì	
PIANIFICAZIONE COMUNALE		
Piano regolatore generale Comune di Correggio	Si	-
STRUMENTI DI PIANIFICAZIONE E PROGRAMMAZIONE SETTORIALE		

PIANO/PROGRAMMA	CONFORMITÀ	NOTE
Piano Regionale di Tutela delle Acque	Si	Progetto Accompagnato da Relazione Idrologico e Idraulica
Piano di Bacino per l'Assetto Idrogeologico	Si	Progetto Accompagnato da Relazione Idrologico e Idraulica
Aree non idonee per le energie rinnovabili	Si	Progetto accompagnato da Valutazione Preventiva di Interesse Archeologico (VPIA) e da Relazione Idrologico e Idraulica
AREE PROTETTE		
Reti Natura 2000	Si	-
Important Bird Areas (IBA)	Si	-
Altre Aree Protette	Si	-

5. STATO DI PROGETTO

5.1 CRITERI DI PROGETTAZIONE

I criteri con cui è stata realizzata la progettazione definitiva dell'impianto fotovoltaico fanno riferimento sostanzialmente a:

- scelta preliminare della tipologia impiantistica, ovvero impianto fotovoltaico a terra con strutture di tipo tracker con tecnologia a moduli BI-facciali;
- ottimizzazione dell'efficienza di captazione energetica realizzata mediante orientamento dinamico dei pannelli;
- disponibilità delle aree, morfologia ed accessibilità del sito acquisita sia mediante sopralluoghi che rilievo topografico di dettaglio.

Oltre a queste assunzioni preliminari si è proceduto tenendo conto di:

- rispetto delle leggi e delle normative di buona tecnica vigenti;
- soddisfazione dei requisiti di performance di impianto;
- conseguimento delle massime economie di gestione e di manutenzione degli impianti progettati;
- ottimizzazione del rapporto costi/benefici;
- impiego di materiali componenti di elevata qualità, efficienza, lunga durata e facilmente reperibili sul mercato;
- riduzione delle perdite energetiche connesse al funzionamento dell'impianto, al fine di massimizzare la quantità di energia elettrica immessa in rete.

5.2 DISPONIBILITÀ DI CONNESSIONE

Il progetto verrà connesso alla rete MT (15 kV) di e-distribuzione secondo quanto previsto dal preventivo di connessione con codice di tracciabilità n. 380085917, attraverso la richiesta per lotto di impianti.

Il lotto sarà suddiviso in 2 impianti rispettivamente di potenza pari a 5255,32 kWp e 7077,42 kWp, pertanto è prevista la realizzazione di n. 2 cabine di consegna collegate in antenna da cabina primaria AT/MT CORREGGIO EST.

Il documento *3162_5891_CO_VVIA_D00_Rev0_TICA* presenta la soluzione di connessione ricevuta e accettata.

Si rimanda al paragrafo 5.5 per maggiori dettagli.

5.3 LAYOUT D'IMPIANTO

Il layout d'impianto è stato sviluppato secondo le seguenti linee guida:

- Analisi vincolistica;
- Scelta della tipologia impiantistica;
- Ottimizzazione dell'efficienza di captazione energetica;
- Disponibilità delle aree, morfologia ed accessibilità del sito acquisita sia mediante sopralluoghi che rilievo topografico di dettaglio.

Il layout dell'impianto è stato progettato considerando le seguenti specifiche:

- Larghezza tracker 2,384 m;
- Altezza massima (con tilt +55°/-55°) 2,935 m;
- Larghezza viabilità del sito 3,50 m;

- Disposizione dei moduli fotovoltaici sulle strutture di sostegno in una fila verticale.

La tabella e l'immagine seguente riportano i dati e lo stralcio della tavola 3162_5891_CO_VVIA_T07_Rev0_Layout di progetto.

Tabella 5.1:Dati layout di progetto

CONFIGURAZIONE	IMPIANTO 1	IMPIANTO 2	LOTTO DI IMPIANTI "CORREGGIO"
POTENZA MODULO (Wp)	685,00	685,00	685,00
NUMERO DI STRINGHE	274	369	643
NUMERO DI MODULI PER STRINGA	28	28	28
NUMERO DI MODULI	7672	10332	18004
NUMERO STRUTTURE	34 (TIPO 1x14) - 257 (TIPO 1x28)	60 (TIPO 1x14) - 339 (TIPO 1x28)	94 (TIPO 1x12) - 596 (TIPO 1x24)
NUMERO CABINE POWER STATION	3	5	8
POTENZA TRAFI POWER STATION (kVA)	1600,00	1600,00	1600,00
POTENZA INVERTER POWER STATION (kW)	1403,00	1403,00	1403,00
POTENZA DC TOTALE (kWp)	5.255,32	7.077,42	12.332,74
POTENZA AC TOTALE (kW)	4.209,00	7.015,00	11.224,00
RAPPORTO DC/AC MEDIO TOTALE	1,24	1,01	1,10

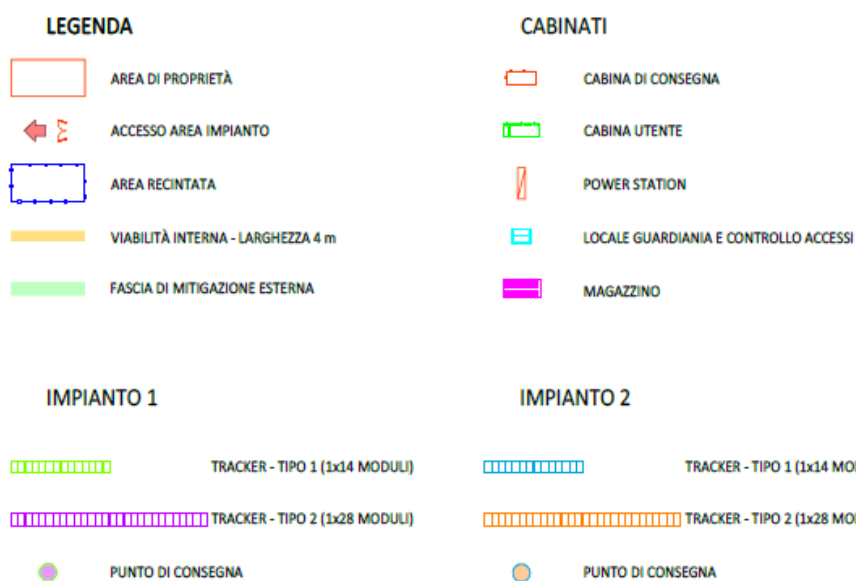
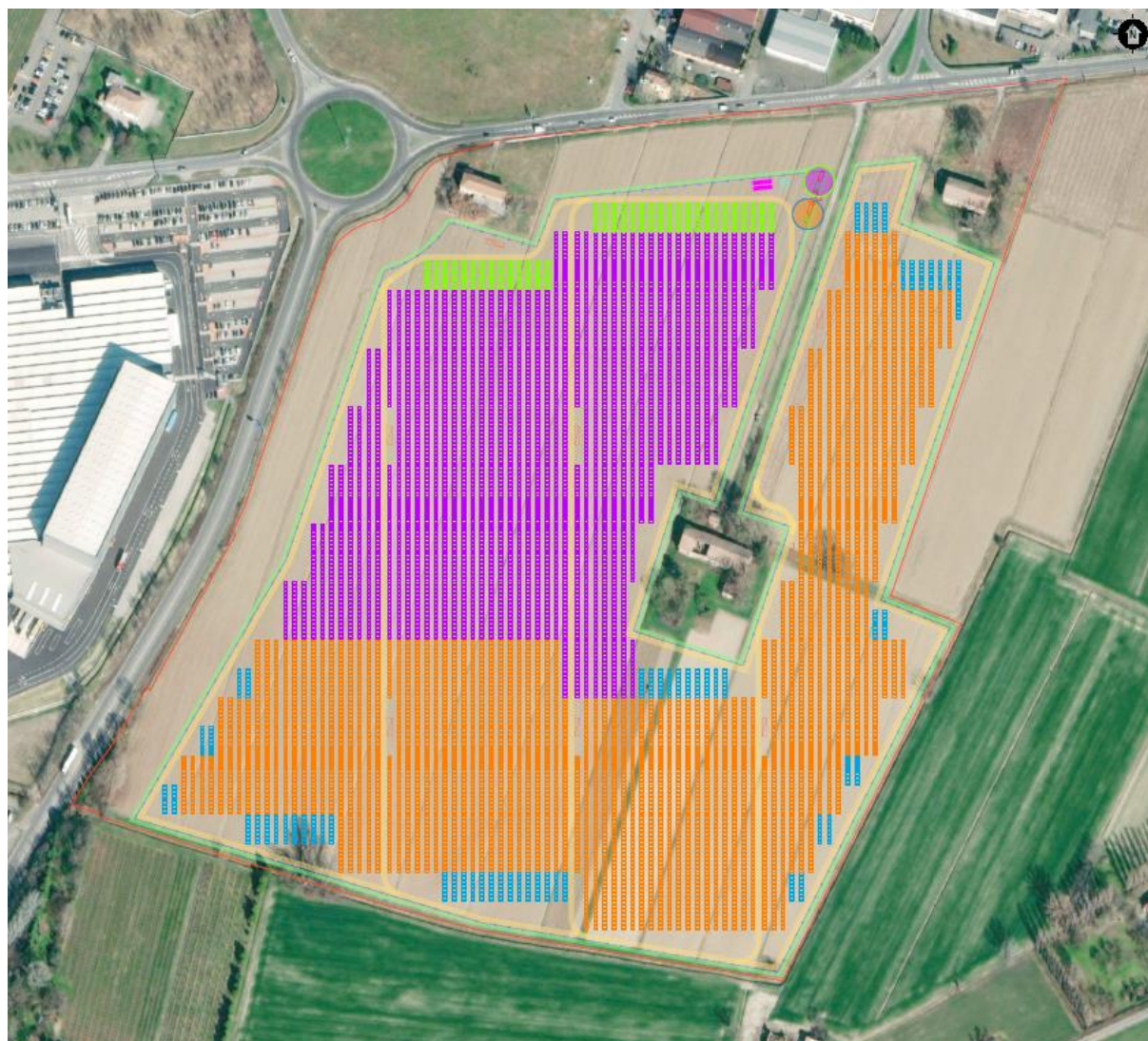


Figura 5.1: Layout di Progetto

5.4 DESCRIZIONE DEI COMPONENTI DELL'IMPIANTO

L'impianto fotovoltaico con potenza nominale di picco pari a 12,33 MW è così costituito:

- **n.2 cabine utente.** La cabina di tipo prefabbricato dovrà essere conforme alle specifiche ENEL DG2061. La struttura sarà di tipo monolitico e sarà suddivisa in vano Enel, per l'alloggiamento delle apparecchiature elettromeccaniche necessarie. Il manufatto dovrà inoltre essere corredato di una vasca di fondazione prefabbricata anch'essa di tipo monolitico, utilizzata per il passaggio dei cavi elettrici in entrata e di uscita, anch'essa conforme alle specifiche Enel DG 2061;
- **n.2 Cabine di Consegna.** La cabina di tipo prefabbricato dovrà essere conforme alle specifiche ENEL DG2092 ed.3. La struttura sarà di tipo monolitico e sarà suddivisa in vano Enel, per l'alloggiamento delle apparecchiature elettromeccaniche dell'Ente distributore e in vano misure, destinato all'installazione dei gruppi di misura e di controllo. Il manufatto dovrà inoltre essere corredato di una vasca di fondazione prefabbricata anch'essa di tipo monolitico, utilizzata per il passaggio dei cavi elettrici in entrata e di uscita, anch'essa conforme alle specifiche Enel DG 2061 ed.09. Nella stessa area all'interno delle cabine sarà presente il quadro QMT contenente i dispositivi generali DG di interfaccia DDI e gli apparati SCADA e telecontrollo;
- **n. 8 Power Station.** Le Power Station avranno la duplice funzione di convertire l'energia elettrica da corrente continua a corrente alternata ed elevare la tensione da bassa tensione a livello di media tensione; esse saranno collegate tra di loro in configurazione radiale e in posizione più possibile baricentrica rispetto ai sottocampi fotovoltaici in cui saranno convogliati i cavi provenienti dagli inverter di stringa che a loro volta raccoglieranno i cavi provenienti dai raggruppamenti delle stringhe dei moduli fotovoltaici collegati in serie;
- **n. 690 strutture di supporto moduli ad inseguimento solare (“tracker”),** di cui:
 - n. 596 strutture con configurazione 28x1;
 - n. 94 strutture con configurazione 14x1.
- **n. 18004 moduli fotovoltaici** che saranno installati sulle apposite strutture metalliche di sostegno tipo tracker fondate su pali infissi nel terreno;
- L'impianto è completato infine da:
 - tutte le infrastrutture tecniche necessarie alla conversione DC/AC della potenza generata dall'impianto e dalla sua consegna alla rete di distribuzione nazionale;
 - opere accessorie, quali: impianti di illuminazione, videosorveglianza, monitoraggio, cancelli e recinzioni.

L'impianto dovrà essere in grado di alimentare dalla rete tutti i carichi rilevanti (ad esempio: quadri di alimentazione, illuminazione).

Inoltre, in mancanza di alimentazione dalla rete, tutti i carichi di emergenza verranno alimentati da un generatore temporaneo di emergenza, che si ipotizza possa essere rappresentato da un generatore diesel.

Di seguito si riporta la descrizione dei principali componenti d'impianto; per dati di tecnici maggior dettaglio si rimanda alle relazioni e agli elaborati dedicati.

5.4.1 Moduli fotovoltaici

I moduli fotovoltaici utilizzati per la progettazione dell'impianto, saranno di prima scelta, del tipo silicio monocristallino a 132 celle, di tipologia bifacciale, indicativamente della potenza di 685 Wp, della marca **Trina Solar** dotati di scatola di giunzione (Junction Box) installata sul lato posteriore del modulo, con cavetti di connessione muniti di connettori ad innesto rapido, al fine di garantire la massima sicurezza per gli operatori e rapidità in fase di installazione.

I componenti elettrici e meccanici installati saranno conformi alle normative tecniche e tali da garantire le performance complessive d'impianto.

La tecnologia di moduli fotovoltaici utilizzata è progettata appositamente per impianti di grande taglia connessi alla rete elettrica ed è realizzata assemblando in sequenza diversi strati racchiusi da una cornice in alluminio anodizzato.

- vetro temperato con trattamento anti-riflesso;
- EVA (etilene vinil acetato) trasparente;
- celle FV in silicio monocristallino.

Di seguito si riporta la scheda tecnica del modulo fotovoltaico di progetto.

ELECTRICAL DATA (STC) TSM-XXXNEG21C.20 (XXX=665-685)

Peak Power Watts- P_{MAX} (Wp)*	665	670	675	680	685
Binning Tolerance- P_{MAX} (W)			0 ~ +5		
Maximum Power Voltage- V_{MP} (V)	39.0	39.2	39.4	39.6	39.8
Maximum Power Current- I_{MP} (A)	17.06	17.09	17.12	17.16	17.19
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	46.8	47.0	47.2	47.4	47.7
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	18.07	18.10	18.14	18.18	18.21
Module Efficiency η_m (%)	21.4	21.6	21.7	21.9	22.1

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5. *Measuring tolerance: $\pm 3\%$.

Electrical characteristics with different power bin (reference to 10% Irradiance ratio)

Total Equivalent power - P_{MAX} (Wp)	718	724	729	734	740
Maximum Power Voltage- V_{MP} (V)	39.0	39.2	39.4	39.6	39.8
Maximum Power Current- I_{MP} (A)	18.42	18.46	18.49	18.53	18.57
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	46.8	47.0	47.2	47.4	47.7
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	19.51	19.55	19.59	19.63	19.67
Irradiance ratio (rear/front)			10%		

Product Bifaciality: $80 \pm 5\%$.

ELECTRICAL DATA (NOCT)

Maximum Power- P_{MAX} (Wp)	506	510	514	517	521
Maximum Power Voltage- V_{MP} (V)	36.6	36.8	37.0	37.2	37.3
Maximum Power Current- I_{MP} (A)	13.84	13.86	13.89	13.91	13.94
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	44.4	44.5	44.7	44.9	45.2
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	14.56	14.59	14.62	14.65	14.67

NOCT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	132 cells
Module Dimensions	2384×1303×35 mm (93.86×51.30×1.38 inches)
Weight	38.7 kg (85.3 lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	EVA/POE
Back Glass	2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)
Frame	35mm (1.38 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), Portrait: 280/280 mm (11.02/11.02 inches) Length can be customized
Connector	Staubli MC4 EVO2 / TS4

TEMPERATURE RATINGS

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C ($\pm 2^\circ\text{C}$)
Temperature Coefficient of P_{MAX}	-0.30%/°C
Temperature Coefficient of V_{OC}	-0.25%/°C
Temperature Coefficient of I_{SC}	0.04%/°C

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40 ~ +85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
Max Series Fuse Rating	35A

WARRANTY

12 year Product Workmanship Warranty
30 year Power Warranty
1% first year degradation
0.4% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box: 31 pieces
Modules per 40' container: 558 pieces

Figura 5.2: Scheda tecnica modulo fotovoltaico di progetto

Durante la fase esecutiva, sulla base della disponibilità a mercato dei componenti principali, la soluzione tecnologica fatta potrebbe variare per motivi non direttamente dipendenti dal Proponente.

5.4.2 Strutture di supporto moduli (tracker)

Il progetto prevede l'impiego di una struttura metallica di tipo tracker con fondazione su pali infissi nel terreno ed in grado di esporre il piano ad un angolo di tilt pari a +55° -55°.

Le peculiarità delle strutture di sostegno sono:

- riduzione dei tempi di montaggio alla prima installazione;
- facilità di montaggio e smontaggio dei moduli fotovoltaici in caso di manutenzione;
- meccanizzazione della posa;
- ottimizzazione dei pesi;
- miglioramento della trasportabilità in sito;
- possibilità di utilizzo di bulloni antifurto.

Le caratteristiche generali della struttura sono:

- materiale: acciaio zincato a caldo;

- tipo di struttura: Tracker fissata su pali;
- inclinazione sull'orizzontale +55° -55°;
- Esposizione (azimut): 0°;
- Altezza min: 0,850 m (rispetto al piano di campagna);
- Altezza max: 2,935 m (rispetto al piano di campagna).

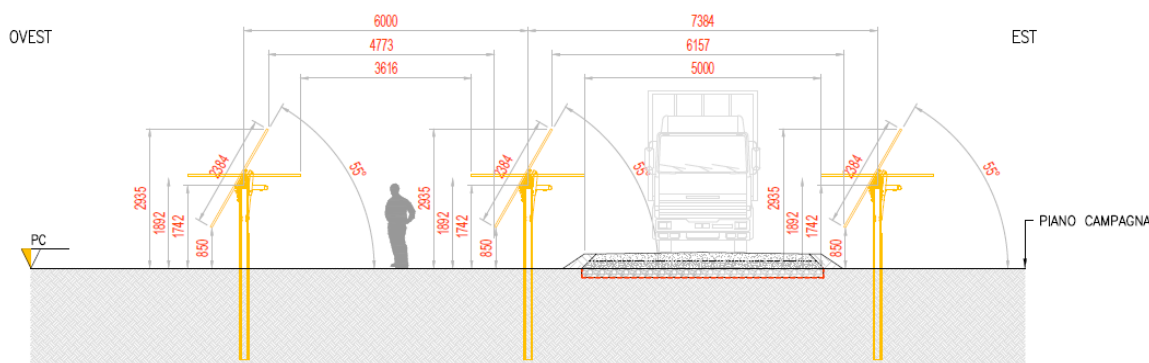


Figura 5.3: Particolare costruttivo strutture mobili (tracker)

In via preliminare, sono state previste due tipologie di portali costituiti da 12 e da 24 moduli, montati con una disposizione su una fila in posizione verticale (1p). Tale configurazione potrà variare in conseguenza della scelta definitiva del tipo di modulo fotovoltaico.

Saranno installate in totale:

- n. 596 strutture con configurazione 28x1;
- n. 94 strutture con configurazione 14x1.

I materiali delle singole parti saranno armonizzati tra loro per quanto riguarda la stabilità, la resistenza alla corrosione e la durata nel tempo.

Durante la fase esecutiva, sulla base della struttura tracker scelta saranno nuovamente definite le fondazioni e scelta la soluzione tecnologica di realizzazione più adatta. In ogni caso non supereranno i 3 m di infissione.

5.4.3 String box

Lo String Box è una cassetta che permette il collegamento in parallelo delle stringhe di una determinata porzione del campo fotovoltaico e al contempo la protezione delle stesse, attraverso opportuno fusibile dedicato. L'apparato sarà dotato di un sistema di monitoraggio che permetterà di conoscere lo stato di ciascun canale di misura.

L'apparecchiatura sarà progettata per installazione esterna.

5.4.4 Power Station

Le Power Station hanno la duplice funzione di convertire l'energia elettrica dal campo fotovoltaico da corrente continua (CC) a corrente alternata (CA) e di elevarne il livello di tensione da bassa (BT) a media tensione (MT).

I componenti delle Power Station saranno trasportabili su camion, in un unico blocco già assemblato pronto al collegamento (inclusi inverter e trasformatore). Le Power Station avranno le dimensioni indicative riportate nell'elaborato grafico dedicato e saranno posate su un basamento in calcestruzzo di adeguate dimensioni.

Trattandosi di una soluzione “outdoor”, tutti gli elementi costituenti le Power Station sono adatti per l'installazione all'esterno, non risulta quindi necessario alcun tipo di alloggiamento.

Di seguito si riporta un'immagine esemplificativa del tipologico del modello ipotizzato in tale fase progettuale.

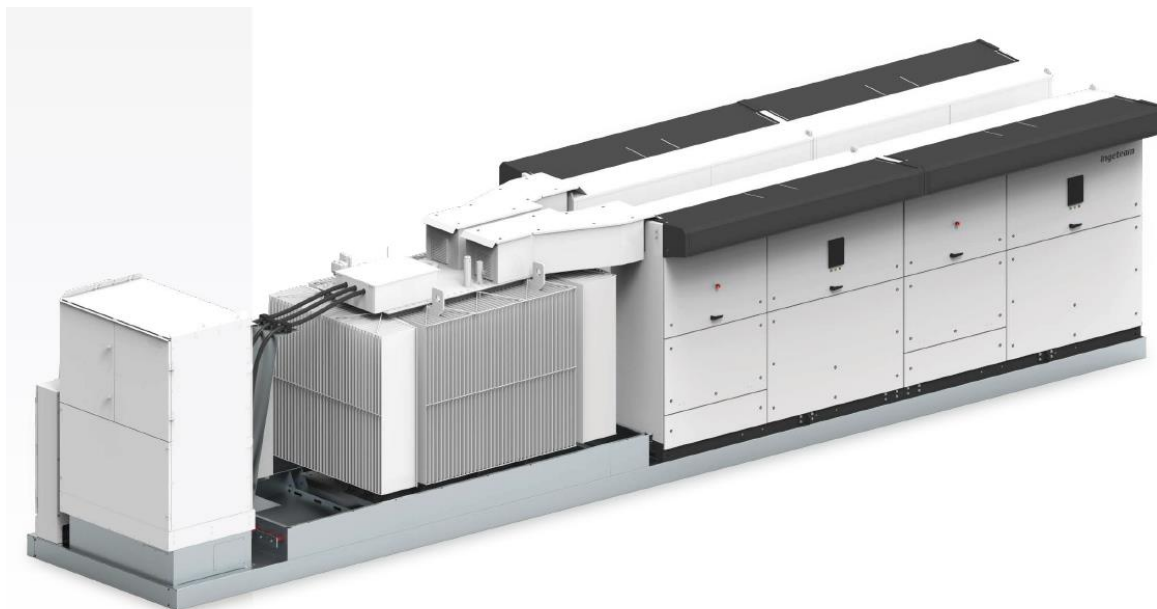


Figura 5.4: Immagine esemplificativa del modello di Power Station previsto (l'immagine riporta 4 inverter e non 1 come da progetto)

Durante la fase esecutiva, sulla base della disponibilità a mercato dei componenti principali, la soluzione tecnologica fatta potrebbe variare per motivi non direttamente dipendenti dal Proponente.

Inverter

Il componente principale delle Power Station è l'inverter. Tali elementi atti alla conversione della corrente continua in corrente alternata (costituiti da uno o più inverter in parallelo), agendo come generatore di corrente, attuano il condizionamento e il controllo della potenza trasferita.

I gruppi di conversione sono basati su inverter statici a commutazione forzata (con tecnica PWM) ed in grado di operare in modo completamente automatico, inseguendo il punto caratteristico della curva di massima potenza (MPPT) del campo fotovoltaico.

L'inverter deve essere progettato in modo da evitare, così come nei quadri elettrici, che la condensa si formi nell'involucro IP31 minimo, questo in genere è garantito da una corretta progettazione delle distanze fra le schede elettroniche.

Gli inverter devono essere dotati di un sistema di diagnostica interna in grado di inibire il funzionamento in caso di malfunzionamento, e devono essere dotati di sistemi per la riduzione delle correnti armoniche, sia sul lato CA e CC. Gli inverter saranno dotati di marcatura CE.

Gli inverter, di marca INGETEAM, modello INGECON SUN-1400TL B540, sono di potenza 1.403/1.263 kVA (30/50°C). Gli inverter descritti in questa specifica dovranno essere tutti dello stesso tipo in termini di potenza e caratteristiche per consentire l'intercambiabilità tra loro. Di seguito si portano i dati tecnici degli inverter identificati in progetto:

	1170TL B450	1400TL B540	1500TL B578	1560TL B600	1600TL B615
Input (DC)					
Recommended PV array power range ¹⁾	1,157 - 1520 kWp	1,389 - 1,824 kWp	1,487 - 1,952 kWp	1,543 - 2,026 kWp	1,582 - 2,077 kWp
Voltage Range MPP ²⁾	645 - 1,300 V	769 - 1,300 V	822 - 1,300 V	853 - 1,300 V	873 - 1,300 V
Maximum voltage ³⁾	1,500 V				
Maximum current	1,870 A				
N° inputs with fuse holders	6 up to 15 (up to 12 with the combiner box)				
Fuse dimensions	63 A / 1,500 V to 500 A / 1,500 V fuses (optional)				
Type of connection	Connection to copper bars				
Power blocks	1				
MPPT	1				
Max. current at each input	From 40 A to 350 A for positive and negative poles				
Input protections					
Overvoltage protections	Type II surge arresters (type I+II optional)				
DC switch	Motorized DC load break disconnect				
Other protections	Up to 15 pairs of DC fuses (optional) / Insulation failure monitoring / Anti-islanding protection / Emergency pushbutton				
Output (AC)					
Power IP54 @30 °C / @50 °C	1,169 kVA / 1,052 kVA	1,403 kVA / 1,263 kVA	1,502 kVA / 1,352 kVA	1,559 kVA / 1,403 kVA	1,598 kVA / 1,438 kVA
Current IP54 @30 °C / @50 °C	1,500 A / 1,350 A				
Power IP56 @27 °C / @50 °C ⁴⁾	1,169 kVA / 1,035 kVA	1,403 kVA / 1,242 kVA	1,502 kVA / 1,330 kVA	1,559 kVA / 1,380 kVA	1,598 kVA / 1,415 kVA
Current IP56 @27 °C / @50 °C ⁵⁾	1,500 A / 1,328 A				
Rated voltage ⁶⁾	450 V IT System	540 V IT System	578 V IT System	600 V IT System	615 V IT System
Frequency	50 / 60 Hz				
Power Factor adjustable	Yes, 0-1 (leading / lagging)				
THD (Total Harmonic Distortion) ⁷⁾	<3%				
Output protections					
Overvoltage protections	Type II surge arresters				
AC breaker	Motorized AC circuit breaker				
Anti-islanding protection	Yes, with automatic disconnection				
Other protections	AC short circuits and overloads				
Features					
Maximum efficiency	98.9%				
Euroefficiency	98.5%				
Max. consumption aux. services	4,700 W (25 A)				
Stand-by or night consumption ⁸⁾	90 W				
Average power consumption per day	2,000 W				
General Information					
Ambient temperature	-20 °C to +57 °C				
Relative humidity (non-condensing)	0 - 100%				
Protection class	IP54 (IP56 with the sand trap kit)				
Corrosion protection	External corrosion protection				
Maximum altitude	4,500 m (for installations beyond 1,000 m, please contact Ingeteam's solar sales department)				
Cooling system	Air forced with temperature control (230 V phase + neutral power supply)				
Air flow range	0 - 7,800 m³/h				
Average air flow	4,200 m³/h				
Acoustic emission (100% / 50% load)	<66 dB(A) at 10m / <54.5 dB(A) at 10m				
Marking	CE				
EMC and security standards	IEC 62920, IEC 61000-6-1, IEC 61000-6-2, IEC 61000-6-4, IEC 61000-3-11, IEC 61000-3-12, IEC 62109-1, IEC 62109-2, EN 50178, FCC Part 15, AS3100				
Grid connection standards	IEC 62116, EN 50530, IEC 61683, EU 631/2016 (EN 50549-2, P.O.12.2, CEI 0-16, VDE AR N 4120 ...), G99, South African Grid code, Mexican Grid Code, Chilean Grid Code, Ecuadorian Grid Code, Peruvian Grid code, Thailand PEA requirements, IEC61727, UNE 206007-1, ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150, IEEE 1547, IEEE1547.1, DEWA (Dubai) Grid code, Abu Dhabi Grid Code, Jordan Grid Code, Egyptian Grid Code, Saudi Arabia Grid Code, RETIE Colombia, Australian Grid Code				
Notes: ¹⁾ Depending on the type of installation and geographical location. Data for STC conditions. ²⁾ V _{mpp,min} is for rated conditions (V _{oc} =1 p.u. and Power Factor=1) and floating systems. ³⁾ Consider the voltage increase of the 'V _{oc} ' at low temperatures. ⁴⁾ With the sand trap kit. ⁵⁾ Other AC voltages and powers available upon request. ⁶⁾ For P _{av} >25% of the rated power and voltage in accordance with IEC 61000-3-4. ⁷⁾ Consumption from PV field when there is PV power available.					

Figura 5.5 - Dati tecnici degli inverter di progetto

Gli inverter dovranno rispettare i seguenti standard principali: EN 50178; IEC/EN 62109-1; IEC/EN 62109-2; IEC/EN61000-6-2; IEC/EN61000-6-4; IEC 62109-1; IEC 62109-2; IEC/EN61000-3-11; IEC/EN61000-3-12; IEC/EN61000-3 series; IEC/EN61000-6 series.

Trasformatore elevatore MT/BT

All'interno delle Power Station saranno presenti i trasformatori di tensione con taglia fino a 1600 kVA, che trasformano la corrente a bassa tensione (BT) in corrente in media tensione (MT), necessari per l'immissione in rete dell'energia prodotta.

In particolare, essi devono essere progettati e dimensionati tenendo in considerazione la presenza di armoniche di corrente prodotte dai convertitori. A tal fine, i trasformatori non possono avere a vuoto e perdite superiori al 110% delle perdite nominali. I trasformatori saranno del tipo con raffreddamento di tipo ONAN (Oil Natural Air Natural).

Le suddette macchine elettriche contengono olio dielettrico isolante in quantità superiore a 1 mc e pertanto sono classificate attività 48.1.B della tabella allegata al D.P.R. 1 agosto 2011: “Macchine elettriche fisse con presenza di liquidi isolanti combustibili in quantitativi superiori a 1 mc” e per le quali verranno rispettati le misure di sicurezza dettate dal D.M. 15/7/2014 recante: “Approvazione della regola tecnica di prevenzione incendi per la progettazione, l'installazione e l'esercizio delle macchine elettriche fisse con presenza di liquidi isolanti combustibili in quantità superiore ad 1 m³. G.U. 5 agosto 2014, n. 180”.

Quadri BT e MT

Il quadro di potenza che permette la connessione degli inverter al trasformatore elevatore BT/MT comprende al suo interno i TA ed i TV per la lettura fiscale dell'energia prodotta. Gli interruttori da installare saranno provvisti di idonee caratteristiche già indicate nelle specifiche tecniche dedicate.

5.4.5 Cavi di potenza BT e MT

Le linee elettriche prevedono conduttori di tipo idoneo per le sezioni d'impianto (continua, alternata bassa tensione, alternata media tensione, alternata alta tensione) in rame e in alluminio. Il dimensionamento del conduttore è a norma CEI e la scelta del tipo di cavi è armonizzata anche con la normativa internazionale. L'esperienza costruttiva ha consentito l'individuazione di tipologie di cavi (formazione, guaina, protezione ecc.) che garantiscono una durata di esercizio ben oltre la vita dell'impianto anche in condizioni di posa sollecitata.

5.4.6 Sistema SCADA

Verrà installato un sistema di monitoraggio e controllo basato su architettura SCADA-RTU in conformità alle specifiche della piramide CIM, al fine di garantire una resa ottimale dell'impianto fotovoltaico in tutte le situazioni.

Il sistema sarà connesso a diversi sistemi e riceverà informazioni:

- di produzione dal campo solare;
- di produzione dagli apparati di conversione;
- di produzione e scambio dai sistemi di misura;
- di tipo climatico ambientale dalle stazioni di rilevamento dati meteo;
- di allarme da tutti gli interruttori e sistemi di protezione.

5.4.7 Cavi di controllo e TLC

Le linee elettriche prevedono conduttori di tipo idoneo per le tre sezioni d'impianto (continua, alternata bassa tensione, alternata media tensione) in rame e in alluminio. Il dimensionamento del conduttore è a norma CEI e la scelta del tipo di cavi è armonizzata anche con la normativa internazionale. L'esperienza costruttiva ha consentito l'individuazione di tipologie di cavi (formazione, guaina, protezione ecc.) che garantiscono una durata di esercizio ben oltre la vita dell'impianto anche in condizioni di posa sollecitata.

Sia per le connessioni dei dispositivi di monitoraggio che di security verranno utilizzati prevalentemente due tipologie di cavo:

- Cavi in rame multipolari twistati e non;
- Cavi in fibra ottica.

I primi verranno utilizzati per consentire la comunicazione su brevi distanze data la loro versatilità, mentre la fibra verrà utilizzata per superare il limite fisico della distanza di trasmissione dei cavi in rame, quindi comunicazione su grandi distanze, e nel caso in cui sia necessaria una elevata banda passante come nel caso dell'invio di dati.

5.4.8 Cabina di Consegna e Cabina Utente

All'interno delle Cabine di Consegna e Utente saranno presenti i quadri MT e BT necessari per il trasporto dell'energia prodotta nonché per l'alimentazione dei carichi ausiliari dell'impianto.

Nei particolari il Quadro di Media Tensione di tensione nominale 15 kV, sarà costruito secondo le disposizioni indicate nella Specifica Tecnica dedicata alle celle MT.

La Cabina Utente e la Cabina di Consegna saranno posizionate all'interno dell'impianto fotovoltaico in prossimità del punto di allaccio e lungo la viabilità pubblica, in modo da garantire l'accessibilità all'ente gestore, lato Cabina di Consegna.

Tutti gli apparati presenti all'interno della cabina di consegna saranno scelti in accordo con quanto riportato nelle specifiche tecniche Enel e nella norma CEI 0-16.

Di seguito nella Figura 5.6 si riporta un'immagine semplificativa dei fabbricati in conformità con le prescrizioni Specifiche Enel DG2061 Ed. 9.

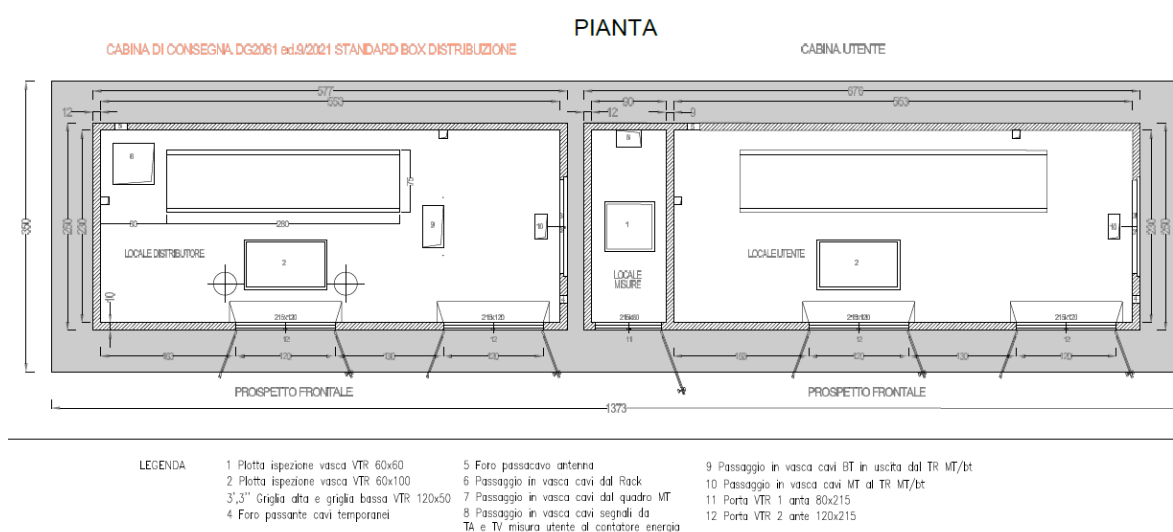


Figura 5.6: Esempio cabinato Cabina consegna/vano misure/ Cabina Utente DG 2061 ed 03

- **n.2 Cabine di Consegna.** La cabina di tipo prefabbricato dovrà essere conforme alle specifiche ENEL. La struttura sarà di tipo monolitico, composta solamente dal vano Enel, per l'alloggiamento delle apparecchiature elettromeccaniche dell'Ente distributore. Il manufatto dovrà inoltre essere corredato di una vasca di fondazione prefabbricata anch'essa di tipo monolitico, utilizzata per il passaggio dei cavi elettrici in entrata e di uscita, anch'essa conforme alle specifiche DG2061 ed.09 Enel. Nella stessa area all'interno della cabina sarà presente il quadro QMT contenente i dispositivi generali DG di interfaccia DDI e gli apparati SCADA.
- **n.2 Cabine Utente.** La cabina di tipo prefabbricato dovrà essere conforme alle specifiche ENEL. La struttura sarà di tipo monolitico e sarà suddivisa in vano utente, per l'alloggiamento delle apparecchiature elettromeccaniche necessarie e in vano misure, destinato all'installazione dei gruppi di misura e controllo. Il manufatto dovrà inoltre essere corredato di una vasca di fondazione prefabbricata anch'essa di tipo monolitico, utilizzata per il passaggio dei cavi elettrici in entrata e di uscita, anch'essa conforme alle specifiche DG2061 ed.09 Enel. Inoltre, sarà presente il sistema CCI (Controllore Centrale di Impianto) con funzione di monitoraggio dell'intero impianto.

5.4.9 Monitoraggio ambientale

Il sistema di monitoraggio ambientale avrà il compito di misurare i dati climatici e i dati di irraggiamento sul campo fotovoltaico.

I parametri rilevati puntualmente dalla stazione di monitoraggio ambientale saranno inviati al sistema di monitoraggio SCADA e, abbinati alle specifiche tecniche del campo FTV, contribuiranno alla valutazione della producibilità teorica, parametro determinante per il calcolo delle performance dell'impianto FTV.

I dati monitorati verranno gestiti e archiviati da un sistema di monitoraggio SCADA.

Il sistema nel suo complesso avrà ottime capacità di precisione di misura, robusta insensibilità ai disturbi, capacità di autodiagnosi e autotuning.

I dati ambientali monitorati saranno:

- dati di irraggiamento;
- dati ambientali;
- temperature moduli.

5.4.10 Sistema di sicurezza antintrusione

Il sistema di sicurezza e anti intrusione ha lo scopo di preservare l'integrità dell'impianto contro atti criminosi mediante deterrenza e monitoraggio delle aree interessate.

Il sistema impiegato si baserà sull'utilizzo di differenti tipologie di sorveglianza/deterrenza per scongiurare eventuali atti dolosi nei confronti dei sistemi e apparati installati presso l'impianto fotovoltaico.

La prima misura da attuare per garantire la sicurezza dell'impianto contro intrusioni non autorizzate è quella di impedire o rilevare qualsiasi tentativo di accesso dall'esterno installando un sistema di anti intrusione perimetrale in fibra ottica sulla recinzione.

Inoltre sarà installato un sistema TVCC dotato di sistema di rilevazione video mediante telecamere digitali a doppia tecnologia ad alta risoluzione che consentiranno di monitorare in tempo reale il perimetro e le aree di maggior interesse impiantistico. Il sistema di video sorveglianza avrà il compito di garantire al servizio di vigilanza locale gli strumenti necessari per effettuare un'analisi immediata degli eventi a seguito di allarme generato dal sistema perimetrale e per eventuali azioni da intraprendere.

5.4.11 Recinzione

È prevista la realizzazione di una recinzione perimetrale a delimitazione dell'area di installazione dell'impianto, la recinzione sarà formata da rete metallica a pali infissi nel terreno.

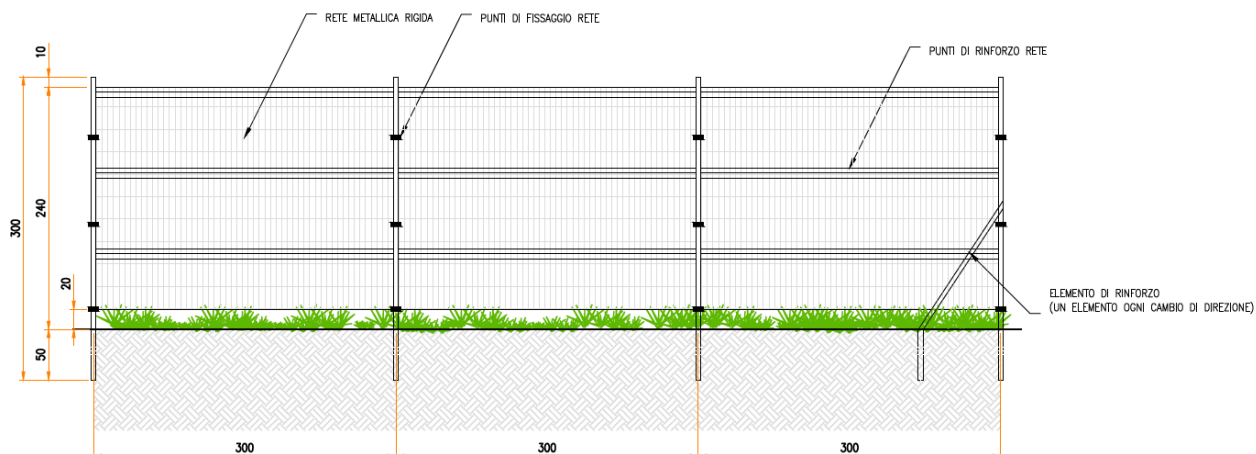


Figura 5.7: Particolare recinzione

Si prevede che la recinzione sia opportunamente sollevata da terra di circa 20 cm per non ostacolare il passaggio della fauna selvatica.

Ad integrazione della recinzione di nuova costruzione, è prevista l'installazione di 1 cancello carrabile (tipologico visibile in Figura 5.8).

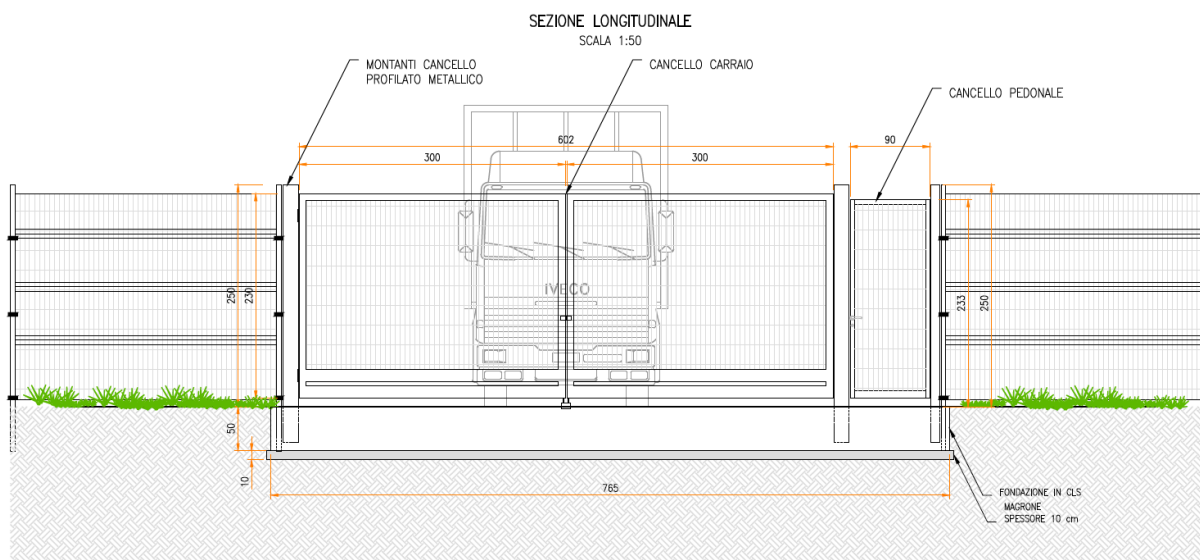


Figura 5.8: Particolare accesso

5.4.12 Sistema di drenaggio

Sarà realizzata una rete di drenaggio in corrispondenza dei principali solchi di drenaggio naturali esistenti. La rete drenaggio in progetto sarà costituita da fossi di forma trapezoidale scavate nel terreno naturale e non rivestiti. Tutte le opere di regimazione rientreranno nell'ambito dell'Ingegneria naturalistica.

Lo scopo delle canalette è quello di consentire il drenaggio dei deflussi al netto delle infiltrazioni nel sottosuolo. Le acque meteoriche ricadenti su ogni settore, per la parte eccedente rispetto alla naturale infiltrazione del suolo, verranno infatti intercettate dalle canalette drenanti realizzate lungo i lati morfologicamente più depressi.

5.4.13 Viabilità del sito

In assenza di viabilità esistente adeguata sarà realizzata una strada in misto granulometrico per garantire l'ispezione dell'area di impianto dove necessario e per l'accesso alle piazzole delle cabine. Le strade di progetto, sia perimetrali che interne all'impianto, sono previste con una larghezza pari a 3,5 metri.

La scelta della tipologia pacchetto stradale è stata valutata in base alle caratteristiche geotecniche del terreno, alla morfologia del sito, alla posizione ed accessibilità del sito.

Le opere viarie saranno costituite da:

- regolarizzazione di pulizia del terreno, per uno spessore adeguato (circa 30 cm);
- rullatura del piano ottenuto fino al raggiungimento di un modulo di deformazione "Md" ≥ 15 MPa nell'intervallo di carico compreso tra 50 e 150 kPa. Nel caso questa condizione non fosse raggiungibile si dovrà procedere alla sostituzione di ulteriori circa 30 cm di terreno naturale con altro materiale arido scelto proveniente da cave;
- fornitura e posa in opera di geosintetico tessuto non tessuto;
- fornitura e posa in opera di uno strato in misto granulometrico di pezzatura media (strato di fondazione – spessore 30 cm). Rullatura del piano ottenuto fino al raggiungimento di un modulo di deformazione "Md" ≥ 20 MPa nell'intervallo di carico compreso tra 50 e 150 kPa;
- fornitura e posa in opera di uno strato in misto granulometrico di pezzatura fine (strato di finitura – spessore 10 cm). Rullatura del piano ottenuto fino al raggiungimento di un modulo di deformazione "Md" ≥ 30 MPa nell'intervallo di carico compreso tra 50 e 150 kPa;

5.4.14 Sistema antincendio

Con riferimento alla progettazione antincendio, le opere progettate sono conformi a quanto previsto da:

- D.P.R. n. 151 del 1° agosto 2011 "Regolamento recante semplificazione della disciplina dei procedimenti relativi alla prevenzione incendi, a norma dell'articolo 49 comma 4-quater, decreto-legge 31 maggio 2010, n. 78, convertito con modificazioni, dalla legge 30 luglio 2010, n. 122"
- lettera 1324 del 7 febbraio 2012 - Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici;
- lettera di chiarimenti diramata in data 4 maggio 2012 dalla Direzione centrale per la prevenzione e la sicurezza tecnica del corpo dei Vigili del Fuoco.

Inoltre, è stato valutato il pericolo di elettrocuzione cui può essere esposto l'operatore dei Vigili del Fuoco per la presenza di elementi circuitali in tensione all'interno dell'area impianto. Si evidenzia che sia in fase di cantiere che in fase di O&M dell'impianto si dovranno rispettare anche tutti i requisiti richiesti ai sensi del D.Lgs 81/2008 e s.m.i.

Al fine di ridurre al minimo il rischio di propagazione di un incendio dai generatori fotovoltaici agli ambienti sottostanti, gli impianti saranno installati su strutture incombustibili (Classe 0 secondo il DM 26/06/1984 oppure Classe A1 secondo il DM 10/03/2005).

Sono previsti sistemi ad estintore in ogni cabina presente e alcuni estintori aggiuntivi per eventuali focolai esterni alle cabine (sterpaglia, erba secca, ecc.).

Saranno installati sistemi di rilevazione fumo e fiamma e in fase di ingegneria di dettaglio si farà un'analisi di rischio per verificare l'eventuale necessità di installare sistemi antincendio automatici all'interno delle cabine.

L'area in cui è ubicato il generatore fotovoltaico ed i suoi accessori non sarà accessibile se non agli addetti alle manutenzioni che dovranno essere adeguatamente formati/informati sui rischi e sulle specifiche procedure operative da seguire per effettuare ogni manovra in sicurezza, e forniti degli adeguati DPI.

I dispositivi di sezionamento di emergenza dovranno essere individuati con la segnaletica di sicurezza di cui al titolo V del D. Lgs.81/08 e s.m.i..

5.5 CONNESSIONE ALLA RTN

L'impianto sarà connesso in parallelo alla rete di trasmissione nazionale e saranno rispettate le seguenti condizioni (CEI 0-16):

- il parallelo non deve causare perturbazioni alla continuità e qualità del servizio della rete pubblica per preservare il livello del servizio per gli altri utenti connessi;
- l'impianto di produzione non deve connettersi o la connessione in regime di parallelo deve interrompersi immediatamente ed automaticamente in assenza di alimentazione della rete di distribuzione o qualora i valori di tensione e frequenza della rete stessa non siano entro i valori consentiti;
- l'impianto di produzione non deve connettersi o la connessione in regime di parallelo deve interrompersi immediatamente ed automaticamente se il valore di squilibrio della potenza generata da impianti trifase realizzati con generatori monofase non sia compreso entro il valor massimo consentito per gli allacciamenti monofase.

Ciò al fine di evitare che (CEI 0-16):

- in caso di mancanza di tensione in rete, l'utente attivo connesso possa alimentare la rete stessa;
- in caso di guasto sulle linee elettriche, la rete stessa possa essere alimentata dall'impianto fotovoltaico ad essa connesso,
- in caso di richiusura automatica o manuale di interruttori della rete di distribuzione, il generatore fotovoltaico possa trovarsi in discordanza di fase con la tensione di rete, con possibile danneggiamento del generatore stesso.

L'impianto sarà inoltre provvisto dei sistemi di regolazione e controllo necessari per il rispetto dei parametri elettrici secondo quanto previsto nel regolamento di esercizio, da sottoscrivere con il gestore della rete alla messa in esercizio dell'impianto.

Nelle cabine di consegna e di utenza saranno presenti tutti gli elementi di protezione, sezionamento e misura per la corretta connessione dell'impianto alla RTN; nelle stesse saranno localizzati i punti di misura fiscale principale e bidirezionale e le protezioni generale DG e di interfaccia DI richieste dalla norma CEI 0-16 e dal codice di rete e-distribuzione.

Come descritto in precedenza, la richiesta di connessione effettuata per lotto di impianti di potenza totale pari a 12.332,74 kW, prevede la seguente configurazione:

- Impianto 1 di potenza pari a 5255,32 kWp
- Impianto 2 di potenza pari a 7077,42 kWp

Di seguito una tabella riepilogativa degli impianti sopra descritti, si rimanda *3162_5891_CO_VVIA_T11_Rev0_Schema elettrico unifilare* per un maggior dettaglio.

Tabella 5.2: Configurazioni impianti

CONFIGURAZIONE	IMPIANTO 1	IMPIANTO 2	LOTTO DI IMPIANTI "CORREGGIO"
POTENZA MODULO (Wp)	685,00	685,00	685,00
NUMERO DI STRINGHE	274	369	643
NUMERO DI MODULI PER STRINGA	28	28	28
NUMERO DI MODULI	7672	10332	18004
NUMERO STRUTTURE	34 (TIPO 1x14) - 257 (TIPO 1x28)	60 (TIPO 1x14) - 339 (TIPO 1x28)	94 (TIPO 1x12) - 596 (TIPO 1x24)
NUMERO CABINE POWER STATION	3	5	8
POTENZA TRAFO POWER STATION (kVA)	1600,00	1600,00	1600,00
POTENZA INVERTER POWER STATION (kW)	1403,00	1403,00	1403,00
POTENZA DC TOTALE (kWp)	5.255,32	7.077,42	12.332,74
POTENZA AC TOTALE (kW)	4.209,00	7.015,00	11.224,00
RAPPORTO DC/AC MEDIO TOTALE	1,24	1,01	1,10

Di seguito il percorso di connessione in cavidotto MT tra l'impianto e la cabina primaria AT/MT CORREGGIO EST. Il percorso risulta con lunghezza pari a circa 2,7 km.

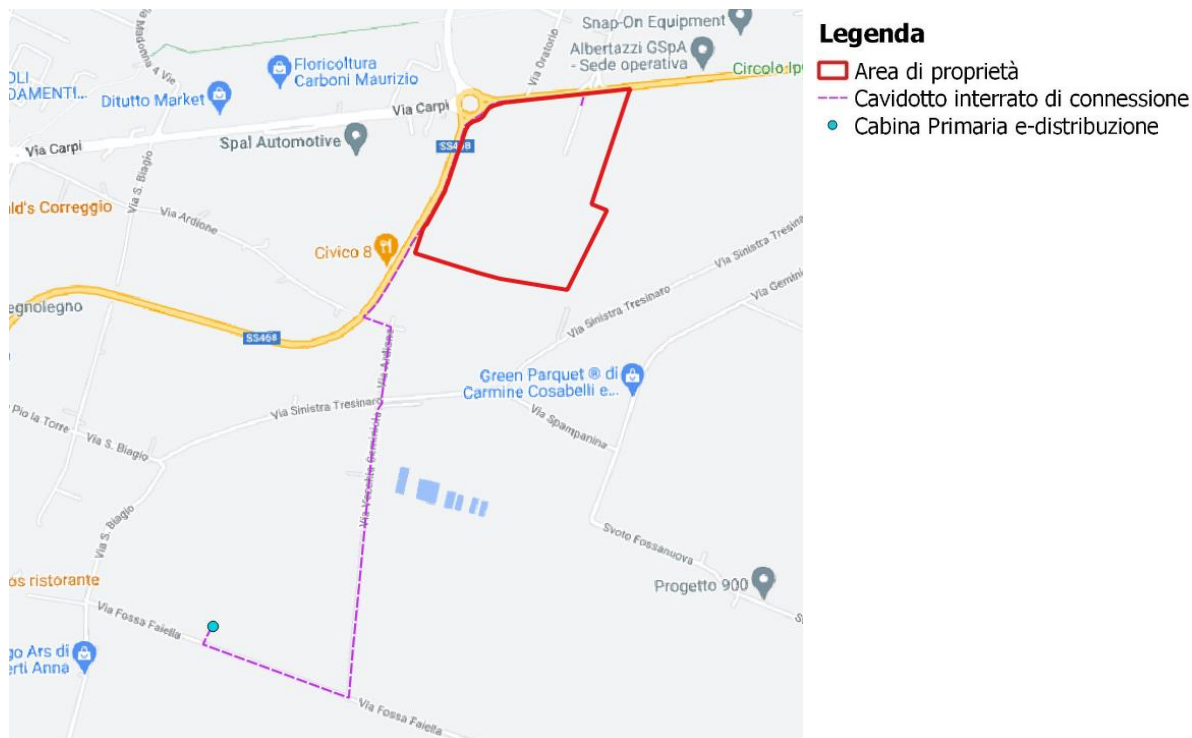


Figura 5.9: Inquadramento linea di connessione e cabina primaria

5.6 CALCOLI DI PROGETTO

Di seguito si riportano gli estratti delle relazioni specifiche riportanti calcoli di interesse progettuale.

5.6.1 Calcoli di producibilità

I calcoli di producibilità sono riportati nell'elaborato Rif. 3162_5891_CO_VVIA_R11_Rev0_Calcolo Producibilità dove è stato utilizzato il software PVSyst e il database Meteonorm 8.1 per le informazioni meteorologiche.

In sintesi, L'energia prodotta dall'area di progetto con strutture tracker risulta essere di circa **18.838 MWh/anno** e la produzione specifica è pari a **1.528 kWh/kWp/anno**. In base ai parametri impostati per le relative perdite d'impianto, i componenti scelti (moduli e inverter) e alle condizioni meteorologiche del sito in esame risulta un indice di rendimento (performance ratio PR) del **85,33 %**.

5.6.2 Calcoli elettrici

L'impianto elettrico di media tensione è stato previsto con distribuzione radiale. L'impianto di bassa tensione sarà realizzato in corrente alternata e continua. Per un maggior dettaglio sugli elementi dell'impianto ed i calcoli elettrici si rimanda all'elaborato di riferimento 3162_5891_CO_VVIA_R12_Rev0_Relazione tecnica opere elettriche

5.6.3 Calcoli strutturali

Le opere strutturali previste dal progetto sono relative a:

1. Telai metallici dei moduli fotovoltaici;

2. Pali di fondazione e strutture verticali di sostegno;
3. Cabine/locali tecnici e relative fondazioni.
4. Recinzioni e accessi

Di seguito le tabelle riassuntive degli elementi strutturali in acciaio e in C.A.

Tabella 5.3: Elementi strutturali in acciaio

TIPOLOGIA	DESCRIZIONE	LUNGHEZZA (M)	TIPOLOGIA ACCIAIO
HEA200	Montanti	1,742	S235
HEA200	Pali	3,500	S235
Tubo EN10219 160x160x10	Traversi	Sezione1: 7,30 Sezione2: 5,302 Sezione3: 0,974 Sezione4: 0,963 Sezione5: 2,316 Sezione6: 2,305	S235
Omega 80x40x25x3	Elementi di sostegno pannelli	2,384	S235

Tabella 5.4: Elementi strutturali in C.A

TIPOLOGIA	N. ELEMENTI	LARGHEZZA (M)	LUNGHEZZA (M)	SUPERFICIE (M ²)	PROFONDITÀ (M)
Campo	8	2,25	8,57	19,29	0,30
Consegna	2	2,50	5,77	14,43	0,30
Utente	2	2,50	6,76	16,90	0,30
Magazzino	1	4,90	12,20	59,78	0,30
Uffici	1	4,80	6,00	28,80	0,30
Trave di fondazione	1	0,70	7,65	5,36	0,30

5.6.4 Calcoli idraulici

Le opere di mitigazione si inseriscono nel progetto più articolato del sistema di regimazione idraulica del sito di intervento.

In particolare, in contrapposizione al classico approccio di drenaggio delle acque meteoriche, in cui il principale obiettivo è l'allontanamento delle acque dal sito, nel presente progetto si sono utilizzate tecniche di progettazione a basso impatto.

La scelta dei sistemi di drenaggio sostenibili porterà al raggiungimento di più obiettivi:

- Diminuzione del carico di acque meteoriche smaltite nei vari corsi idrici, per lo smaltimento tramite infiltrazione;
- Realizzazione di infrastrutture verdi a vantaggio di quelle grigie;
- Rallentamento e riduzione del picco di piena durante piogge intense;
- Realizzazione di interventi che favoriscano i fenomeni di infiltrazione e ritenzione e gli indiretti processi di bioremediation;

- Contrastare i processi di erosione.

Il presente progetto ha mirato all'utilizzo di:

- Fossi di scolo in terra;
- Arginelli in terra di riporto;
- Protezione rete idrografica principale;
- Vasche di detenzione e infiltrazione.

Il progetto ha previsto una sistemazione del drenaggio oggi assente al fine di indirizzare e distribuire le portate, costituita da canalette di forma trapezia scavate nel terreno naturale e rinverdite.

Tra i vantaggi idraulici essi immagazzinano e convogliano le acque scolanti meteoriche favorendo la riduzione dei picchi di deflusso, l'infiltrazione e il rallentamento dei flussi, a seconda della pendenza. Tali opere sono state e sono tuttora largamente in uso nelle aree rurali.

In questo progetto vi sono due principali tipologie di canalette: canali principali, lungo il perimetro delle sotto-aree, e canali secondari, interni al layout paralleli ai tracker. Le canalette saranno realizzate in scavo con una sezione trapezia di larghezza e profondità variabile in funzione della portata di progetto e sponde inclinate di 26°.

In fase progettuale sarà valutata la possibilità di inserire dei salti di fondo con materiale da riporto lungo le canalette. Tali elementi consentiranno la dissipazione di energia, dunque il rallentamento delle velocità nel caso in cui il flusso d'acqua lungo le canalette più estese raggiungesse velocità elevate. Questa soluzione è difficilmente applicabile nel caso in cui il canale fungesse anche da strada per i veicoli agro-meccanici.

Lungo i lati più esposti al deflusso delle acque meteoriche superficiali, si prevede l'impiego di arginelli di dimensioni ridotte in terre da riporto. L'argine, generalmente di sezione trapezia, come la canaletta controlla il flusso in ingresso, e inoltre, non essendo soggetto a rischio ostruzione da materiale detritico, offre una protezione più durevole negli anni.

All'interno delle aree catastali, tra i diversi vincoli, si incontrano i vincoli dovuti alla presenza della rete irrigua consortile. La normativa vigente impone una fascia di rispetto di 3,75 metri per le condotte di diametro fino a 275 mm rispetto all'asse delle condotte di irrigazione. All'interno di tale fascia non sono consentiti scavi e movimenti di terra. Sia fatto presente che le canalette interne secondarie di sotto-campo avranno una profondità di scavo ridotta, di circa 20 cm, aventi la funzione di indirizzare le acque verso le canalette perimetrali per il loro collettamento e scarico. Per questo motivo, si ammette la realizzazione di canalette anche entro le zone di rispetto della rete irrigua consortile, purché di profondità ridotta.

In corrispondenza delle intersezioni con la viabilità si sono previsti dei tratti interrati composti da scatolati in c.a. carrabili o da tubazioni in HDPE carrabili.

Lo scopo delle canalette e dei condotti interrati è quello di permettere il deflusso dell'intera portata di progetto, relativa a un Tempo di Ritorno di 30 anni.

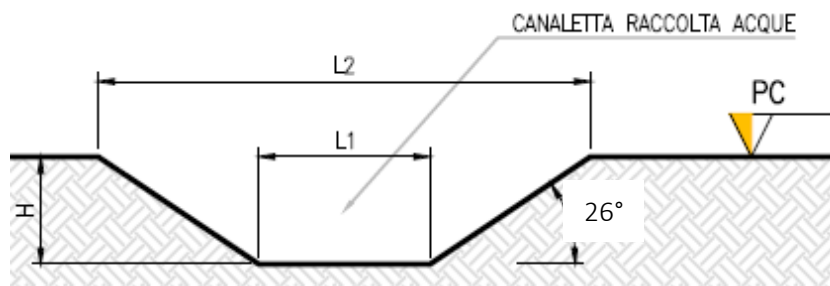


Figura 5.10: Sezione tipologica canaletta di drenaggio realizzata in scavo.

Gli scarichi della rete di drenaggio senza modifiche tra ante-operam e post-operam convergeranno ai ricettori esistenti.

Il progetto ha inoltre previsto la definizione di una via preferenziale per le acque scolanti nell'area catastale.

Per maggiori dettagli si rimanda alla relazione di progetto specifica 3162_5891_CO_VVIA_R05_Rev0_Relazione Idrologica e idraulica.

5.7 FASI DI COSTRUZIONE

La realizzazione dell'impianto sarà avviata immediatamente a valle dell'ottenimento dell'autorizzazione alla costruzione.

La fase di costruzione vera e propria avverrà successivamente alla predisposizione dell'ultima fase progettuale, consistente nella definizione della progettazione esecutiva, che completerà i calcoli in base alle scelte di dettaglio dei singoli componenti.

In ogni caso, per entrambe le sezioni di impianto la sequenza delle operazioni sarà la seguente:

1. Progettazione esecutiva di dettaglio
2. Realizzazione di:
 - o opere civili
 - accessibilità all'area ed approntamento cantiere
 - preparazione terreno mediante rimozione vegetazione e livellamento
 - realizzazione viabilità di campo
 - realizzazione recinzioni e cancelli ove previsto
 - preparazione fondazioni cabine
 - posa pali
 - posa strutture metalliche
 - scavi per posa cavi
 - realizzazione/posa locali tecnici: Cabine di Campo, Cabine di Utenza e Cabine di consegna
 - realizzazione canalette di drenaggio
 - o opere impiantistiche
 - messa in opera e cablaggi moduli FV
 - installazione inverter e trasformatori

- Per quanto riguarda le modalità operative di costruzione si farà riferimento alle scelte progettuali esecutive.

Per l'esecuzione dei lavori si prevede la realizzazione di due aree di cantiere distinte, ognuna delle quali destinata sia alla realizzazione delle aree destinate a baracche che alle aree di stoccaggio dei materiali come indicato nell'elaborato 3162_5891_CO_VVIA_T08_Rev0_Planimetria area di cantiere. Nel dettaglio si prevede:

- Rimozione vegetazione esistente;
- Realizzazione della recinzione dell'area destinata ai baraccamenti ed al deposito dei materiali in pannelli metallici tipo orso grill fissati a paletti di sostegno vincolati a fondazioni in cls;
- Realizzazione delle aree per baracche di cantiere (baracche ad uso ufficio, servizi igienici, deposito attrezzature);
- Realizzazione aree per lo stoccaggio dei materiali e la sosta dei mezzi operativi;
- Realizzazione della viabilità di cantiere.

Si prevede inoltre la realizzazione di una guardiania per il controllo degli accessi per ogni area di cantiere oltre alla predisposizione di un servizio di vigilanza notturna e nei giorni di non operatività del cantiere.

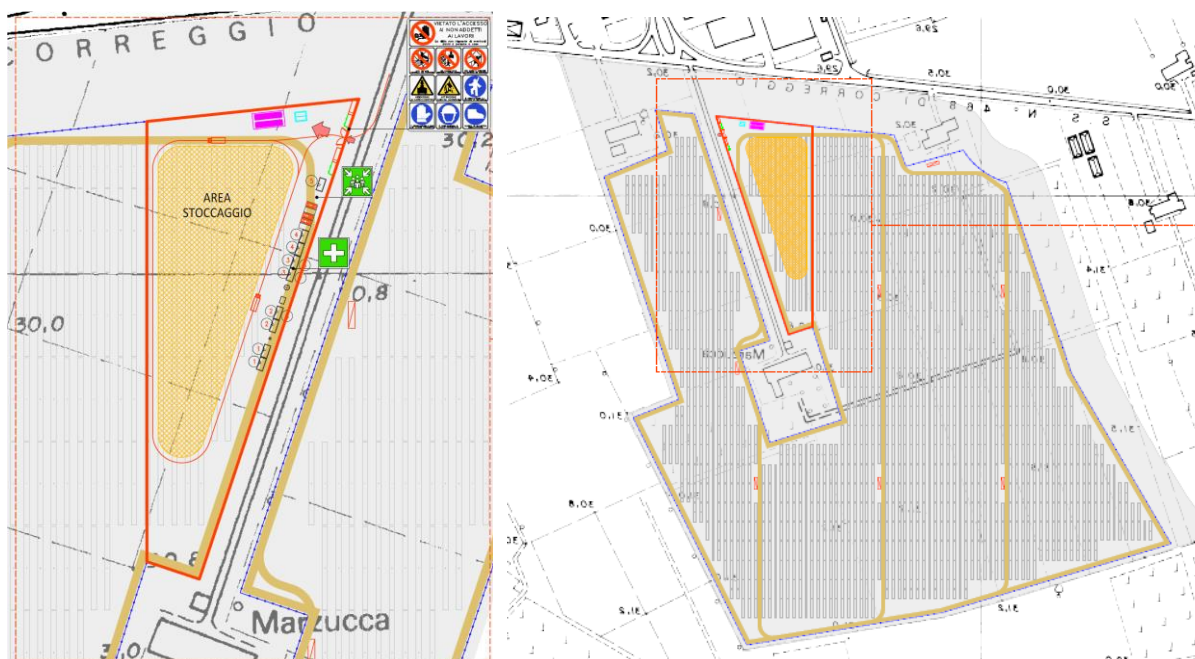


Figura 5.11: Stralcio delle aree di stoccaggio di cantiere.

5.9 SCAVI E MOVIMENTI DI TERRA

Le attività di movimento terra si limiteranno comunque a:

- **Regolarizzazione: interesseranno lo strato più superficiale di terreno;**
- **Realizzazione di viabilità interna:** In assenza di viabilità esistente adeguata sarà realizzata una strada in misto granulometrico. La viabilità è stata prevista lungo gli assi principali di impianto e lungo il perimetro (larghezza 4,00 m). Gli scavi sono previsti ad una profondità di 30 cm. Durante la fase esecutiva sarà dettagliato il pacchetto stradale definendo la soluzione ingegneristica più adatta.;
- **Formazione piano di posa di platee di fondazione cabine.** Si prevede la realizzazione di scavi di profondità 40 cm per le fondazioni delle: 4 Power Station; 1 Cabina Utente, 1 Cabina di Consegna; 1 Ufficio e 1 Magazzino. Il volume di scavo verrà calcolato considerando, in pianta, 50 cm in più per ogni lato rispetto alle misure delle cabine/uffici indicate negli elaborati progettuali. In questo modo viene garantita la distribuzione del peso della cabina stessa sul basamento di appoggio. Il terreno di sottofondo proveniente dallo scavo delle platee di appoggio delle cabine verrà in parte utilizzato per raccordare la base delle cabine alle aree adiacenti mediante lo stendimento di uno spessore di terreno indicativamente di 10-20 cm, la parte di terreno vegetale sarà in parte utilizzata per livellare le aree.
- **Recinzione perimetrale e trave di fondazione per cancelli di accesso.** È prevista la realizzazione di una recinzione perimetrale a delimitazione dell'area di installazione dell'impianto, la recinzione sarà formata da rete metallica a pali infissi nel terreno. Si prevede che sia opportunamente sollevate da terra di circa 20 cm per non ostacolare il passaggio della fauna selvatica. L'infissione dei pali è prevista ogni 3 metri ad una profondità di 50 cm nel terreno per consentire un'adeguata stabilità della recinzione in un terreno prevalentemente sciolto, come indicato dagli elaborati progettuali. Inoltre, è prevista l'infissione di puntelli di rinforzo alla recinzione ogni 30 metri di lunghezza.
- **Scavi per posizionamento linee MT.** Sono previsti scavi per la posa di cavi 15 kV, si prevederà il possibile reimpiego per i riempimenti del materiale scavato, oltre alla fornitura e posa di materiale selezionato per la regolarizzazione del piano di posa e per i rinfianchi. Le geometrie ed i percorsi sono indicati nell'elaborato progettuale Rif. 3162_5891_CO_VVIA_T12_Rev0_Percorso cavi MT.
- **Scavi per realizzazioni canalette di drenaggio:** Le canalette di ordine differente a seconda del ruolo all'interno della rete, saranno realizzate in scavo con una sezione trapezia avente inclinazione di sponda pari a circa 26°. Le profondità e la larghezza varieranno a seconda dell'ordine di importanza dei drenaggi.

5.10 PERSONALE E MEZZI

Per la realizzazione di un'opera di questo tipo ed entità, si prevede di utilizzare le seguenti principali attrezzature e figure professionali:

- Mezzi d'opera:
 - Gru di cantiere e muletti;
 - Macchina pali;
 - Attrezzi da lavoro manuali e elettrici;
 - Gruppo elettrogeno (se non disponibile rete elettrica);
 - Strumentazione elettrica e elettronica per collaudi;
 - Furgoni e camion vari per il trasporto;

- Figure professionali:
 - Responsabili e preposti alla conduzione del cantiere;
 - Eletttricisti specializzati;
 - Addetti scavi e movimento terra;
 - Operai edili;
 - Montatori strutture metalliche.

In particolare, per quanto riguarda l’impiego di personale operativo, in considerazione delle tempistiche previste dal cronoprogramma degli interventi, si prevede l’impiego, nei periodi di massima attività di circa 150/200 addetti ai lavori.

Tutto ciò sarà meglio specificato e gestito nel Piano di Sicurezza e Coordinamento dell’opera preliminarmente all’attivazione della fase di costruzione.

5.11 OPERE A VERDE DI MITIGAZIONE

La tipologia dell’intervento tecnologico non prevede sbancamenti e movimenti di terra tali da pregiudicare l’assetto geomorfologico e idrogeologico generale. Il progetto prevede la convivenza dell’impianto fotovoltaico con un ambiente semi-naturale al fine di mantenere la funzionalità del suolo in termini di fertilità, accumulo carbonio organico, permeabilità e regimazione delle acque piovane, salvaguardia della biodiversità.

Come indicato nella descrizione delle reti ecologiche (3162_5891_CO_VVIA_R01_Rev0_SPA) l’area di previsto impianto ricade parzialmente all’interno di elementi della Rete Ecologica Provinciale di Reggio Emilia (PTCP Reggio Emilia, Corridoi primari planiziali E2) ed è localizzato nei pressi di uno dei Principali elementi di frammentazione G1.

Per tali considerazioni e per favorire la presenza di specie di Invertebrati, Uccelli e Micromammiferi nell’area, attualmente fortemente antropizzata (3162_5891_CO_VVIA_R01_Rev0_SPA), vengono proposti i seguenti interventi a verde, di seguito descritti:

5. la realizzazione di una fascia perimetrale di mitigazione arbustiva per mascherare la recinzione e il campo fotovoltaico stesso;
6. l’inerbimento permanente di tutta l’area disponibile;
7. il mantenimento di fasce prative non sfalciate in aree non utilizzabili all’interno della proprietà².

Si tratta, quindi, di conciliare le esigenze tecnologiche dell’impianto (costruttive e gestionali) con quelle naturalistiche e paesaggistiche, con un occhio attento alla tutela della biodiversità, alla ricostruzione dell’unità degli ecosistemi (connessione) e al valore ecologico, in coerenza con le potenzialità vegetazionali dell’area. Le misure di mitigazione previste sono mostrate in Figura 5.12.

² Al netto della localizzazione dei pannelli, della viabilità interna e della localizzazione delle opere accessorie (cabine, power station, locali, magazzini ecc.).



Figura 5.12: Localizzazione delle opere a verde di mitigazione.

Per quanto concerne la realizzazione di una fascia arbustiva posta lungo tutto il lato esterno della recinzione, questa imiterà un filare di vegetazione arbustiva spontanea tipica planiziale ma al tempo stesso funzionale alla mitigazione dell'impatto visivo evitando fenomeni di ombreggiamento nel campo fotovoltaico.

L'arricchimento di specie arbustive della flora urbana e nelle aree ad agricoltura intensiva, insieme alla possibilità di costituire appropriati corridoi ecologici, incrementa notevolmente la disponibilità di nicchie ecologiche. Le specie da siepe hanno infatti frutti e fiori che attirano insetti (anche impollinatori) e fauna vertebrata. Le siepi fungono da rifugio, da area sorgente e da corridoio per gli spostamenti della fauna.

La scelta delle specie da utilizzare, quindi, sarà effettuata tenendo in considerazione i seguenti criteri:

- composizione floristica autoctona dell'area;
- condizioni pedoclimatiche dell'area;
- carattere di rusticità e adattabilità;
- facilità di reperimento;
- crescita rapida e alla facilità di gestione.

Inoltre, la scelta terrà conto anche del carattere sempreverde di alcune specie, da alternare spazialmente alle specie decidue, così da mantenere, durante tutto l'arco dell'anno, l'effetto mitigante delle fasce ed evitare che, nella stagione autunnale, quantità considerevoli di residui vegetali (foglie secche ecc.) rimangano sul terreno o vadano a interferire o limitare la funzionalità dell'impianto fotovoltaico.

In questo modo si vuole ottenere l'integrazione armonica della mitigazione nell'ambiente circostante sfruttando le spiccate caratteristiche di affrancamento delle essenze arbustive più tipiche della flora

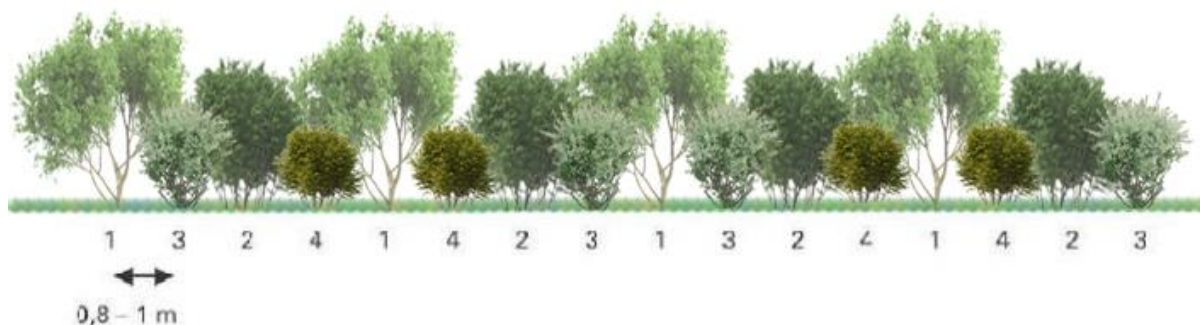
autoctona. Tali specie consentiranno il raggiungimento degli obiettivi prefissati in fase di progettazione dell’opera, in pochi anni dall’impianto.

Le essenze che si prevede di poter utilizzare potranno essere:

- Acero campestre *Acer campestre* (a ceppaia)
- Ontano nero *Alnus glutinosa*
- Frangola *Frangula alnus*
- Corniolo *Cornus mas*
- Sanguinella *Cornus sanguinea*
- Lavanda *Lavandula angustifolia*
- Ligustro *Ligustrum vulgare*
- Prugnolo *Prunus spinosa*
- Rosa canina *Rosa canina*
- Sambuco *Sambucus nigra*
- Timo *Thymus vulgaris*

Nello schema (Figura 2.40) si propone di alternare Ligustro (specie semi sempreverde) ad altre specie arbustive decidue, in modo tale da garantire una copertura vegetale anche nelle stagioni di perdita delle foglie. Per tale ragione si propone anche l’alternanza con cespugli di Lavanda e Timo, che – pur essendo più bassi – hanno una crescita più veloce che possa assicurare una copertura, seppure non completa, fin dalla piantumazione.

Tutte le specie elencate sono utili per la fauna, sia per gli impollinatori (nettare e/o polline), sia per i Lepidotteri (nettare, specie nutrici) sia per i Vertebrati (specie pabulari).



1: Acero campestre *Acer campestre* / Ontano nero *Alnus glutinosa* / Ligustro *Ligustrum vulgare*

2: Corniolo *Cornus mas* / Prugnolo *Prunus spinosa* / Sambuco *Sambucus nigra*

3: Frangola *Frangula alnus* / Sanguinella *Cornus sanguinea*

4: Lavanda *Lavandula angustifolia* / Rosa canina *Rosa canina* / Timo *Thymus vulgaris*

Figura 5.13: Distribuzione indicativa delle specie all’interno della siepe perimetrale

La fascia arbustiva, per svolgere appieno la sua funzione, avrà una larghezza di 3 m e un’altezza tale da mitigare l’impatto visivo dei pannelli e delle opere connesse dall’esterno e da eventuali punti panoramici e di interesse paesaggistico nelle vicinanze del sito, senza però interferire con l’irraggiamento solare dei pannelli. Essa sarà costituita da essenze arbustive a diverse altezze, disposte su due filari secondo lo schema riportato nella Figura 5.14 e di seguito descritto:

- Filare posto ad 1.0 m dalla recinzione composto da specie arbustive ad altezza maggiore, con interasse 2.0 m;
- Filare più interno posto ad 1.0 m dal filare esterno, composto da specie arbustive a minor sviluppo con interasse 1.0 m.

Le essenze saranno disposte secondo uno schema modulare e non formale in modo da garantire il risultato più naturalistico possibile.

Gli arbusti saranno distanziati dalla recinzione di circa 1 metro così da agevolare le operazioni di manutenzione.

Più in generale, sarà prevista l'interruzione della fascia in prossimità dei punti di accesso al fondo che fungeranno anche da vie d'entrata alla viabilità interna delle stesse per la manutenzione ordinaria. Verrà effettuata una mitigazione in modo tale che si potrà ottenere sia la valorizzazione naturalistica che un'ottimale integrazione dell'opera nell'ambiente.

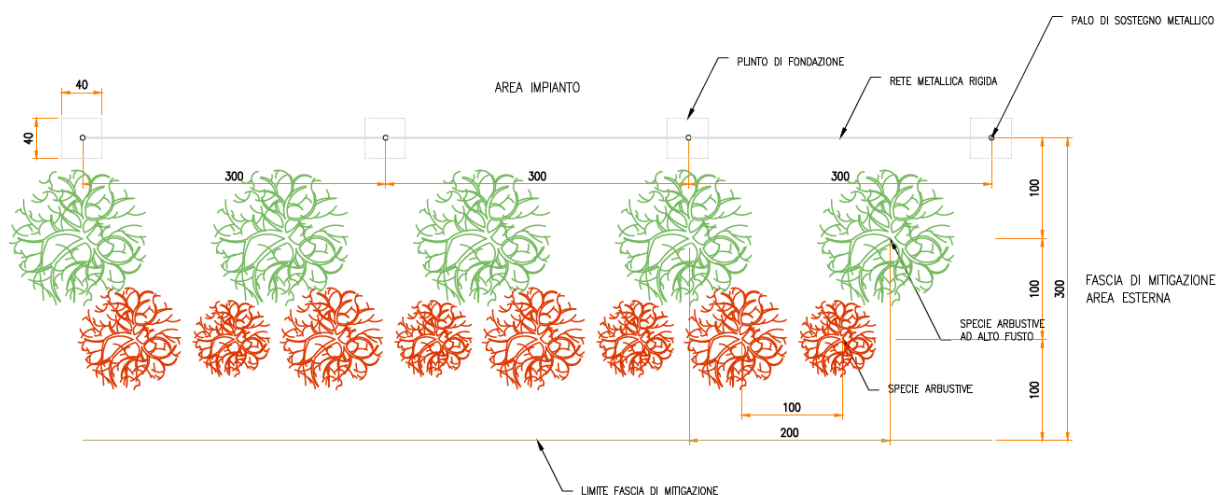


Figura 5.14: Tipologico del filare di mitigazione.

Le figure seguenti mostrano il *rendering* visivo della siepe come proposta.

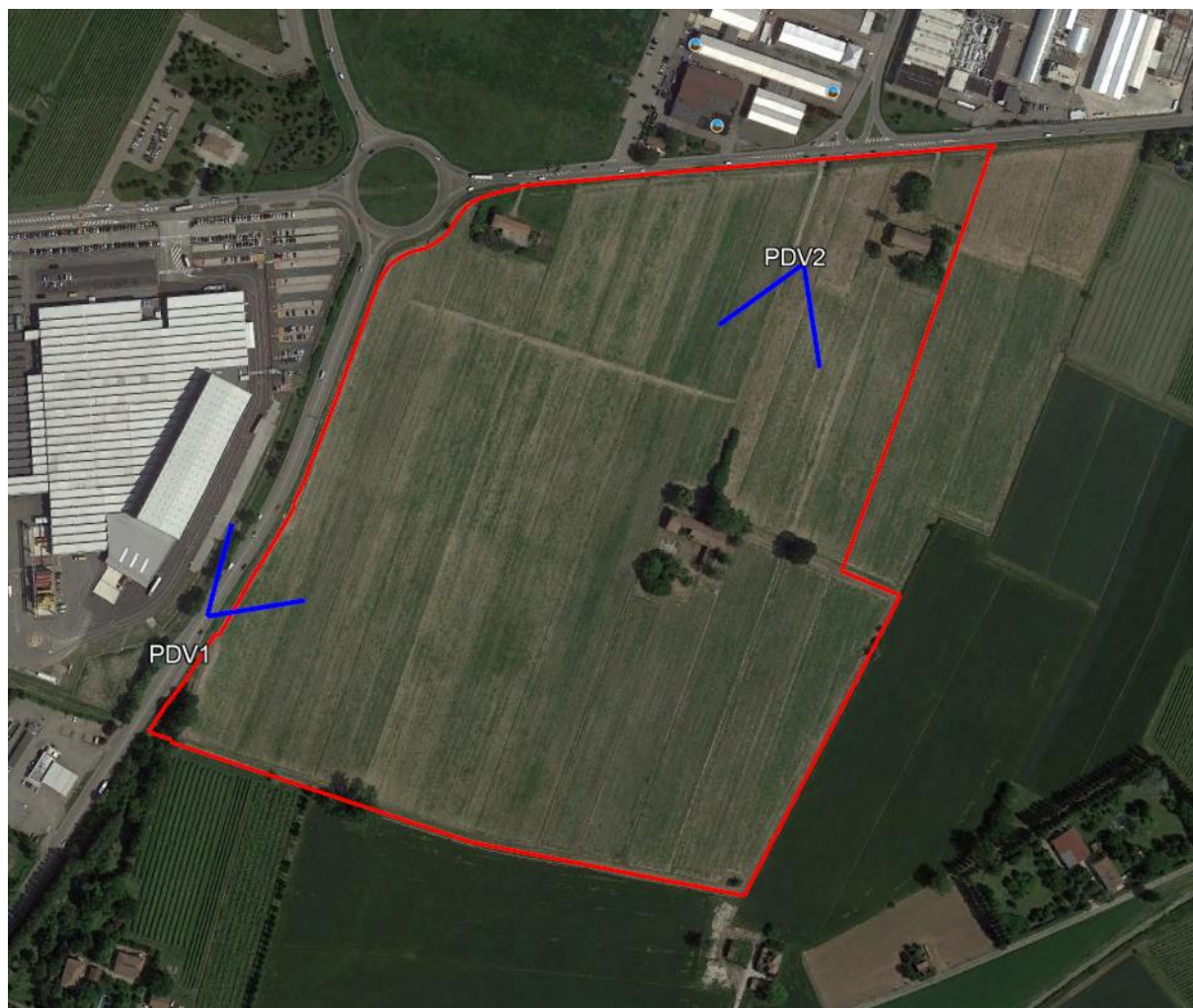


Figura 5.15: Punti di vista per il rendering visivo della siepe perimetrale proposta.



Figura 5.16: In alto foto dello stato di fatto in basso rendering visivo della siepe perimetrale-PDV1.



Figura 5.17: In alto foto dello stato di fatto in basso rendering visivo della siepe perimetrale-PDV2.

La realizzazione della quinta arbustiva costituirà quindi, oltre alla funzione paesaggistica di schermatura dell'impianto, di introdurre un elemento di diversificazione di un ambiente attualmente banalizzato, in connessione ecologica con gli elementi naturali presenti.

L'inerbimento permanente dell'area libera sotto i pannelli e tra le file verranno gestite ove compatibile tramite la pratica del sovescio.

Numerosi sono i vantaggi dell'inerbimento permanente:

- Limita fortemente l'erosione del suolo provocata dalle acque e dal vento;
- Svolge un'importante funzione di depurazione delle acque;
- Riduce le perdite di elementi nutritivi per lisciviazione grazie all'assorbimento da parte delle piante erbacee;
- Migliora la fertilità del suolo, attraverso l'aumento di sostanza organica;
- Il ben noto effetto depurativo sull'aria producendo O₂ e immagazzinando carbonio atmosferico;
- Migliora l'impatto paesaggistico e la gestione è in genere poco onerosa.

La gestione del terreno inerbito determina il miglioramento delle condizioni nutritive e strutturali del terreno.

L'inerbimento può essere realizzato sia naturalmente con le essenze erbacee autoctone della zona che artificialmente attraverso la semina di una o più varietà. È consigliabile la prima soluzione perché in queste aree, specialmente nei mesi autunnali e primaverili si sviluppano tantissime erbe infestanti a causa delle piogge abbondanti. Dati di letteratura evidenziano ad esempio che la ricchezza in specie vegetali e di Coleotteri sono significativamente maggiori nei prati ripristinati su aree agricole mediante semina di semi autoctoni raccolti da prati donatori locali o di erba verde (Woodcock *et al.*, 2008), rispetto ad altri metodi di recupero.

Inoltre l'utilizzo del fiorume ha indubbi vantaggi per la creazione di nuovi prati di qualità che rispecchiano le caratteristiche del prato donatore da cui la semente è stata raccolta. Numerose sono infatti le ricadute positive sulla biodiversità, sugli ecosistemi e sul paesaggio; tra queste la conservazione degli habitat prativi esistenti, la creazione o il ripristino di habitat prativi di pregio, il contenimento di specie esotiche invasive. L'utilizzo di miscugli di specie spontanee fiorite dà la possibilità di unire la tutela ambientale al recupero e alla rinaturalizzazione di aree degradate (ad esempio terreni agricoli abbandonati, cave dismesse, scarpate stradali o come in questo caso infrastrutture), realizzando al contempo un indubbio risparmio in termini di manutenzione e anche di consumi idrici rispetto ai classici tappeti erbosi con graminacee.

Nella Pianura Padana, ma anche nei fondovalle prealpini e alpini, le aree con suolo nudo, localizzate in aree di cantiere, margini stradali, campi abbandonati e aree ruderali in genere, sono infatti spesso invase da specie esotiche dannose sia per l'ambiente che per la salute pubblica. Tra queste, particolari problemi vengono causati dalla ben nota *Ambrosia artemisiifolia*, specie fortemente allergenica, inserita nella Lista Nera delle specie alloctone vegetali oggetto di monitoraggio, contenimento o eradicazione ai sensi della LR10/2008. Dal punto di vista ecologico, l'Ambrosia è una specie colonizzatrice e si diffonde facilmente in situazioni degradate, con suolo nudo, creando una dominanza che non consente in tempi brevi lo sviluppo di una vegetazione erbacea adeguata. È in grado di produrre un'elevata quantità di semi capaci di persistere nel terreno per molti anni. Per queste ragioni, movimenti di terra anche in luoghi dove l'Ambrosia è apparentemente assente, possono ricreare le condizioni ideali per la germinazione dei semi presenti nel suolo, dando origine a nuove popolazioni.

Per contenere la diffusione di Ambrosia e limitare la produzione del suo polline allergenico, alcuni recenti studi hanno dimostrato il valore della semina di autoctone su suoli nudi con la specifica finalità del contenimento di Ambrosia. Tra questi, Gentili *et al.* (2015) hanno mostrato come miscugli di sementi di prato sotto forma di fiorume o miscugli commerciali selezionati siano efficaci nella soppressione di

questa specie nel primo anno dalla semina all'interno di cave dismesse; gli autori citati sostengono anche che il fiorume dovrebbe essere in questo caso preferito in quanto costituito per definizione da specie di provenienza locale. Ulteriori ricerche effettuate dal Centro Flora Autoctona della Lombardia (CFA), hanno mostrato l'efficacia della semina autunnale di fiorume nel controllo di Ambrosia nell'Alta Pianura lombarda, con risultati significativamente migliori rispetto, ad esempio, a semine con erba medica.

Per quanto riguarda le fasce prative fiorite nelle aree non utilizzabili della proprietà, il mantenimento di fasce di prato non gestito è in grado di favorire gli insetti impollinatori, come di seguito meglio descritto.

L'impollinazione delle piante da fiore da parte degli animali rappresenta un servizio ecosistemico di grande valore per l'umanità, sia dal punto di vista economico sia per il beneficio nei confronti delle piante spontanee e coltivate. Oltre il 75% delle principali colture agrarie e circa il 90% delle piante selvatiche da fiore si servono degli animali impollinatori per trasferire il polline da un fiore all'altro e garantire la riproduzione delle specie. L'impollinazione animale, consentendo a tantissime piante di riprodursi, è la base fondamentale dell'ecologia delle specie e del funzionamento degli ecosistemi, della conservazione degli habitat e della fornitura di una vasta gamma di importanti e vitali servizi e benefici per l'uomo, inclusa la produzione di alimenti, fibre, legname e altri prodotti tangibili. Il servizio di impollinazione offerto dai pronubi contribuisce a incrementare la resistenza e la resilienza degli ecosistemi ai disturbi di varia natura, consentendo l'adattamento dei sistemi agro-alimentari ai cambiamenti globali in corso e quindi, in sintesi, l'impollinazione, soprattutto quella entomofila, è alla base della biodiversità, della nostra esistenza e delle nostre economie (Bellucci *et al.*, 2021).

Il valore economico del servizio di impollinazione animale è stimato in circa 153 miliardi di dollari a livello mondiale, dei quali circa 26 nella sola Europa e circa 3 in Italia. La produzione agricola mondiale direttamente associata all'impollinazione rappresenta un valore economico stimato tra 235 e 577 miliardi di dollari (Bellucci *et al.*, 2021).

È noto il fatto che le api domestiche sono sempre più scarse, così come accade per le api solitarie e ancor di più per i Lepidotteri che, in passato, erano componenti integranti del paesaggio rurale. La causa della rarefazione degli insetti impollinatori viene imputata, oltre agli inquinanti e all'abuso di agrofarmaci, alla minore diffusione di specie foraggiere entomogame e anche alla gestione agronomica del territorio, che lascia sempre meno spazio ad ambienti definiti come “*buffer*” (fasce tampone) situati ai margini delle colture. In tali aree, un tempo diffuse e lasciate pressoché indisturbate, si verificavano le condizioni idonee per la vita e la sopravvivenza di molti insetti utili (Bellucci *et al.*, 2021).

La presenza di specie entomogame ai margini delle colture di pieno campo (*wildflower strips*) costituisce quindi un sistema efficace, non solo per creare un habitat adatto a favorire la presenza di insetti utili alla lotta biologica ai fitoparassiti (Haaland *et al.*, 2011), ma anche per contrastare la presenza di piante infestanti (Moonen & Marshall, 2001; Benvenuti & Bretzel, 2017) e di incrementare la biodiversità negli agroecosistemi.

Tali considerazioni possono essere estese a tutte le situazioni marginali, incluse quelle all'interno di aree degradate o impianti come quello in progetto.

Per tutte le aree a inerbimento l'utilizzo di fiorume locale, uno sfalcio all'anno (al massimo³) con mezzi meccanici ed evitare di utilizzare prodotti chimici per il controllo della vegetazione costituiscono misure che consentiranno di limitare l'impatto dell'impianto.

Gli sfalci della vegetazione spontanea (inerbimento sotto i pannelli, in aree di margine e nelle fasce lungo i canali) verranno effettuati dopo la metà di luglio. L'accorgimento della posticipazione dello sfalcio dei prati ha infatti effetti benefici sulla biodiversità degli ecosistemi, tanto che in alcuni stati europei la posticipazione dello sfalcio in determinati territori, è agevolata da contributi economici. In generale

³ Se la vegetazione non supera l'altezza minima dei pannelli e non interferisce con la produzione si ritiene opportuno non procedere con gli sfalci a fini conservazionistici.



questo accorgimento gestionale relativo al momento del taglio e/o dell'avvio del pascolo favorisce le componenti ecosistemiche di piante, Uccelli e Invertebrati (Humbert *et al.*, 2012). Analogamente Sjödin (2007) ha rilevato che un maggior numero di specie di Insetti e di individui per specie visita i prati con gestione posticipata, semplicemente in relazione alla maggior abbondanza di fiori maturi in essi presenti. Per quanto riguarda gli Uccelli, uno studio britannico (DEFRA, 2010) ha dimostrato ad esempio che il ritardo nello sfalcio dei prati aumenta la produttività delle popolazioni di allodole (*Alauda arvensis*), riducendone al contempo il tasso di abbandono del nido e della covata.

6. FASI TEMPORALI DELL'IMPIANTO

Nella presente fase del progetto sono state prese in considerazione ed analizzate tutte le fasi temporali della vita dell'impianto fotovoltaico (Realizzazione, Produzione, Dismissione). Nei successivi paragrafi si riportano le descrizioni delle suddette fasi mentre per una loro più completa analisi si rimanda alle relazioni specifiche del progetto.

6.1 FASE REALIZZATIVA

Per la realizzazione e la messa in esercizio dell'impianto è stato previsto un arco temporale di 9 mesi a partire dall'ottenimento dell'Autorizzazione a costruire, suddiviso in:

- Tempi per le forniture dei materiali
- Tempi di realizzazione delle opere civili
- Tempi di realizzazione delle opere impiantistiche
- Tempi di realizzazione delle opere a verde
- Tempi per Commissioning e Collaudi

Nella seguente figura si riporta un estratto del cronoprogramma dei lavori.

CRONOPROGRAMMA DI REALIZZAZIONE IMPIANTO									
GREEN FROGS CORREGGIO S.r.l. - CORREGGIO - 12,33 MW									
	Mese 1	Mese 2	Mese 3	Mese 4	Mese 5	Mese 6	Mese 7	Mese 8	Mese 9
Forniture									
Moduli FV									
Power Station									
Cavi									
Quadristica									
Cabine (ufficio, magazzino, Consegna, Utente)									
Strutture metalliche									
Costruzione - Opere civili									
Approntamento cantiere									
Preparazione terreno									
Realizzazione recinzione									
Realizzazione viabilità esterna									
Realizzazione viabilità interna									
Scavi posa cavi									
Scavi fondazioni cabinati									
Posa pali di fondazione									
Posa fondazione cabinati									
Posa strutture metalliche tipo tracker									
Montaggio pannelli									
Opere idrauliche									
Posa Power Station e Cabinati (Consegna e Utente)									
Posa locali tecnici (uffici e magazzini)									
Opere impiantistiche Campo Fotovoltaico									
Posa cavi									
Collegamenti moduli FV									
Cablaggio Power Station									
Allestimento arredi Uffici e Magazzini									
Allestimento apparecchiature cabine Consegna e Utente									
Opere di rete lato utenza									
Scavi posa cavidotto									
Posa cavidotto (15 kV)									
Rinterro e ripristino									
Opere a verde									
Piantumazione mitigazione									
Commissioning e collaudi									

Figura 6.1: Cronoprogramma costruzione

6.2 FASE PRODUTTIVA

Per l'impianto è stata prevista una vita utile pari a 30 anni dall'entrata in esercizio. Durante questo periodo dovrà essere garantita una manutenzione periodica delle opere civili e degli elementi tecnologici costituenti il parco.

Il Piano di manutenzione è la procedura avente lo scopo di controllare e ristabilire un rapporto soddisfacente tra lo stato di funzionamento di un sistema o di sue unità funzionali e lo standard qualitativo per esso/e assunto come riferimento. consiste nella previsione del complesso di attività inerenti la manutenzione di cui si presumono la frequenza, gli indici di costo orientativi e le strategie di attuazione nel medio e nel lungo periodo.

Il manuale d'uso è destinato all'utente finale del bene e contiene la raccolta delle istruzioni e delle procedure di conduzione tecnica e manutenzione limitatamente alle operazioni per le quali non sia richiesta alcuna specifica capacità tecnica; esso si basa su attività di ispezione prevalentemente visiva al fine di raccogliere indicazioni preliminari sulle condizioni tecniche di un bene o delle sue parti mediante delle prime valutazioni sulle prestazioni in essere e delle condizioni di degrado.

1. Pianificazione dei lavori di manutenzione
 - Compiti tecnici - Elaborazione di principi tecnici relativi alle politiche di manutenzione
 - Compiti operativi - Esecuzione dei lavori secondo le specifiche procedurali e qualitative stabilite
 - Compiti di controllo - Verifica del lavoro svolto, valutazione e certificazione del risultato
2. Organizzazione - La funzione manutentiva deve svolgere i seguenti compiti:
 - Definizione ed elencazione degli elementi da sottoporre alle operazioni ispettive
 - Definizione e catalogazione degli elementi da sottoporre alle operazioni manutentive
 - Elaborazione del programma di svolgimento delle operazioni ispettive e delle operazioni manutentive
 - Rilievo e registrazione delle operazioni ispettive;
 - Rilievo e registrazione delle operazioni manutentive
 - Analisi dello stato di efficienza ed affidabilità dei singoli elementi in rapporto alla funzione svolta ed alla loro tempestiva sostituibilità in caso di anomalia.
3. Risorse da gestire - Le risorse da gestire sono:
 - La manodopera
 - materiali
 - mezzi manutentivi (rif UNI 10147)

6.3 FASE DI DISMISSIONE

A conclusione della fase di esercizio dell'impianto, seguirà la fase di “decommissioning”, dove le varie parti dell'impianto verranno smantellate e separate in base alla caratteristica del rifiuto/materia prima seconda, in modo da poter riciclare il maggior quantitativo possibile dei singoli elementi.

In considerazione della tipologia di strutture da smantellare, il piano di dismissione a fine ciclo produttivo, procederà per fasi sequenziali ognuna delle quali prevedrà opere di smantellamento, raccolta e smaltimento dei vari materiali.

Verranno smantellate tutte le strutture del campo fotovoltaico in modo che ogni volta che si attuerà la dismissione di un componente si possano creare le condizioni idonee per la fase di dismissione successiva.

La rimozione sequenziale delle strutture sarà concordata in fase operativa con la ditta esecutrice dei lavori; non si prevede comunque all'interno dell'area d'impianto lo stoccaggio delle strutture dismesse, esse infatti verranno inviate direttamente dopo lo smontaggio ad idoneo smaltimento e/o recupero in impianti autorizzati.

Durante tutte le fasi operative sarà cura degli addetti e responsabilità della direzione lavori adottare tutte le misure atte a salvaguardare lo stato delle aree e ad evitare fenomeni di contaminazione indotti dalle operazioni di smontaggio degli impianti.

Per la realizzazione della dismissione completa sono previste diverse fasi di lavoro per un totale di circa 10 mesi di lavoro.

Le fasi previste sono:

- disconnessione dell'impianto dalla Rete Elettrica Nazionale;
- smontaggio e rimozione delle apparecchiature elettriche ed elettroniche in campo;
- smontaggio dei moduli fotovoltaici;
- rimozione delle strutture di sostegno;
- rimozione dei pali e demolizione delle fondazioni in cls;
- rimozione delle cabine elettriche e dei locali tecnici;
- rimozione opere civili (platee in c.a., cavidotti e opere idrauliche);
- recupero dei cavi elettrici;
- rimozione della recinzione e del sistema di illuminazione e controllo;
- ripristino dell'area del parco fotovoltaico (sistemazione delle mitigazioni a verde e messa a coltura del terreno).

La viabilità a servizio dell'impianto sarà smantellata oppure riutilizzata a livello interpodere, a servizio delle future attività che si svolgeranno nelle aree di progetto.

La descrizione e le tempistiche delle attività sono riportate nell'elaborato Rif. 3162_5891_CO_VVIA_R03_Rev0_Piano di dismissione.

Di seguito si riporta il cronoprogramma dei lavori di dismissione impianto e i costi relativi.

PIANO DI DISMISSIONE										
GREEN FROGS CORREGGIO s.r.l. - CORREGGIO - 12,33 MW										
Rimozione - Impianto	Mese 1	Mese 2	Mese 3	Mese 4	Mese 5	Mese 6	Mese 7	Mese 8	Mese 9	Mese 10
Approntamento cantiere										
Disconnessione dalla Rete Elettrica Nazionale										
Smontaggio e rimozione delle apparecchiature elettriche ed elettroniche in campo										
Smontaggio e smaltimento pannelli FV										
Smontaggio e smaltimento strutture metalliche										
Rimozione pali di fondazione strutture										
Rimozione delle cabine elettriche e dei locali tecnici										
Rimozione opere civili (platee in c.a., cavidotti e opere idrauliche)										
Recupero dei cavi elettrici										
Rimozione della recinzione e del sistema di illuminazione e controllo										
Ripristino dell'area del parco fotovoltaico (sistemazione delle mitigazioni a verde e messa a coltura del terreno)										

Figura 6.2: Cronoprogramma lavori dismissione impianto

7. COSTI

Si riportano di seguito i quadri economici per la realizzazione e la dismissione dell'opera. Per la descrizione dettagliata delle singole voci e dei relativi prezzi delle fasi realizzative si rimanda all'elaborato 3162_5891_CO_VVIA_R06_Rev0_Computo metrico estimativo, mentre per le voci inerenti le fasi di dismissione si fa riferimento al documento 3162_5891_CO_VVIA_R07_Rev0 Computo metrico dismissione.

Tabella 7.1: Quadro economico

QUADRO ECONOMICO				
GREEN FROGS CORREGGIO S.R.L. - COMUNE DI CORREGGIO (RE) - 12,33 MW				
DESCRIZIONE	Importo (€)	IVA %	Importo IVA (€)	Importo totale € (IVA compresa)
A) COSTO DEI LAVORI				
A.1) Interventi previsti	€ 7.457.890,78	10%	€ 745.789,08	€ 8.203.679,86
A.2) Oneri per la sicurezza	€ 133.066,54	10%	€ 13.306,65	€ 146.373,19
A.3) Opere di mitigazione	€ 115.430,45	10%	€ 11.543,05	€ 126.973,50
A.4) Spese previste per lo Studio Preliminare Ambientale	€ 20.000,00	22%	€ 4.400,00	€ 24.400,00
A.5) Opere connesse (STMG)	€ 276.174,00	22%	€ 60.758,28	€ 336.932,28
TOTALE A	€ 8.002.561,77			€ 8.838.358,83
B) SPESE GENERALI				
B.1) Spese tecniche (Spese tecniche relative alla progettazione, alle necessarie attività preliminari, alle conferenze dei servizi, alla direzione lavori e al coordinamento della sicurezza in fase di esecuzione, all'assistenza giornaliera e contabilità)	€ 160.051,24	22%	€ 35.211,27	€ 195.262,51
B.2) Spese consulenza e supporto tecnico	€ 30.000,00	22%	€ 6.600,00	€ 36.600,00
B.3) Collaudo tecnico e amministrativo, collaudo statico ed altri eventuali collaudi specialistici	€ 25.000,00	22%	€ 5.500,00	€ 30.500,00
B.4) Spese per Rilievi, accertamenti	€ 30.000,00	22%	€ 6.600,00	€ 36.600,00
B.5) Oneri di legge su spese tecniche (B.1, B.2, B.3 e B.4)	€ 9.802,05	22%	€ 2.156,45	€ 11.958,50
B.6) Imprevisti 1%	€ 80.025,62	22%	€ 17.605,64	€ 97.631,25
B.7) Spese varie	€ 2.472.199,32	22%	€ 543.883,85	€ 3.016.083,17
TOTALE B	€ 2.807.078,22			€ 3.424.635,43
COSTO TOTALE REALIZZAZIONE (A+B)	€ 10.809.639,99			€ 12.262.994,26

Tabella 7.2: Quadro economico dismissione

QUADRO ECONOMICO DISMISSIONE				
GREEN FROGS CORREGGIO S.R.L. - COMUNE DI CORREGGIO (RE) - 12,33 MW				
DESCRIZIONE	Importo (€)	IVA %	Importo IVA (€)	Importo totale € (IVA compresa)
A) COSTO DISMISSIONE	€ 584.431,17	10%	€ 58.443,12	€ 642.874,29
TOTALE A	€ 584.431,17			€ 642.874,29
B) SPESE GENERALI				
B.1) Spese tecniche (Spese tecniche relative alla progettazione, alle necessarie attività preliminari, alle conferenze dei servizi, alla direzione lavori e al coordinamento della sicurezza in fase di esecuzione)	€ 40.910,18	22%	€ 9.000,24	€ 49.910,42
B.2) Oneri di legge su spese tecniche	€ 1.636,41	22%	€ 360,01	€ 1.996,42
B.3) Imprevisti 5%	€ 29.221,56	22%	€ 6.428,74	€ 35.650,30
B.4) Spese varie	€ 15.000,00	22%	€ 3.300,00	€ 18.300,00
TOTALE B	€ 86.768,15			€ 105.857,14
TOTALE A+B	€ 671.199,32		€ 77.532,11	€ 748.731,43

8. RIFERIMENTI NORMATIVI

La legislazione e normativa nazionale cui si fa riferimento nel progetto è rappresentata da:

Eurocodici

UNI EN 1991 (serie) Eurocodice 1 – Azioni sulle strutture.

UNI EN 1993 (serie) Eurocodice 3 – Progettazione delle strutture di acciaio.

UNI EN 1994 (serie) Eurocodice 4 – Progettazione delle strutture composte acciaio-calcestruzzo.

UNI EN 1997 (serie) Eurocodice 7 – Progettazione geotecnica.

UNI EN 1998 (serie) Eurocodice 8 – Progettazione delle strutture per la resistenza sismica.

UNI EN 1999 (serie) Eurocodice 9 – Progettazione delle strutture di alluminio.

Altri documenti

Esistono inoltre documenti (Istruzioni CNR) che non hanno valore di normativa, anche se in qualche caso i decreti ministeriali fanno espressamente riferimento ad essi:

CNR 10022/84 Costruzioni di profilati di acciaio formati a freddo;

CNR 10011/97 Costruzioni in acciaio. Istruzioni per il calcolo, l'esecuzione, il collaudo e la manutenzione;

CNR 10024/86 Analisi mediante elaboratore: impostazione e redazione delle relazioni di calcolo.

CNR-DT 207/2008, "Istruzioni per la valutazione delle azioni e degli effetti del vento sulle costruzioni".

Eventuali normative non elencate, se mandatorie per la progettazione del sistema possono essere referenziate.

In caso di conflitto tra normative e leggi applicabili, il seguente ordine di priorità dovrà essere rispettato:

Leggi e regolamenti Italiani;

Leggi e regolamenti comunitari (EU);

Documento in oggetto;

Specifiche di società (ove applicabili);

Normative internazionali.

Legislazione e normativa nazionale in ambito Civile e Strutturale

Decreto Ministeriale Infrastrutture 14 gennaio 2018 "Nuove Norme tecniche per le costruzioni";

Circ. Min. Infrastrutture e Trasporti 21 gennaio 2019, n. 7 "Istruzioni per l'applicazione dell'Aggiornamento delle norme tecniche per le costruzioni";

Legge 5.11.1971 N° 1086 - (norme per la disciplina delle opere di conglomerato cementizio armato, normale e precompresso ed a struttura metallica);

CNR-UNI 10021- 85 - (Strutture di acciaio per apparecchi di sollevamento. Istruzioni per il calcolo, l'esecuzione, il collaudo e la manutenzione).

Legislazione e normativa nazionale in ambito Elettrico

D. Lgs. 9 Aprile 2008 n. 81 e s.m.i..

(Attuazione dell'articolo 1 della Legge 3 Agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro).

CEI EN 50110-1 (Esercizio degli impianti elettrici)

CEI 11-27 (Lavori su impianti elettrici)

CEI 0-10 (Guida alla manutenzione degli impianti elettrici)

CEI 82-25 (Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione)

CEI 0-16 (Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica)

CEI UNI EN ISO/IEC 17025:2008 Requisiti generali per la competenza dei laboratori di prova e di taratura
CEI 0-2 Guida per la definizione della documentazione di progetto degli impianti elettrici

CEI EN 60445 (CEI 16-2) Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione – Identificazione dei morsetti degli apparecchi e delle estremità dei conduttori

Sicurezza elettrica

CEI 0-16 Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica

CEI 11-27 Lavori su impianti elettrici

CEI 64-8 Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua

CEI 64-8/7 (Sez.712) - Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua - Parte 7: Ambienti ed applicazioni particolari

CEI 64-12 Guida per l'esecuzione dell'impianto di terra negli edifici per uso residenziale e terziario

CEI 64-14 Guida alla verifica degli impianti elettrici utilizzatori

IEC/TS 60479-1 Effects of current on human beings and livestock – Part 1: General aspects

IEC 60364-7-712 Electrical installations of buildings – Part 7-712: Requirements for special installations or locations – Solar photovoltaic (PV) power supply systems

CEI EN 60529 (CEI 70-1) Gradi di protezione degli involucri (codice IP)

CEI 64-57 Edilizia ad uso residenziale e terziario - Guida per l'integrazione degli impianti elettrici utilizzatori e per la predisposizione di impianti ausiliari, telefonici e di trasmissione dati negli edifici - Impianti di piccola

produzione distribuita.

CEI EN 61140 (CEI 0-13) Protezione contro i contatti elettrici - Aspetti comuni per gli impianti e le apparecchiature

Parte fotovoltaica

ANSI/UL 1703:2002 Flat-Plate Photovoltaic Modules and Panels

IEC/TS 61836 Solar photovoltaic energy systems – Terms, definitions and symbols

CEI EN 50380 (CEI 82-22) Fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici

CEI EN 50438 (CEI 311-1) Prescrizioni per la connessione di micro-generatori in parallelo alle reti di distribuzione pubblica in bassa tensione

CEI EN 50461 (CEI 82-26) Celle solari - Fogli informativi e dati di prodotto per celle solari al silicio cristallino

CEI EN 50521(82-31) Connettori per sistemi fotovoltaici - Prescrizioni di sicurezza e prove

CEI EN 60891 (CEI 82-5) Caratteristiche I-V di dispositivi fotovoltaici in Silicio cristallino – Procedure di riporto dei valori misurati in funzione di temperatura e irraggiamento

CEI EN 60904-1 (CEI 82-1) Dispositivi fotovoltaici – Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche corrente-tensione

CEI EN 60904-2 (CEI 82-2) Dispositivi fotovoltaici – Parte 2: Prescrizione per i dispositivi solari di riferimento

CEI EN 60904-3 (CEI 82-3) Dispositivi fotovoltaici – Parte 3: Principi di misura dei sistemi solari fotovoltaici (PV) per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento

CEI EN 60904-4 (82-32) Dispositivi fotovoltaici - Parte 4: Dispositivi solari di riferimento -Procedura per stabilire la tracciabilità della taratura

CEI EN 60904-5 (82-10) Dispositivi fotovoltaici - Parte 5: Determinazione della temperatura equivalente di cella (ETC) dei dispositivi solari fotovoltaici (PV) attraverso il metodo della tensione a circuito aperto

CEI EN 60904-7 (82-13) Dispositivi fotovoltaici - Parte 7: Calcolo della correzione dell'errore di disadattamento fra le risposte spettrali nelle misure di dispositivi fotovoltaici

CEI EN 60904-8 (82-19) Dispositivi fotovoltaici - Parte 8: Misura della risposta spettrale di un dispositivo fotovoltaico

CEI EN 60904-9 (82-29) Dispositivi fotovoltaici - Parte 9: Requisiti prestazionali dei simulatori solari

CEI EN 60068-2-21 (91-40) 2006 Prove ambientali - Parte 2-21: Prove - Prova U: Robustezza dei terminali e dell'interconnessione dei componenti sulla scheda

CEI EN 61173 (CEI 82-4) Protezione contro le sovratensioni dei sistemi fotovoltaici (FV) per la produzione di energia – Guida

CEI EN 61215 (CEI 82-8) Moduli fotovoltaici (FV) in Silicio cristallino per applicazioni terrestri – Qualifica del progetto e omologazione del tipo

CEI EN 61646 (CEI 82-12) Moduli fotovoltaici (FV) a film sottile per usi terrestri – Qualifica del progetto e approvazione di tipo

CEI EN 61277 (CEI 82-17) Sistemi fotovoltaici (FV) di uso terrestre per la generazione di energia elettrica – Generalità e guida

CEI EN 61345 (CEI 82-14) Prova all'UV dei moduli fotovoltaici (FV)

CEI EN 61683 (CEI 82-20) Sistemi fotovoltaici - Condizionatori di potenza - Procedura per misurare l'efficienza

CEI EN 61701 (CEI 82-18) Prova di corrosione da nebbia salina dei moduli fotovoltaici (FV)

CEI EN 61724 (CEI 82-15) Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici – Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati

CEI EN 61727 (CEI 82-9) Sistemi fotovoltaici (FV) - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo alla rete

CEI EN 61730-1 (CEI 82-27) Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) Parte 1: Prescrizioni per la costruzione

CEI EN 61730-2 (CEI 82-28) Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) Parte 2: Prescrizioni per le prove

CEI EN 61829 (CEI 82-16) Schiere di moduli fotovoltaici (FV) in Silicio cristallino – Misura sul campo delle caratteristiche I-V

CEI EN 62093 (CEI 82-24) Componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) - Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali

CEI EN 62108 (82-30) Moduli e sistemi fotovoltaici a concentrazione (CPV) – Qualifica del progetto e approvazione di tipo

Quadri elettrici

CEI EN 60439-1 (CEI 17-13/1) *Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) – Parte 1: Apparecchiature soggette a prove di tipo (AS) e apparecchiature parzialmente soggette a prove di tipo (ANS);*

CEI EN 60439-3 (CEI 17-13/3) *Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) – Parte 3: Prescrizioni particolari per apparecchiature assiemate di protezione e di manovra destinate ad essere installate in luoghi dove personale non addestrato ha accesso al loro uso – Quadri di distribuzione ASD;*

CEI 23-51 *Prescrizioni per la realizzazione, le verifiche e le prove dei quadri di distribuzione per installazioni fisse per uso domestico e similare.*

Rete elettrica del distributore e allacciamento degli impianti

CEI 11-1 *Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata*

CEI 11-17 *Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo*

CEI 11-20 *Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria*

CEI 11-20, V1 *Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria – Variante*

CEI 11-20, V2 *Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati alle reti di I e II categoria – Allegato C - Prove per la verifica delle funzioni di interfaccia con la rete elettrica per i micro generatori*

CEI EN 50110-1 (CEI 11-48) *Esercizio degli impianti elettrici*

CEI EN 50160 (CEI 8-9) *Caratteristiche della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione dell'energia elettrica*

Cavi, cavidotti e accessori

CEI 20-13 *Cavi con isolamento estruso in gomma per tensioni nominali da 1 a 30 kV*

CEI 20-14 *Cavi isolati con polivinilcloruro per tensioni nominali da 1 kV a 3 kV*

CEI-UNEL 35024-1 *Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua – Portate di corrente in regime permanente per posa in aria*

CEI-UNEL 35026 *Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali di 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa interrata*

CEI 20-40 *Guida per l'uso di cavi a bassa tensione*

CEI 20-65 *Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico, termoplastico e isolante minerale per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua - Metodi di verifica termica (portata) per cavi raggruppati in fascio contenente conduttori di sezione differente*

CEI 20-67 *Guida per l'uso dei cavi 0,6/1 kV*

CEI 20-91 *Cavi elettrici con isolamento e guaina elastomerici senza alogeni non propaganti la fiamma con tensione nominale non superiore a 1 000 V in corrente alternata e 1 500 V in corrente continua per applicazioni in impianti fotovoltaici*

CEI EN 50086-1 (CEI 23-39) *Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche – Parte 1: Prescrizioni generali*

CEI EN 50086-2-4 (CEI 23-46) *Sistemi di canalizzazione per cavi - Sistemi di tubi*

Parte 2-4: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi interrati



CEI EN 50262 (CEI 20-57) Pressacavo metrici per installazioni elettriche

CEI EN 60423 (CEI 23-26) Tubi per installazioni elettriche – Diametri esterni dei tubi per installazioni elettriche e filettature per tubi e accessori

CEI EN 61386-1 (CEI 23-80) Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche Parte 1: Prescrizioni generali

CEI EN 61386-21 (CEI 23-81) Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche Parte 21: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi rigidi e accessori

CEI EN 61386-22 (CEI 23-82) Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche

Parte 22: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi pieghevoli e accessori

CEI EN 61386-23 (CEI 23-83) Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche

Parte 23: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi flessibili e accessori

Conversione della Potenza

CEI 22-2 Convertitori elettronici di potenza per applicazioni industriali e di trazione

CEI EN 60146-1-1 (CEI 22-7) Convertitori a semiconduttori – Prescrizioni generali e convertitori commutati dalla linea – Parte 1-1: Specifiche per le prescrizioni fondamentali

CEI EN 60146-1-3 (CEI 22-8) Convertitori a semiconduttori – Prescrizioni generali e convertitori commutati dalla linea – Parte 1-3: Trasformatori e reattori

CEI UNI EN 45510-2-4 (CEI 22-20) Guida per l'approvvigionamento di apparecchiature destinate a centrali per la produzione di energia elettrica – Parte 2-4:

Apparecchiature elettriche – Convertitori statici di potenza

Scariche atmosferiche e sovratensioni

CEI EN 50164-1 (CEI 81-5) Componenti per la protezione contro i fulmini (LPC) – Parte 1: Prescrizioni per i componenti di connessione

CEI EN 61643-11 (CEI 37-8) Limitatori di sovratensioni di bassa tensione – Parte 11: Limitatori di sovratensioni connessi a sistemi di bassa tensione – Prescrizioni e prove

CEI EN 62305-1 (CEI 81-10/1) Protezione contro i fulmini – Parte 1: Principi generali

CEI EN 62305-2 (CEI 81-10/2) Protezione contro i fulmini – Parte 2: Valutazione del rischio

CEI EN 62305-3 (CEI 81-10/3) Protezione contro i fulmini – Parte 3: Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone

CEI EN 62305-4 (CEI 81-10/4) Protezione contro i fulmini – Parte 4: Impianti elettrici ed elettronici nelle strutture

Dispositivi di Potenza

CEI EN 50123 (serie) (CEI 9-26 serie) Applicazioni ferroviarie, tranviarie, filoviarie e metropolitane - Impianti fissi - Apparecchiatura a corrente continua

CEI EN 50178 (CEI 22-15) Apparecchiature elettroniche da utilizzare negli impianti di potenza

CEI EN 60898-1 (CEI 23-3/1) Interruttori automatici per la protezione dalle sovracorrenti per impianti domestici e simili – Parte 1: Interruttori automatici per funzionamento in corrente alternata

CEI EN 60898-2 (CEI 23-3/2) Interruttori automatici per la protezione dalle sovracorrenti per impianti domestici e simili - Parte 2: Interruttori per funzionamento in corrente alternata e in corrente continua

CEI EN 60947-1 (CEI 17-44) Apparecchiature a bassa tensione - Parte 1: Regole generali

CEI EN 60947-2 (CEI 17-5) Apparecchiature a bassa tensione – Parte 2: Interruttori automatici

*CEI EN 60947-4-1 (CEI 17-50) Apparecchiature a bassa tensione – Parte 4-1: Contattori ed avviatori–
Contattori e avviatori elettromeccanici*

Compatibilità elettromagnetica

CEI 110-26 Guida alle norme generiche EMC

*CEI EN 50263 (CEI 95-9) Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Norma di prodotto per i relè di misura
e i dispositivi di protezione*

*CEI EN 60555-1 (CEI 77-2) Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e
da equipaggiamenti elettrici simili – Parte 1: Definizioni*

*CEI EN 61000-2-2 (CEI 110-10) Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 2-2: Ambiente – Livelli di
compatibilità per i disturbi condotti in bassa frequenza e la trasmissione dei segnali sulle reti pubbliche
di alimentazione a bassa tensione*

*CEI EN 61000-2-4 (CEI 110-27) Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 2-4: Ambiente – Livelli di
compatibilità per disturbi condotti in bassa frequenza negli impianti industriali*

*CEI EN 61000-3-2 (CEI 110-31) Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 3-2: Limiti – Limiti per le
emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso 16 A per fase)*

*CEI EN 61000-3-3 (CEI 110-28) Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 3-3: Limiti – Limitazione
delle fluttuazioni di tensione e del flicker in sistemi di alimentazione in bassa tensione per
apparecchiature con corrente nominale 16 A e non soggette ad allacciamento su condizione*

*CEI EN 61000-3-12 (CEI 210-81) Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 3-12: Limiti - Limiti per le
correnti armoniche prodotte da apparecchiature collegate alla rete pubblica a bassa tensione aventi
correnti di ingresso > 16 A e ≤ 75 A per fase.*

*CEI EN 61000-6-1 (CEI 210-64) Compatibilità elettromagnetica (EMC) Parte 6-1: Norme generiche -
Immunità per gli ambienti residenziali, commerciali e dell'industria leggera*

*CEI EN 61000-6-2 (CEI 210-54) Compatibilità elettromagnetica (EMC) Parte 6-2: Norme generiche -
Immunità per gli ambienti industriali*

*CEI EN 61000-6-3 (CEI 210-65) Compatibilità elettromagnetica (EMC) Parte 6-3: Norme generiche -
Emissione per gli ambienti residenziali, commerciali e dell'industria leggera*

*CEI EN 61000-6-4 (CEI 210-66) Compatibilità elettromagnetica (EMC) Parte 6-4: Norme generiche -
Emissione per gli ambienti industriali*

Energia solare

*UNI 8477-1 Energia solare – Calcolo degli apporti per applicazioni in edilizia – Valutazione dell'energia
raggiante ricevuta*

UNI EN ISO 9488 Energia solare - Vocabolario

UNI 10349 Riscaldamento e raffrescamento degli edifici – Dati climatici

Sistemi di misura dell'energia elettrica

CEI 13-4 Sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica

*CEI EN 62052-11 (CEI 13-42) Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni generali,
prove e condizioni di prova - Parte 11: Apparato di misura*

*CEI EN 62053-11 (CEI 13-41) Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari
- Parte 11: Contatori elettromeccanici per energia attiva (classe 0,5, 1 e 2)*



*CEI EN 62053-21 (CEI 13-43) Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari
- Parte 21: Contatori statici di energia attiva (classe 1 e 2)*

*CEI EN 62053-22 (CEI 13-44) Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari
- Parte 22: Contatori statici per energia attiva (classe 0,2 S e 0,5 S)*

CEI EN 50470-1 (CEI 13-52) Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 1: Prescrizioni generali, prove e condizioni di prova - Apparat di misura (indici di classe A, B e C)

CEI EN 50470-2 (CEI 13-53) Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 2: Prescrizioni particolari - Contatori elettromeccanici per energia attiva (indici di classe A e B)

CEI EN 50470-3 (CEI 13-54) Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 3: Prescrizioni particolari - Contatori statici per energia attiva (indici di classe A, B e C)

CEI EN 62059-31-1 (13-56) Apparat per la misura dell'energia elettrica – Fidatezza Parte 31-1: Prove accelerate di affidabilità - Temperatura ed umidità elevate.