



COMUNE DI ALTOPASCIO
PROVINCIA DI LUCCA
REGIONE TOSCANA

IMPIANTO AGRIVOLTAICO "RNE13"

Proponente

RNE13 S.R.L.

Viale San michele del Carso, 22
20144 Milano (MI)
C.F. 12728030961

Progettazione

**SOCIETA' DI PROGETTAZIONE
GSB CONSULTING SRL**

Via Passo Rolle, 9 – 20134 Milano (MI)
P.IVA 11882750968



Preparato
Irina Giorgi

Verificato
Gianandrea Ing. Bertinazzo

Approvato
Vasco Ing. Piccoli

PROGETTAZIONE DEFINITIVA

Titolo elaborato

RNE13 RELAZIONE DESCRITTIVA GENERALE

Elaborato N. R01	Data emissione 12/12/24			
	Nome file RELAZIONE DESCRITTIVA GENERALE			
N. Progetto RNE13	Pagina COVER	00	12/12/24	PRIMA EMISSIONE
		REV.	DATA	DESCRIZIONE

IL PRESENTE DOCUMENTO NON POTRA' ESSERE COPIATO, RIPRODOTTO O ALTRIMENTI PUBBLICATO, IN TUTTO O IN PARTE, SENZA IL CONSENSO SCRITTO DI RNE13 S.R.L... OGNI UTILIZZO NON AUTORIZZATO SARA' PERSEGUITO A NORMA DI LEGGE.
THIS DOCUMENT CAN NOT BE COPIED, REPRODUCED OR PUBLISHED, EITHER IN PART OR IN ITS ENTIRETY, WITHOUT THE WRITTEN PERMISSION OF RNE13 S.R.L. UNAUTHORIZED USE WILL BE PROSECUTED BY LAW.

Sommario

1	Premessa	4
1.1	Normativa di riferimento.....	6
1.2	Definizioni e acronimi.....	7
2	Descrizione Generale.....	8
2.1	Criteri di progettazione	10
2.2	Dati generali di progetto	11
2.3	Inquadramento geografico.....	12
2.3.1	Riferimenti Catastali	14
2.4	Idoneità delle aree a verifica dei requisiti individuati dalle linee guida in materia di impianti agrivoltaici	15
2.4.1	Verifica della sussistenza delle specificità territoriali delle aree idonee per l'installazione di impianti FER individuate dall'art. 20 del D.L. n. 199/2021	15
2.4.2	Idoneità delle aree: perimetrazioni ex art. 7 della L.R.T. n. 11/2011	16
2.4.3	Verifica della sussistenza dei requisiti individuati dalle "Linee Guida in materia di Impianti Agrivoltaici"	18
2.5	Configurazione d'impianto	23
2.6	Definizione del layout.....	24
2.7	Producibilità energetica.....	26
2.7.1	Risparmio combustibile ed emissione evitate	29
3	Caratteristiche tecniche dei principali componenti d'impianto.....	34
3.1	Moduli fotovoltaici	35
3.2	Strutture di sostegno.....	37
3.3	Cassette di parallelo-stringa (string boxes)	40
3.4	Cabina di trasformazione (skid).....	41
3.4.1	Inverter Centralizzati	43
3.4.2	Trasformatore BT/MT	44
3.4.3	Quadro MT.....	45
3.4.4	Quadro BT Sezione Ausiliari.....	45
3.5	Cabina O&M	46
3.6	Magazzino.....	48
3.7	Cabina di Consegna e Cabina Utente	50
3.8	Elettrodotto Utente MT - Campo FV – Cabine di Consegna.....	51
3.9	Elettrodotto MT di rete E-Distribuzione S.p.A. - Cabine di Consegna – Cabina Primaria.....	52
3.10	Impianti di sorveglianza / illuminazione.....	53

00	12-12-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

3.11	Impianti Anti-roditori.....	53
3.12	SCADA/monitoraggio.....	54
4	Opere civili.....	55
4.1	Strutture di sostegno moduli FV.....	55
4.2	Cabine e prefabbricati	55
4.3	Recinzione.....	56
4.4	Viabilità interna	57
4.5	Livellamenti e movimentazione di terra.....	58
4.6	Cantierizzazione/realizzazione	59
5	Gestione impianto / manutenzione	60
6	Dismissione.....	61

00	12-12-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

1 Premessa

L'idea di realizzare questa opera nasce in considerazione del crescente fabbisogno energetico ed allo stesso tempo, della crescente necessità di abbandonare le fonti tradizionali ad alta emissione di gas nell'atmosfera (come ad esempio carbone, petrolio e gas). L'utilizzo di fonti rinnovabili per la generazione di energia elettrica è la principale strada da percorrere per la decarbonizzazione del sistema elettrico.

In particolare, lo sfruttamento della tecnologia fotovoltaica, che consente di convertire in energia elettrica l'energia irraggiata dal sole, ha avuto uno sviluppo notevole negli ultimi anni; si è infatti assistito una corsa a livello mondiale alla costruzione di impianti che solo 10 anni fa erano impensabili, sia come dimensioni del singolo impianto che come quota dell'energia fotovoltaica sul fabbisogno globale.

Questa corsa è stata inizialmente stimolata da sistemi di incentivazione, che hanno contribuito al raggiungimento di una sufficiente "maturità tecnologica" e consentito di:

- affinare i criteri di progettazione,
- migliorare le prestazioni di ogni singolo componente,
- abbassare i costi del kWh generato per effetto di un'economia di scala.

Oggi la generazione di energia da fonte rinnovabile fotovoltaica non necessita più di un sistema di incentivazione dedicato, è di infatti concorrenziale rispetto al costo del kWh generato con centrali tradizionali.

Lo sfruttamento di questa tecnologia di generazione rivestirà infatti un ruolo centrale nella transizione energetica in corso nel contesto nazionale, così come evidenziato dai documenti di programmazione energetica nazionali ovvero la SEN (Strategia Energetica Nazionale) e il più recente PNIEC (Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima, pubblicato nel Dicembre 2019).

Tali documenti strategici hanno posto come obiettivo al 2030 il raggiungimento di una potenza FV installata pari a 50 GW, contro un attuale livello di capacità installata pari a circa 21 GW attesi per fine 2020.

Come delineato dai sovra-menzionati documenti, sarà preferibile collocare tali impianti di generazione in contesti territoriali già "compromessi" da interventi antropici, quali aree cosiddette "brownfield", o su tetti e coperture di edifici. Si ritiene tuttavia poco realistica, se non addirittura utopistica, la possibilità di installare una potenza di 30 GW su sole coperture o aree industriali, senza quindi interessare terreni agricoli.

In questo contesto, ha avuto sempre più importanza il concetto di agro-voltaico, un sistema integrato di produzione agricola ed industriale, che permette di conservare la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale sul sito di installazione, garantendo, al contempo, una buona produzione energetica da fonti rinnovabili. Inoltre, sono notevoli i benefici che questo sistema integrato permette di avere. In particolare:

- contrastare la desertificazione;
- contrastare la riduzione di superficie destinata all'agricoltura a scapito di impianti industriali, con conseguente abbandono del territorio agricolo da parte degli abitanti;
- contrastare l'effetto lago, definito come effetto ottico che potrebbe confondere l'avifauna in cerca di specchi d'acqua per la sosta;
- ridurre il consumo di acqua per l'irrigazione poiché grazie all'ombreggiamento delle strutture di moduli si riduce notevolmente la traspirazione delle piante.

00	12-12-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

Ecco perché la società proponente presenta oggi il progetto dell'impianto di generazione di energia elettrica da fonte fotovoltaica denominato "RNE13", da ubicarsi nel comune di Altopascio, di potenza nominale complessiva pari a 19'972,68 kWp e di potenza di immissione in rete pari a 17'250,00 kW.

I documenti editati hanno lo scopo di descrivere in maniera univoca l'architettura dell'impianto agri-voltaico ed i criteri impiegati per la sua progettazione, i principali componenti che saranno impiegati per la realizzazione, nonché le opere le specifiche lavorazioni previste, in conformità con la Normativa vigente.

00	12-12-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

1.1 Normativa di riferimento

Elenco normativa tecnica di riferimento per la progettazione e la realizzazione di impianti fotovoltaici

- CEI 0-16: regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT e AT delle imprese distributrici di energia elettrica;
- 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 11-17: impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica 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 EN 60904-1 (CEI 82-1): Dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente;
- CEI EN 60904-2 (CEI 82-2): Dispositivi fotovoltaici - Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento;
- CEI EN 60904-3 (CEI 82-3): Dispositivi fotovoltaici - Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento;
- CEI EN 61727 (CEI 82-9): Sistemi fotovoltaici (FV) - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo con la rete;
- CEI EN 61215-1/2 (CEI 82-8): Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo;
- CEI EN 61730 (CEI 82-27): qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV)
- CEI EN 50380 (CEI 82-22): Fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici;
- CEI 82-25: Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione;
- CEI EN 62093 (CEI 82-24): Componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) - Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali;
- CEI EN 62446 (CEI 82-38): Sistemi fotovoltaici – Prescrizioni per le prove, la documentazione e la manutenzione
- CEI EN 61000-3-2 (CEI 110-31): Compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti -Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso ≤ 16 A per fase);
- 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 60439 (CEI 17-13): Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) - Serie
- CEI EN 60445 (CEI 16-2): Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione - Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico;
- CEI EN 60529 (CEI 70-1): Gradi di protezione degli involucri (codice IP);
- CEI EN 60099-1 (CEI 37-1): Scaricatori - Parte 1: Scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata
- CEI 20-13: cavi con isolamento estruso in gomma per tensioni nominali da 1 a 30 kV
- CEI 20-19: Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V;
- CEI 20-20: Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V;
- CEI 81-10-1/2/3/4): Protezione contro i fulmini – serie

00	12-12-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

- CEI 81-3: Valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato;
- CEI 0-3: Guida per la compilazione della dichiarazione di conformità e relativi allegati per la legge n. 46/1990;
- UNI 10349: Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici;
- CEI EN 61724: Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici - Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati;
- D.Lgs 81/2008 – Attuazione dell'articolo 1 della legge n°123 in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro;

1.2 Definizioni e acronimi

- **AT:** Alta Tensione – oltre i 36kV compresi;
- **BT:** Bassa Tensione – fino a 1kV in corrente alternata e 1,5kV in corrente continua;
- **Cabina di trasformazione:** cabina elettrica avente come scopo principale quello di elevare il livello di tensione della potenza elettrica in uscita dagli inverter da BT a AT;
- **Campo FV:** porzione dell'impianto FV, recintato, che afferisce a cabine di trasformazione AT;
- **CA:** Corrente Alternata;
- **CC:** Corrente Continua;
- **Generatore FV:** insieme di stringhe FV afferenti al medesimo inverter;
- **Impianto FV:** impianto di produzione di energia elettrica tramite effetto fotovoltaico. Esso rientra nella categoria degli impianti di generazione alimentati da fonti rinnovabili non programmabili (FRNP). L'impianto è costituito da generatore FV, inverter, sistema di distribuzione e connessione con la rete elettrica;
- **Inverter:** dispositivo elettronico con lo scopo principale di convertire l'energia elettrica generata dai moduli FV da corrente continua a corrente alternata;
- **MT:** Media Tensione – 1...35kV;
- **Modulo FV:** assieme di celle FV collegate elettricamente tra loro, che provvede alla generazione di energia elettrica quando esposto alla radiazione solare. Il modulo FV costituisce l'unità elementare per la progettazione elettrica dell'impianto;
- **Potenza di picco:** o potenza nominale di un dispositivo FV (modulo, stringa, generatore o impianto) misurata in corrente continua ed in condizioni di misura standard (STC – Standard Test Conditions) ovvero irraggiamento sul piano dei moduli di 1000 W/m², temperatura modulo di 25°C, Air Mass 1,5; è il valore comunemente riportato nelle schede tecniche dei moduli FV e su misura in [Wp];
- **Punto di consegna:** punto di confine tra la rete del distributore e la rete di utente, dove l'energia scambiata con la rete del distributore viene contabilizzata e dove avviene la separazione funzionale tra la rete del distributore e la rete di utente;
- **Sottocampo FV:** porzione di impianto FV che afferisce ad un'unica cabina di trasformazione AT
- **Stringa FV:** insieme di moduli FV collegati elettricamente tra loro al fine di raggiungere la tensione necessaria per il collegamento con l'inverter;
- **Sottostazione elettrica:** è l'insieme delle apparecchiature aventi lo scopo principale di elevare il livello di tensione della potenza elettrica generata da MT a AT.

00	12-12-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

2 Descrizione Generale

L'impianto di generazione di energia elettrica da fonte fotovoltaica è tipicamente molto vasto, poiché l'energia viene generata da ogni modulo fotovoltaico. Compito dei collegamenti elettrici è convogliare tutta l'energia prodotta in un solo punto.

I moduli fotovoltaici, realizzati in silicio mono-cristallino ad elevata efficienza, saranno collegati elettricamente in serie a formare stringhe da 26 moduli, e posizionati su strutture ad inseguimento solare mono-assiale, in configurazione a doppia fila (configurazione 2-P). I moduli saranno opportunamente innalzati dal livello del terreno e le strutture di sostegno distanziate (pitch pari a 8,50m).

Per il presente impianto sono stati previsti moduli con tecnologia bifacciale, ovvero in grado di convertire in energia elettrica sia la radiazione diretta dal sole che la radiazione sul lato posteriore dei moduli stessi (prevalentemente radiazione diffusa e riflessa dal terreno).

L'utilizzo di tracker consente la rotazione dei moduli FV attorno ad un unico asse orizzontale avente orientazione Nord-Sud, al fine di massimizzare la radiazione solare captata dai moduli stessi e conseguentemente la produzione energetica del generatore FV.

Per l'impianto FV in oggetto si prevede l'utilizzo di inverter centralizzati, posizionati direttamente in campo, a ciascuno dei quali saranno collegate fino ad un massimo di 13 cassette di stringa (o "string box"). A sua volta, ogni cassetta di stringa può ricevere in input un massimo di 17 stringhe di moduli fotovoltaici.

All'interno dei confini dell'impianto FV è prevista l'installazione di sei cabine di trasformazione (due per ogni lotto di impianto) realizzate tramite soluzione containerizzata, contenenti fondamentalmente l'inverter centralizzato, il trasformatore MT/BT e i quadri elettrici MT e BT.

L'energia generata dall'impianto agrovoltaiico, composto da tre impianti di generazione distinti dal punto di vista elettrico (configurazione "lotto d'impianti" connessi in media tensione), viene raccolta tramite una rete di elettrodotti interrati in Media Tensione eserciti a 15 kV che confluiscono presso le tre cabine di consegna situate nel comune di Porcari al Foglio 8 p.lla 273, in posizione accessibile dalla viabilità pubblica, presso le quali è ubicato il punto di consegna dell'energia generata alla rete di distribuzione.

Il percorso dei tre elettrodotti utente di connessione in MT tra il campo fotovoltaico e le cabine di consegna si sviluppa per una lunghezza complessiva pari a circa 4,1 km, ed è stato studiato al fine di minimizzare l'impatto sul territorio locale. Per ulteriori dettagli in merito al percorso del suddetto elettrodotto e alla gestione delle interferenze si rimanda agli elaborati dedicati.

Invece, tre elettrodotti interrati di rete E-Distribuzione in MT a 15 kV di lunghezza pari a circa 100 m ciascuno trasporteranno quindi l'energia generata presso la cabina primaria nel comune di Porcari (LU).

La progettazione dell'impianto è stata eseguita tenendo in considerazione gli aspetti ambientale e paesaggistico nonché lo stato dell'arte dal punto di vista tecnico.

La vita utile prevista del presente impianto agrovoltaiico è stimata in 40 anni. Al termine di questa vita utile si procederà:

- allo smantellamento dell'impianto;
- in alternativa, al suo potenziamento in base alle nuove tecnologie che verranno presumibilmente sviluppate.

00	12-12-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

Considerando l'ipotesi di smantellamento dell'impianto, sarà individuata una data ultima dell'esercizio, dopo la quale inizierà una fase di dismissione e demolizione, che restituirà le aree al loro stato originario, ovvero allo stato preesistente prima della costruzione dell'impianto.

00	12-12-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

2.1 Criteri di progettazione

Per l'elaborazione del presente progetto sono stati considerati i seguenti criteri di carattere generale:

- Ubicazione dell'impianto in terreni non gravati da vincoli che li rendano incompatibili con la realizzazione del presente progetto secondo le normative vigenti;
- Layout dell'impianto che permette di coniugare produzione di energia rinnovabile al mantenimento della coltivazione agricola;
- Ubicazione dell'impianto in terreni caratterizzati da conformazione idonea per l'installazione di un impianto di generazione FV e che non richieda alcun intervento di livellamento del suolo e movimentazione di terreno, se non per minori opere civili;
- Interventi agronomici votati ad una corretta conduzione e gestione dei suoli occupati, finalizzati non solo ad impedire fenomeni di compattazione del suolo e di impermeabilizzazione nonché di degenerazione delle proprietà dei terreni, ma che al contrario possano comportare impatti positivi sul contesto naturalistico circostante e sui terreni stessi, come meglio delineato nell'elaborato dedicato (*"DIO60VIATR1P - Relazione pedo-agronomica e di progetto agricolo"*);
- Minimizzazione dell'impatto visivo dell'impianto stesso mediante la previsione di idonee opere di mitigazione ambientale;
- Utilizzo di tecnologie innovative, in termini di selezione dei principali componenti (moduli FV bifacciali, inverter, tracker e strutture di sostegno) e di opportuni accorgimenti progettuali al fine di massimizzare la producibilità energetica;
- Utilizzo di cabine elettriche realizzate esclusivamente in soluzioni skid o containerizzate al fine di minimizzare le opere civili e di agevolarne la rimozione a fine vita dell'impianto

00	12-12-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

2.2 Dati generali di progetto

In Tabella 1 sono riportate le principali caratteristiche tecniche relative all'impianto in progetto.

Tabella 1 - Principali caratteristiche dell'impianto FV denominato "RNE 13"

Società Proponente	RNE13 S.r.l.	
Luogo di realizzazione (impianto FV + elettrodotto)	Altopascio (LU) Altopascio (LU) e Porcari (LU)	
Denominazione impianto	RNE 13	
Superficie di interesse catastale	36,2 Ha	
Superficie di interesse recintata	23,8 Ha	
Potenza di picco	19'972,68 kWp	
Potenza apparente (*)	17'250,00 kVA	
Potenza in STMG	17'250,00 kW	
Modalità connessione alla rete	Realizzazione di tre cabine di consegna che saranno collegate in antenna alla Cabina Primaria di Porcari	
Tensione di esercizio:		
Bassa tensione CC	<1500 V	
Bassa tensione CA	600 V/655 V sezione generatore (inverter) 400/230 sezione ausiliari	
Media Tensione	15 kV	
Strutture di sostegno	Tracker mono-assiali configurazione 2P	
Inclinazione piano dei moduli (tilt)	Tracker: 0° (rotazione Est/Ovest ±55°)	
Angolo di azimuth	16°-20°	
N° moduli FV	32'214	
N° inverter	6	
N° cabine di trasformazione BT/MT	6	
Producibilità energetica attesa (1° anno)	Campo 1 (azimuth 16°) 9,63 GWh 1'446 kWh/kWp	Campo 2 (azimuth 20°) 19,05 GWh 1'431 kWh/kWp

(*) pari alla somma della potenza apparente nominale di tutti gli inverter previsti in impianto

00	12-12-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

2.3 Inquadramento geografico

L'impianto agrovoltaiico e relative opere di connessione alla rete saranno realizzate nel territorio del Comune di Altopascio, provincia di Lucca, e Porcari, provincia di Lucca ed è identificato dalle seguenti coordinate geografiche relative alla posizione baricentrica dell'impianto FV:

- 43.815085°
- 10.644768°

In Figura 1 è riportata la posizione del sito interessato su immagine satellitare, inquadrato prima nel territorio delle Toscana, poi più specificatamente nel territorio comunale di Altopascio e Porcari.

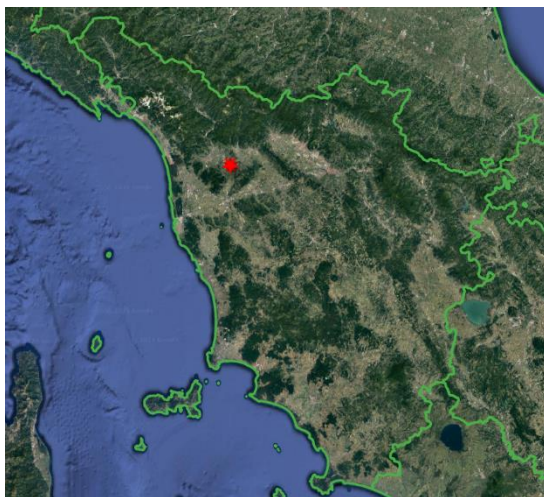


Figura 1: Inquadramento dell'impianto su immagine satellitare

00	12-12-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

L'area di intervento è caratterizzata da una conformazione generalmente pianeggiante. L'area presenta un'estensione complessiva di circa 36,2 Ha (area catastale), di cui solo 23,8 Ha saranno interessati dall'effettiva realizzazione delle opere, ovvero inclusi all'interno della recinzione d'impianto.

La differenza tra area catastale e area recintata dipende dal rispetto delle seguenti distanze:

- Fascia di mitigazione di circa 10 m posizionata esternamente alla recinzione;
- Distanza di minimo 4 m per la posa della recinzione dagli elementi idrografici quali fossi e canali;
- Rispetto condotte idriche sotterranee perimetrali all'impianto;
- Rispetto 300 m dall'autostrada A11;
- Rispetto 30 m dalla futura circonvallazione.

L'area prescelta rientra nelle seguenti fattispecie di aree classificate come idonee a livello statale ai sensi dell'Art. 20 del D. lgs. 199/2021 come di seguito precisato:

- comma 8, lett. c-ter), punto 3 del D. Lgs. 8 novembre 2021, n. 199 essendo l'area di impianto adiacente alla rete autostradale entro una distanza non superiore a 300 metri.

Ai sensi del comma 11-bis dell'art. 47 della L. n. 41/2023, per gli impianti ubicati in aree classificate idonee ai sensi dell'art. 20 del D. lgs. 199/2021, I limiti relativi agli impianti fotovoltaici per la produzione di energia elettrica di cui al punto 2) dell'allegato II alla parte seconda del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, e alla lettera b) del punto 2 dell'allegato IV alla medesima parte seconda, sono rispettivamente fissati a 25 MW e 12 MW).

La presente relazione viene depositata insieme agli altri elaborati progettuali al fine di espletare, ai sensi dell'art. 27bis D. Lgs. 152/06 e s.m.i. e dell'art.73bis L.R. 10/2010, la procedura di PAUR di competenza regionale.

00	12-12-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

2.3.1 Riferimenti Catastali

L'area all'interno della quale sarà realizzato il campo fotovoltaico interessa le seguenti particelle catastali:

- Catasto terreni del Comune di Altopascio (LU): Fg 15 - p.lle 91, 93, 94, 96, 98, 23, 31, 29, 30, 341, 359, 356;
- Catasto terreni del Comune di Altopascio (LU): Fg 19 - p.lla 5.

Il proponente detiene la disponibilità legale dei terreni coinvolti tramite contratti preliminari di diritti di superficie e servitù, necessari per la costruzione e gestione dell'impianto agrovoltaiico, con una durata contrattuale di 40 anni.

Per quanto riguarda le opere di connessione, queste principalmente si svilupperanno su strade pubbliche, ad eccezione delle seguenti particelle:

- Catasto terreni del Comune di Altopascio (LU): Fg 15 - p.lle 126, 127, 95, 92, 22, 349, 351, 435;
- Catasto terreni del Comune di Altopascio (LU): Fg 12 - p.lla 622;
- Catasto terreni del Comune di Porcari (LU): Fg 8 - p.lle 273, 86.

00	12-12-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

2.4 Idoneità delle aree a verifica dei requisiti individuati dalle linee guida in materia di impianti agrivoltaici

2.4.1 Verifica della sussistenza delle specificità territoriali delle aree idonee per l'installazione di impianti FER individuate dall'art. 20 del D.L. n. 199/2021

Al fine 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, è stato emanato il Decreto Legislativo n. 199 del 2021 e vigente al 23 febbraio 2022.

Il suddetto decreto-legge, per come modificato dal DL n. 17/2022 (convertito – con modifiche – dalla L. n. 34/2022) e dall'art. 6, co. 1, lettera a) del DL 50/2022 (convertito – con modifiche – dalla L. n. 91/2022), costituisce l'attuale riferimento legislativo in tema di idoneità delle aree per l'installazione di impianti fotovoltaici.

Differentemente da quanto previsto dalle Linee guida nazionali individuate dal DM 10/09/2010, l'art. 20 del D.lgs. n. 199/2021 cambia profondamente la prospettiva originaria in tema di aree idonee in quanto rimette all'emanazione di uno o più decreti del Ministero della Transizione Ecologica (MiTE, oggi Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, MASE), del Ministero della Cultura e del Ministero delle Politiche Agricole, alimentari e forestali (MiPAAF, oggi Ministero dell'Agricoltura, della sovranità alimentare e delle foreste, MASAF), l'individuazione delle superfici e delle aree idonee all'installazione di impianti fotovoltaici.

Obiettivo dell'art. 20 del suddetto decreto è che siano individuate "aree idonee" in misura sufficiente ad allocare gli impianti a fonte rinnovabile per una potenza di produzione d'energia elettrica pari a quella necessaria per il raggiungimento degli obiettivi di sviluppo delle fonti rinnovabili (cfr. art. 20, co. 1, lett. a) del D.lgs. n. 199/2021: "[...] dettare i criteri per l'individuazione delle aree idonee all'installazione della potenza eolica e fotovoltaica indicata nel PNIEC, stabilendo 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".

Oltre a ciò, nel medesimo articolo si evidenzia che le porzioni di territorio poste all'esterno delle aree dichiarate "idonee" all'installazione di impianti fotovoltaici a terra non acquisiscono una "non idoneità" alla collocazione di impianti fotovoltaici a terra, a memoria di quanto individuato da sentenze del TAR e del Consiglio di stato con riferimento al DM 10/09/2010 secondo le quali la non idoneità di un'area ad ospitare un impianto fotovoltaico a terra può essere definita soltanto a valle di un procedimento istruttorio appropriato, secondo il principio del "caso per caso" (cfr. co. 7, art. 20 D.lgs. n. 199/2021: "Le aree non incluse tra le aree idonee non possono essere dichiarate non idonee all'installazione di impianti di produzione di energia rinnovabile, in sede di pianificazione territoriale ovvero nell'ambito di singoli procedimenti, in ragione della sola mancata inclusione nel novero delle aree idonee").

I decreti del MASE, del MiC e del MASAF previsti dall'art. 20 del D.lgs. n. 199/2021 per l'individuazione delle aree idonee non sono stati ad oggi emanati e, di conseguenza, non sono state emanate le leggi regionali che avrebbero dovuto individuare cartograficamente, ossia puntualmente, le aree idonee all'installazione di impianti fotovoltaici a terra.

Per tale ragione, assumono – in forza di quanto indicato dal comma 8, art. 20 del D.lgs. n. 199/2021 – il valore di aree idonee per legge le seguenti:

- i siti oggetto di bonifica ambientale ai sensi del Titolo V, Parte IV, del D.lgs. n. 152/2006;
- le cave e le miniere esaurite, non recuperate o abbandonate o in condizioni di degrado ambientale;

00	12-12-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

- i siti e le infrastrutture ferroviarie e delle società concessionarie autostradali.

Per gli impianti fotovoltaici, in assenza di vincoli ai sensi della Parte II del Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio, di cui al D.lgs. n.42/2004 s.m.i., costituiscono altresì fattispecie di idoneità le seguenti:

- 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;
- le aree interne agli impianti industriali o agli stabilimenti [...] nonché le aree classificate agricole racchiuse in un perimetro i cui punti distino non più di 500 m. dal medesimo impianto o stabilimento;
- **le aree adiacenti alla rete autostradale entro una distanza non superiore a 300 metri.**

Infine, al punto c-quater) del comma 8 dell'art. 20 si evidenzia che fatto salvo quanto previsto alle lettere a), b), c), c-bis) e c-ter), 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. Ai soli fini della presente lettera, la fascia di rispetto è determinata considerando una distanza dal perimetro di beni sottoposti a tutela di [...] cinquecento metri per gli impianti fotovoltaici [...].

Sulla base di quanto sopra, dunque, l'area d'impianto è idonea per legge alla collocazione di impianti da FER fotovoltaica ai sensi art. 20 in quanto trattasi di aree adiacenti alla rete autostradale entro una distanza non superiore a 300 metri.

Per una rappresentazione cartografica di quanto detto si rimanda alla tavola *DI075VIATTTAV1P*.

2.4.2 Idoneità delle aree: perimetrazioni ex art. 7 della L.R.T. n. 11/2011

Nel marzo 2011 la Regione Toscana ha emanato la L.R. n. 11/2011 "Disposizioni in materia di installazione di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili di energia. Modifiche alla legge regionale 24 febbraio 2005, n.39 (Disposizioni in materia di energia) e alla legge regionale 3 gennaio 2005, n.1 (Norme per il governo del territorio)" con la finalità di normare l'installazione di impianti di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile (di seguito FER) sul proprio territorio.

In ottemperanza a quanto indicato dall'art. 12, co. 10 del D.lgs. n. 387/2003 "Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità" e alle conseguenti "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili" pubblicate tramite Decreto del Ministero dello sviluppo economico 10 settembre 2010, la L.R. n.11/2011 ha individuato una prima indicazione delle aree non idonee per l'installazione degli impianti fotovoltaici a terra. In particolare, ai sensi dell'art. 4, nell'Allegato A sono individuate, sino all'emanazione e approvazione del Piano Ambientale Energetico Regionale, le aree non idonee suddivise per "taglia" di impianto da energia rinnovabile fotovoltaica.

Successivamente, in ottemperanza a quanto previsto dall'art. 7 della L.R. n.11/2011, la Regione Toscana – tramite l'emanazione della Deliberazione del Consiglio Regionale del 26 ottobre 2011, n. 68 "Individuazione delle zone e delle aree non idonee ai sensi dell'articolo 7 della legge regionale 21 marzo 2011, n. 11 Disposizioni in materia di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili di energia. Modifiche alla legge regionale 24 febbraio 2005 n. 39 "Disposizioni in materia di energia" e alla legge regionale 3 gennaio 2005 n. 1 "Norme per il governo del territorio" – ha rappresentato cartograficamente le aree del territorio regionale toscano non idonee all'installazione di impianto fotovoltaici a terra.

00	12-12-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

Tale perimetrazione, secondo quanto si legge nella suddetta DCRT n. 68/2011, ha tracciato l'insieme delle aree individuate come:

- non idonee dalla lettera f) dell'allegato 3 al DM 10/09/2010 (recepite integralmente dalla L.R. n. 11/2011 nell'allegato A);
- quelle che, all'esito delle consultazioni dell'Ente regionale con gli Enti provinciali previste dai cc. 1 e 3, art. 7, della stessa L.R. n. 1/2011 – risultano non idonee in quanto:
 - poste all'interno di coni visivi e panoramici la cui immagine è storicizzata;
 - qualificabili come aree agricole di particolare pregio paesaggistico e culturale;
 - poste in diversa perimetrazione all'interno delle aree DOP e IGP regionali.

In seguito, tramite l'approvazione del Piano Ambientale Energetico (PAER) della Regione Toscana, le prime indicazioni di aree non idonee per la collocazione di impianti fotovoltaici a terra di cui all'art. 4 e all'Allegato A della L.R. n. 11/2011, sono divenute definitive, in quanto inserite in Allegato 3 alla scheda A.3 (avente ad oggetto: "Aree non idonee agli impianti fotovoltaici a terra") dello stesso PAER.

Il quadro legislativo regionale in materia di impianti FER fotovoltaica è sostanzialmente rimasto immutato sino all'emanazione della L.R. Toscana n. 82/2020 "Disposizioni relative alle linee guida regionali in materia di economia circolare e all'installazione degli impianti fotovoltaici a terra. Modifiche alla l.r. 34/2020 e alla l.r. 11/2011", con la quale – tra le altre cose – la Regione Toscana aveva individuato prescrizioni aggiuntive a quelle originariamente previste dalla LR n.11/2011 (art. 9). In merito a quanto sopra la Corte Costituzionale, con sentenza n.177/2021, si è espressa dichiarando l'illegittimità costituzionale delle prescrizioni aggiuntive individuate.

L'attuale riferimento legislativo in materia di aree non idonee è il D.lgs. n. 199/2021, per come modificato dal DL n. 17/2022 (convertito – con modifiche – dalla L. n. 34/2022) e dall'art. 6, co. 1, lettera a) del DL 50/2022 (convertito – con modifiche – dalla L. n. 91/2022). L'art. 20 del D.lgs. n. 199/2021 – visto anche quanto individuato dalla sentenza del Consiglio di Stato, sez. IV, 04/04/2022, n. 2464 – supera il paragrafo 17 e l'Allegato 3 delle Linee guida nazionali di cui al DM 10/09/2010. Pertanto, al di là dei dettagli introdotti in materia di aree non idonee ed aree idonee alla localizzazione degli impianti fotovoltaici a terra introdotti dal suddetto art. 20 del D.lgs. n. 199/2021, emerge (anche alla luce della sentenza del Consiglio di Stato, sez. IV, 04/04/2022, n. 2464) che le previsioni individuate dal DM 10/09/2010 (Linee guida nazionali) siano oggi superate dal D.lgs. n. 199/2021.

Conseguentemente a quanto sopra, le perimetrazioni di cui alla LR n.11/2011 e alle norme ad essa collegate (DCR Toscana n. n. 68/2011 "Disposizioni in materia di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili di energia. Modifiche alla legge regionale 24 febbraio 2005 n. 39 "Disposizioni in materia di energia" e alla legge regionale 3 gennaio 2005 n. 1 "Norme per il governo del territorio") e smi; LR n. 82/2020) in tema di aree non idonee alla localizzazione di impianti fotovoltaici a terra, essendo direttamente derivanti – per ciò che riguarda l'individuazione delle aree non idonee – dai principi guida del DM 10/09/2010, debbono essere considerate non applicabili.

A conferma di ciò la lettura dell'art. 20 del D.lgs. n. 199/2021 evidenzia che le porzioni di territorio che potranno essere poste all'esterno delle aree dichiarate "idonee" all'installazione di impianti fotovoltaici a terra tramite l'emanazione dei predetti decreti del MASE, del MiC e del MASAF non acquisiscono automaticamente la non idoneità alla collocazione di impianti fotovoltaici a terra, a memoria di quanto individuato – per il DM 10/09/2010 – dalle sopra richiamate sentenze del TAR e del Consiglio di Stato, secondo le quali la non idoneità di un area ad ospitare un impianto fotovoltaico a terra può essere definita a valle di un procedimento istruttorio appropriato, secondo il principio del "caso per caso" (cfr. comma 7, art.

00	12-12-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

20 D.lgs.. n. 199/2021: *“Le aree non incluse tra le aree idonee non possono essere dichiarate non idonee all'installazione di impianti di produzione di energia rinnovabile, in sede di pianificazione territoriale ovvero nell'ambito di singoli procedimenti, in ragione della sola mancata inclusione nel novero delle aree idonee”*).

Tutto ciò premesso si evidenzia che, l'area d'impianto ricade nella perimetrazione ex art. 7 della L.R. n.11/2011 denominata “Diversa perimetrazione all'interno delle aree DOP e IGP regionali” oltre che “Aree agricole di particolare pregio” e in minima parte anche in “Zone all'interno di coni visivi e panoramici”. Richiamata la non applicabilità delle suddette perimetrazioni, tuttavia, la Proponente ha predisposto apposita asseverazione agronomica a cura di tecnico competente che attesta da un lato l'assenza negli ultimi cinque anni di produzioni agricolo-alimentari di qualità (produzioni biologiche, produzioni DOP, STG, DOC, DOCG, IGP, produzioni tradizionali, ecc.) sul terreno da destinare al progetto agrivoltaico e, dall'altro, l'attitudine dell'area alla realizzazione di un impianto agrivoltaico.

Preme altresì evidenziare che l'iniziativa agrivoltaica è di tipo base, secondo le definizioni individuate dalle “Linee Guida in materia di Impianti Agrivoltaici” (MiTE, oggi MASE, CREA, GSE, ENEA, RSE, giugno 2022) e prevede che le aree in disponibilità siano condotte secondo un progetto agricolo complesso che vede la coesistenza di seminativi asciutti in rotazione triennale aperta, prati permanenti poliennali e aree agricole residuali gestite a *wildflower*.

2.4.3 Verifica della sussistenza dei requisiti individuati dalle “Linee Guida in materia di Impianti Agrivoltaici”

Il progetto agrivoltaico proposto è conforme alle Linee Guida Nazionali in materia di Agrivoltaico, ossia è definibile come un “impianto fotovoltaico che adotta soluzioni volte a preservare la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale sul sito di installazione” coniugando la funzionalità agricola dei suoli con quella di produzione di energia elettrica da FER fotovoltaica.

Di seguito, tenendo in considerazione la soluzione agrivoltaica individuata, si riporta un riassunto della verifica di rispondenza della soluzione prospettata rispetto a quanto previsto dalle Linee Guida Nazionali in materia di Agrivoltaico rimandando alla *Relazione pedo-agronomica e di progetto agricolo* (cod. elab. DI060VIATR1P) e alla tavola *Layout del progetto agricolo* (cod. elab. DI125VIATTTAV1P) per ulteriori approfondimenti in merito.

2.4.3.1 Parametri Impianto Agri-voltaico

Un sistema agri-voltaico è un sistema complesso, essendo allo stesso tempo un sistema energetico ed agronomico. È dunque importante fissare dei parametri e definire requisiti volti a conseguire prestazioni ottimizzate sul sistema complessivo, considerando sia la dimensione energetica sia quella agronomica.

Nella presente sezione sono trattati con maggior dettaglio gli aspetti e i requisiti che i sistemi agrivoltaici devono rispettare al fine di rispondere alla finalità generale per cui sono realizzati, ivi incluse quelle derivanti dal quadro normativo attuale in materia di incentivi.

In particolare, sono stati rispettati i seguenti requisiti identificati dalle Linee Guida del MITE (Giugno 2022):

- REQUISITO A: Il sistema è progettato e realizzato in modo da adottare una configurazione spaziale ed opportune scelte tecnologiche, tali da consentire l'integrazione fra attività agricola e produzione elettrica e valorizzare il potenziale produttivo di entrambi i sottosistemi;
- REQUISITO B: Il sistema agrivoltaico è esercito, nel corso della vita tecnica, in maniera da garantire la produzione sinergica di energia elettrica e prodotti agricoli e non compromettere la continuità dell'attività agricola e pastorale;

00	12-12-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

- **REQUISITO D2:** la continuità dell'attività agricola, ovvero: l'impatto sulle colture, la produttività agricola per le diverse tipologie di colture o allevamenti e la continuità delle attività delle aziende agricole interessate.;

Il progetto in questione "RNE13", rispetta i succitati requisiti A, B e D2 qualificandosi come impianto agrivoltaico base.

2.4.3.1.1 Requisito A nell'impianto Agri-PV RNE 13

Il primo obiettivo nella progettazione dell'impianto agrivoltaico è senz'altro quello di creare le condizioni necessarie per non compromettere la continuità dell'attività agricola e pastorale, garantendo, al contempo, una sinergica ed efficiente produzione energetica. Tale risultato si deve intendere raggiunto al ricorrere simultaneo di una serie di condizioni costruttive e spaziali. In particolare, sono identificati i seguenti parametri:

- Superficie minima coltivata: è prevista una superficie minima dedicata alla coltivazione;
- LAOR massimo: è previsto un rapporto massimo fra la superficie dei moduli e quella agricola;

A.1) Superficie minima per l'attività agricola

Un parametro fondamentale ai fini della qualifica di un sistema agrivoltaico, richiamato anche dal decreto-legge 77/2021, è la continuità dell'attività agricola, atteso che la norma circoscrive le installazioni ai terreni a vocazione agricola. Tale condizione si verifica laddove l'area oggetto di intervento è adibita, per tutta la vita tecnica dell'impianto agrivoltaico, alle coltivazioni agricole, alla floricoltura o al pascolo di bestiame, in una percentuale che la renda significativa rispetto al concetto di "continuità" dell'attività se confrontata con quella precedente all'installazione (caratteristica richiesta anche dal DL 77/2021).

Pertanto, si dovrebbe garantire sugli appezzamenti oggetto di intervento (superficie totale del sistema agrivoltaico, S_{tot}) che almeno il 70% della superficie sia destinata all'attività agricola, nel rispetto delle Buone Pratiche Agricole (BPA).

$$S_{agricola} \geq 0,7 \cdot S_{tot}$$

Relativamente all'impianto "RNE13" si riporta di seguito una tabella, da cui si ha evidenza del rispetto del requisito sopra citato:

00	12-12-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

Superficie minima agricola per attività agricola		
Aree Agricole		
Aree interessate da moduli fotovoltaici: seminativi in rotazione triennale aperta	15,6986	Ha
Aree non interessate da moduli fotovoltaici e posti in adiacenza all'autostrada A11: seminativi in rotazione triennale aperta	2,5759	Ha
Aree di interesse ecologico (EFA – Ecological Focus Areas) – aree a wildflower	2,8835	Ha
Prato polifita permanente, non irriguo	5,9738	Ha
Opere di mitigazione a verde	3,3409	Ha
Terreni saldi ed altre tare agricole	0,8837	Ha
Totale Aree Agricole	31,3564	Ha
Aree non Agricole		
Proiezione moduli FV a terra quando inclinati di 55° rispetto l'orizzonte	4,2885	Ha
Impianti tecnologici, utilities e fasce di asservimento	0,132	Ha
Strada Vicinale	0,0332	Ha
Viabilità di servizio	0,4298	Ha
Totale Aree non Agricole	4,8835	Ha
Sagricola (in %)	86,25	%

A.2) Percentuale di superficie complessiva coperta dai moduli (LAOR)

Come indicato al capitolo precedente, un sistema agrivoltaico deve essere caratterizzato da configurazioni finalizzate a garantire la continuità dell'attività agricola: tale requisito può essere declinato in termini di "densità" o "porosità". Per valutare la densità dell'applicazione fotovoltaica rispetto al terreno di installazione è possibile considerare indicatori quali la densità di potenza (MW/ha) o la percentuale di superficie complessiva coperta dai moduli (LAOR).

Al fine di non limitare l'adizione di soluzioni particolarmente innovative ed efficienti si ritiene opportuno adottare un limite massimo di LAOR del 40 %:

$$LAOR \leq 40\%$$

Relativamente all'impianto "RNE13" si riporta di seguito una tabella, da cui si ha evidenza del rispetto del requisito sopra citato.

LAOR		
Moduli	620	Wp
Area dei moduli	2,70	mq
Numero di Moduli	32214	N°
Area totale dei moduli (m2)	86.977,8	mq
Area totale cornici stringhe (m2)	13.533,07	mq
Area totale impianto (m2)	362.399,0	mq
LAOR	27,75%	%

00	12-12-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

2.4.3.1.2 Requisito B nell'impianto Agri-PV RNE 13

Nel corso della vita tecnica utile devono essere rispettate le condizioni di reale integrazione fra attività agricola e produzione elettrica valorizzando il potenziale produttivo di entrambi i sottosistemi.

In particolare, devono essere verificate:

B.1) la continuità dell'attività agricola e pastorale sul terreno oggetto dell'intervento;

B.2) la producibilità elettrica dell'impianto agrivoltaico, rispetto ad un impianto standard e il mantenimento in efficienza della stessa.

2.4.3.1.2.1 Continuità attività agricola

Gli elementi da valutare nel corso dell'esercizio dell'impianto, volti a comprovare la continuità dell'attività agricola, sono:

1. L'esistenza e la resa della coltivazione

Al fine di valutare statisticamente gli effetti dell'attività concorrente energetica e agricola è importante accertare la destinazione produttiva agricola dei terreni oggetto di installazione di sistemi agrivoltaici. In particolare, tale aspetto può essere valutato tramite il valore della produzione agricola prevista sull'area destinata al sistema agrivoltaico negli anni solari successivi all'entrata in esercizio del sistema stesso espressa in €/ha o €/UBA (Unità di Bestiame Adulto), confrontandolo con il valore medio della produzione agricola registrata sull'area destinata al sistema agrivoltaico negli anni solari antecedenti, a parità di indirizzo produttivo. In assenza di produzione agricola sull'area negli anni solari precedenti, si potrebbe fare riferimento alla produttività media della medesima produzione agricola nella zona geografica oggetto dell'installazione. In alternativa è possibile monitorare il dato prevedendo la presenza di una zona di controllo che permetterebbe di produrre una stima della produzione sul terreno sotteso all'impianto.

2. Il mantenimento dell'indirizzo produttivo

Ove sia già presente una coltivazione a livello aziendale, andrebbe rispettato il mantenimento dell'indirizzo produttivo o, eventualmente, il passaggio ad un nuovo indirizzo produttivo di valore economico più elevato. Fermo restando, in ogni caso, il mantenimento di produzioni DOP o IGP. Il valore economico di un indirizzo produttivo è misurato in termini di valore di produzione standard calcolato a livello complessivo aziendale; la modalità di calcolo e la definizione di coefficienti di produzione standard sono predisposti nell'ambito della Indagine RICA per tutte le aziende contabilizzate.

2.4.3.1.2.2 Producibilità elettrica minima

In base alle caratteristiche degli impianti agrivoltaici, si ritiene che, la produzione elettrica specifica di un impianto agrivoltaico (FVagri in GWh/ha/anno) correttamente progettato, paragonata alla producibilità elettrica specifica di riferimento di un impianto fotovoltaico standard (FVstandard in GWh/ha/anno), non debba essere inferiore al 60 % di quest'ultima:

$$FV_{agri} \geq 0,6 * FV_{standard}$$

00	12-12-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

La stima della producibilità dell'impianto "RNE 13" è stata calcolata suddividendo in maniera fittizia il campo solare in due aree, in base all'angolo di azimuth adottato, che risulta essere pari a 20° per la maggior parte dell'impianto e pari a 16° in minima parte.

Il valore di producibilità dell'impianto è stato quindi confrontato con la producibilità elettrica specifica di un impianto fotovoltaico standard, caratterizzato da moduli su supporti fissi orientati a Sud e inclinati di un angolo pari a 25°, collocato nello stesso sito dell'impianto agri-voltaico e con densità di potenza pari a 1,1 MWp/Ha.

Si riporta di seguito una tabella, da cui si ha evidenza del rispetto del requisito sopra citato.

Tipologia	Azimuth	Tilt	Prod. Spec.	Pnom	Prod.	Area	FV	agri/FVSta
	[°]	[°]	[kWh/kWp/y]	[kWp]	[GWh/y]	[ha]	GWh/ha/y	
Fisse	0	25	1319	26275,6	34,64	23,89	1,45	0,83
Tracker	16	0	1446	13315,1	9,63		1,20	
Tracker	20	0	1430	6657,6	19,04			

2.4.3.1.3 Requisito D2 nell'impianto Agri-PV RNE 13

I valori dei parametri tipici relativi al sistema agrivoltaico dovrebbero essere garantiti per tutta la vita tecnica dell'impianto.

L'attività di monitoraggio è quindi utile sia alla verifica dei parametri fondamentali, quali la continuità dell'attività agricola sull'area sottostante gli impianti, sia di parametri volti a rilevare effetti sui benefici concorrenti.

Secondo le Linee Guida MITE (Giugno 2022), il requisito D2 richiede la continuità dell'attività agricola, ovvero: l'impatto sulle colture, la produttività agricola per le diverse tipologie di colture o allevamenti e la continuità delle attività delle aziende agricole interessate.

Nel caso in esame si rispetta il requisito D.2

Per maggiori dettagli sull'attività agronomica proposta e sulla continuità con l'attività svolta precedentemente sul sito di interesse si rimanda all'elaborato dedicato "DI060VIATR1P - Relazione pedo-agronomica e di progetto agricolo".

00	12-12-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

2.5 Configurazione d'impianto

Nella particella 273 Fg. 8 del comune di Porcari saranno ubicate tre cabine di consegna in MT, dotate di opportune protezioni elettriche, alle quali saranno collegate le cabine di trasformazione in configurazione radiale, in gruppi di massimo 6 MVA per ciascuna linea.

All'interno dei confini dell'impianto FV è prevista l'installazione di sei cabine di trasformazione (due per ogni lotto di impianto) realizzate tramite soluzione containerizzata, contenenti fondamentalmente l'inverter centralizzato, il trasformatore MT/BT e i quadri elettrici MT e BT.

Per l'impianto FV in oggetto si prevede l'utilizzo di inverter centralizzati, posizionati direttamente in campo, a ciascuno dei quali saranno collegate fino ad un massimo di 13 cassette di stringa (o "string box"). A sua volta, ogni cassetta di stringa può ricevere in input un massimo di 17 stringhe di moduli fotovoltaici.

I moduli fotovoltaici, realizzati con tecnologia bifacciale ed in silicio mono-cristallino ad elevata efficienza, saranno collegati elettricamente in serie a formare stringhe da 28 moduli, e posizionati su strutture ad inseguimento solare mono-assiale, in configurazione a doppia fila con modulo disposto verticalmente (configurazione 2-P).

L'utilizzo di tracker consente la rotazione dei moduli FV attorno ad un unico asse orizzontale avente orientazione Nord-Sud, al fine di massimizzare la radiazione solare captata dai moduli stessi e conseguentemente la produzione energetica del generatore FV.

La potenza nominale complessiva dell'impianto, determinata dalla somma delle potenze nominali dei moduli fotovoltaici, è pari a 19'972,66 kWp, mentre la potenza in immissione in rete è pari a 17'250,00 kW.

In **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** Tabella 2 è riportata la consistenza dell'impianto, in termini di numerosità dei principali componenti installati.

Tabella 2 - Numerosità dei principali componenti d'impianto

CABINA	STRUTTURE 2x26	STRUTTURE 2x13	TOTALE STRINGHE	PANNELLI	NUMERO STRING BOX	NUMERO STRINGHE PER STRING BOX	POTENZA DC kWp	POTENZA AC kVA	RAPPORTO DC/AC
C1.1	104	11	219	5.694	13	17	3.530,28	3.000	1,18
C1.2	90	14	194	5.044	12	16	3.127,28	2.750	1,14
LOTTO 1	194	25	413	10.738	25		6.657,56	5.750	1,16
C2.1	101	11	213	5.538	13	16	3.433,56	3.000	1,14
C2.2	96	8	200	5.200	12	17	3.224,00	2.750	1,17
LOTTO 2	197	19	413	10.738	25		6.657,56	5.750	1,16
C3.1	89	9	187	4.862	12	16	3.014,44	2.750	1,10
C3.2	107	12	226	5.876	13	17	3.643,12	3.000	1,21
LOTTO 3	196	21	413	10.738	25		6.657,56	5.750	1,16
TOTALE	587	65	1.239	32.214	75		19.972,68	17.250	1,16

00	12-12-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

2.6 Definizione del layout

Il layout dell'impianto agri-voltaico è stato definito, nel pieno rispetto dei vincoli paesaggistici e territoriali, al fine di ottimizzare lo sfruttamento della radiazione solare incidente e coniugare la produzione di energia con l'attività agricola.

La disposizione delle strutture di sostegno dei moduli FV, degli inverter e delle cabine elettriche è stata progettata in maniera tale da:

- Rispettare i confini dei terreni disponibili, realizzando le opportune opere di mitigazione ambientale lungo il perimetro del campo FV, posizionando la recinzione impianto ad una distanza interna di circa m 10 dal confine di altra proprietà; in detta fascia, dove non ancora presente, viene collocata la fascia arborea, occupando la porzione di fondo in prossimità della recinzione, rappresentando la barriera di mitigazione necessaria per minimizzare la visibilità dell'impianto dall'esterno;
- Minimizzare ombreggiamenti reciproci tra i filari di moduli FV, regolando opportunamente la posizione delle strutture di sostegno ovvero la distanza tra le stesse;
- Mantenere la conduzione agricola dell'area di interesse;
- Consentire l'installazione dei locali tecnici/cabine elettriche, rispettando i 3 m richiesti secondo prescrizione VVFF ed allo stesso tempo senza generare ombreggiamenti sui moduli FV e lasciando libero un sufficiente spazio di manovra per gli automezzi sia in fase di costruzione che di esercizio e manutenzione dell'impianto;
- Rispettare gli elementi idrografici del territorio (Rapecchio, Fosso San Gallo e Fosso TN39707), lasciando una distanza minima di 10 m per l'installazione di strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici e cabinati;
- Rispettare i prerequisiti definiti dalle linee guida del MITE per impianti agri-voltaici;
- Posizionare le strutture dalla recinzione ad una distanza minima di 6 m per permettere il passaggio dei mezzi agricoli;
- Mantenere una distanza di 60 m dal limite di proprietà autostradale per il posizionamento dei cabinati e 30 metri per le strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici.

Nella figura seguente è riportato l'inquadramento del layout d'impianto.

00	12-12-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

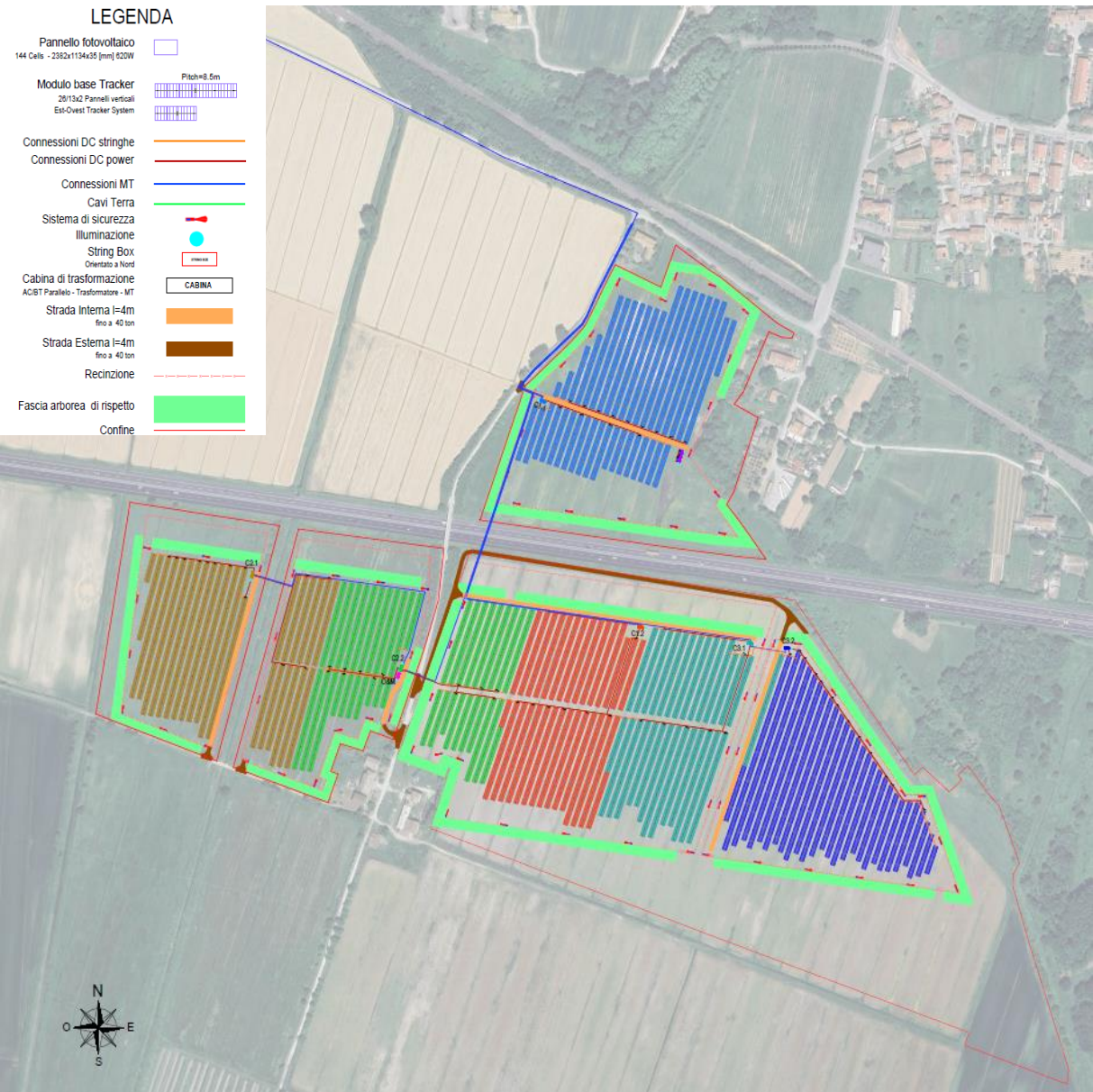


Figura 2: Layout di Impianto

00	12-12-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

2.7 Producibilità energetica

Al fine di stimare la producibilità energetica annua dell'impianto FV è stato utilizzato il software PVSyst (versione 7.2.16), software di riferimento per il settore fotovoltaico, utilizzato e riconosciuto a livello internazionale come valido strumento per questo genere di simulazioni.

La disponibilità di radiazione solare costituisce il fattore di maggior rilevanza per conseguire una elevata produzione energetica e garantire la sostenibilità economica dell'iniziativa progettuale. Nella presente analisi, sono stati utilizzati i dati di radiazione solare contenuti nei database Meteonorm 8.1, aggiornati alla data di stesura del progetto definitivo per la seguente località geografica:

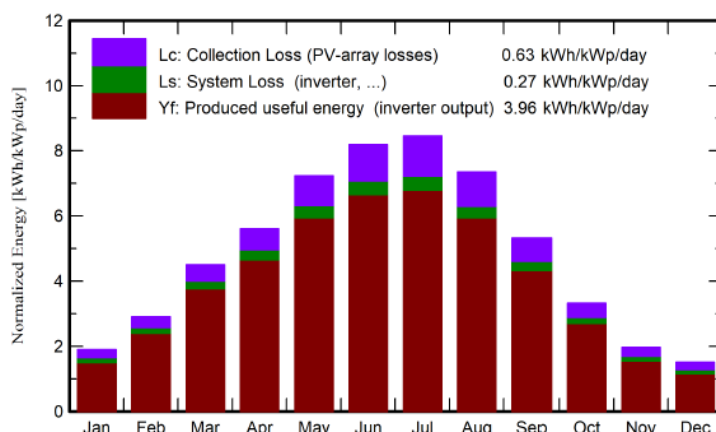
- Gigioni: 43.82°N – 10.64°E

In seguito ad un'attenta analisi dell'orografia del sito considerato è stato possibile escludere la presenza di ombreggiamenti localizzati, che sono stati poi confermati tramite sopralluoghi e rilievi altimetrici effettuati tramite drone.

Nella seguente tabella viene riportato l'andamento mensile della radiazione solare incidente sul piano dei moduli FV, considerando la configurazione impiantistica adottata per il presente impianto FV.

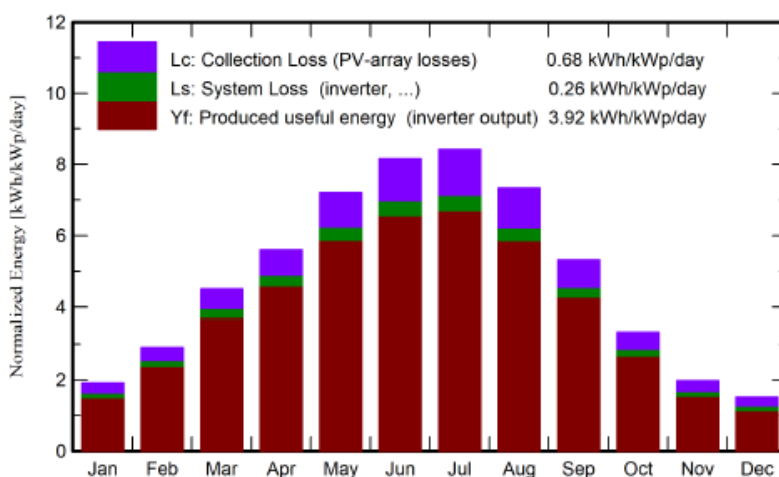
Dal momento che l'impianto agri-voltaico presenta due orientazioni N-S differenti (Campo 1 – orientazione N-S 16° e Campo 2 – orientazione N-S 20°), è stata fatta una suddivisione fittizia dell'impianto per poter calcolare correttamente la producibilità dello stesso.

Campo 1 (azimuth 16°)



	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	48.3	26.14	5.30	58.8	52.3	340049	311041	0.795
February	65.8	32.01	6.46	81.1	74.3	481299	449115	0.831
March	113.8	53.93	10.22	139.5	129.9	827769	777823	0.837
April	138.1	61.78	13.57	168.2	158.0	991784	929187	0.830
May	184.0	85.25	17.93	224.0	211.2	1306055	1228002	0.824
June	202.2	83.65	22.63	245.7	232.4	1414633	1330422	0.813
July	209.7	77.73	25.56	262.0	248.3	1492375	1404135	0.805
August	182.0	73.92	25.18	227.7	215.2	1301544	1226743	0.809
September	128.3	54.43	19.94	159.8	149.5	921186	865460	0.814
October	83.8	39.83	15.89	103.0	94.9	597409	557816	0.813
November	48.8	27.88	10.70	59.1	53.2	339520	311052	0.791
December	38.9	23.04	6.50	46.8	41.2	265757	239084	0.767
Year	1443.5	639.59	15.04	1775.7	1680.3	10279379	9629880	0.815

00	12-12-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

Campo 2 (azimuth 20°)

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	48.3	26.14	5.30	59.2	52.7	677533	620196	0.787
February	65.8	32.01	6.46	81.1	74.3	951938	888379	0.823
March	113.8	53.93	10.22	139.6	130.0	1640100	1541429	0.829
April	138.1	61.78	13.57	168.0	157.7	1960399	1837008	0.821
May	184.0	85.25	17.93	223.6	210.7	2580267	2426477	0.815
June	202.2	83.65	22.63	244.9	231.7	2792238	2626503	0.805
July	209.7	77.73	25.56	261.2	247.5	2946143	2772503	0.797
August	182.0	73.92	25.18	227.3	214.7	2571348	2424075	0.801
September	128.3	54.43	19.94	159.7	149.4	1822413	1712536	0.806
October	83.8	39.83	15.89	103.3	95.1	1184693	1106266	0.804
November	48.8	27.88	10.70	59.2	53.3	673093	617019	0.783
December	38.9	23.04	6.50	46.9	41.3	527529	474981	0.780
Year	1443.5	639.59	15.04	1774.1	1658.3	20327694	19047372	0.806

Nel software PVSyst è stata quindi riprodotta la configurazione d'impianto adottata, inserendo informazioni geometriche relative alla disposizione dei moduli FV sulle relative strutture di sostegno nonché le caratteristiche tecniche dei principali componenti d'impianto (moduli FV ed inverter in primis).

Sulla base delle informazioni di input sopra menzionate, in termini di disponibilità di radiazione solare, caratteristiche ambientali del sito analizzato, e caratteristiche dei componenti, il software è in grado di stimare le principali voci di perdita energetica che vengono riscontrate durante il reale funzionamento dell'impianto FV.

Di seguito si riporta un elenco delle principali voci di perdite energetiche, suddivise per sezione:

- Perdite per ombreggiamento: 2,06% (Campo1) / 2,10% (Campo 2) - ovvero le perdite causate dall'ombreggiamento reciproco tra i filari di moduli FV.
- Perdite per "soiling": 2,00% (Campo 1) / 2,00% (Campo 2) - ovvero le perdite causate dall'inevitabile deposizione di sporcizia sulla superficie frontale dei moduli FV che ne riduce conseguentemente l'output energetico;
- Perdite causate dalla temperatura: 3,12% (Campo 1) / 3,12% (Campo 2) - perdite causate dall'inevitabile decadimento delle prestazioni dei moduli FV durante il funzionamento a temperature di cella FV superiori di 25°C, temperatura STC di riferimento alla quale è determinata l'efficienza nominale di un modulo FV;

00	12-12-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

- Perdite per mismatch, moduli e stringhe: 2,10% (Campo 1) / 2,10% (Campo 2) - ovvero le perdite causate non perfetto accoppiamento tra moduli e tra stringhe, identiche nella teoria, ma differenti nella realtà e quindi il cui accoppiamento (collegamento in parallelo DC) crea delle perdite di accoppiamento;
- Decadimento prestazioni moduli FV: 0,40 % - ovvero pari al valore comunicato, e certificato, dal produttore dei moduli FV (vedere data sheet);
- Perdite elettriche di distribuzione CC – 1,5 % @STC (Campo 1) / 1,5 % @STC (Campo 2) – ovvero le perdite sui cavi DC, valore calcolato puntualmente con il calcolo di dimensionamento dei cavi DC;
- Perdite elettriche di distribuzione CA BT – 0,10 % @STC (Campo 2) / 0,05 % @STC (Campo 2) – ovvero le perdite sui cavi AC BT;
- Perdite elettriche nella trasformazione MT– perdite nel ferro totali 0,10% @STC (Campo 1) / 0,09% @STC (Campo 2) e perdite nel rame totali 1,00% @STC (Campo 2) / 1,11% @STC (Campo 2);
- Il consumo dei servizi ausiliari – 3W/kW (0,3%) – voce nella quale rientrano i consumi di: sistemi ausiliari di cabina, sistema di videosorveglianza, sistema di tracker, etc.

La producibilità energetica dell'impianto così stimata risulta essere pari a **9,63 GWh/anno** per il campo 1 e **19,05 GWh/anno** per il campo 2, per il primo anno, ovvero **1'446 kWh/kWp** per il campo 1 e **1'431 kWh/kWp** per il campo 2, con un rendimento atteso rispettivamente pari a circa **81,46%** e **80,63%**.

L'energia attesa prodotta negli anni successivi al primo dovrà tener conto: della perdita di prestazioni del modulo FV (pari -0,40% all'anno – vedere data sheet), della disponibilità dell'impianto che diminuisce con il passare degli anni per effetto di rotture e guasti dei vari componenti.

00	12-12-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

2.7.1 Risparmio combustibile ed emissione evitate

In questa sezione si vuole calcolare l'impatto positivo che questo progetto ha dal punto di vista ambientale.

Come riportato nel paragrafo precedente, per poter calcolare la producibilità dell'impianto l'area interessata dal progetto è stata fittiziamente suddivisa in due aree, ciascuna caratterizzata dalle seguenti orientazioni N-S:

- Campo 1 avente un'orientazione N-S di 16°;
- Campo 2 avente un'orientazione N-S di 20°.

Al primo anno di esercizio si stima che la producibilità energetica dell'impianto sarà pari a 9,63 GWh/anno per il Campo 1 e 19,05 GWh/anno per il Campo 2, con un rendimento atteso rispettivamente pari a circa 81,46% e 80,63%.

Assumendo un decadimento del 1% il primo anno, un decadimento del 0,40% a partire dal secondo anno e un decadimento costante dal trentesimo anno, il valore medio della producibilità dell'impianto su 40 anni di esercizio risulta pari a 17'622,48 MWh/anno per il Campo 2 e 8'909,49 MWh/anno per il Campo 1.

In base a quanto sopra riportato, si stima che la producibilità energetica dell'impianto sarà complessivamente pari a 28.680 MWh al primo anno di esercizio e 1.061.278,98 MWh durante l'intera vita utile dell'opera (pari a 40 anni).

Il quantitativo di emissioni evitate è stato ottenuto moltiplicando la producibilità dell'impianto, riferita al primo anno e a 40 anni, per i fattori di emissione di gas serra e altri inquinanti atmosferici definiti nel Rapporto ISPRA n. 386/20231 riferiti all'anno 2021. In particolare, sono stati considerati i seguenti fattori:

- per l'anidride carbonica il fattore di emissione contenuto nella colonna "Gross electricity production" della tabella 1.13, pari a 267,9 g CO₂/kWh (Figura 3);
- per metano e protossido di azoto i fattori di emissione definiti in tabella 1.15 (Figura 4);
- per gli altri inquinanti atmosferici (NO_x, SO_x, COVNM, CO, NH₃ e PM₁₀) i fattori di emissione definiti in tabella 1.17 (Figura 5);

¹ Rapporto ISPRA 386/2023 "Efficiency and decarbonization indicators in Italy and in the biggest European Countries. Edition 2023".
Link: <https://www.isprambiente.gov.it/files2023/pubblicazioni/rapporti/r386-2023.pdf>

00	12-12-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

Year	Gross thermo-electricity production (only fossils)	Gross thermo-electricity production ¹	Gross electricity production ²	Electricity consumption	Gross thermo-electricity and heat production ^{1,3}	Gross electricity and heat production ^{2,3}	Heat production ³
1990	709.3	709.1	593.1	577.9	709.1	593.1	
1995	682.9	681.8	562.3	548.2	681.8	562.3	
2000	640.6	636.2	517.7	500.4	636.2	517.7	
2005	585.2	574.0	487.2	466.7	516.5	450.4	246.7
2006	575.8	564.1	478.8	463.9	508.2	443.5	256.7
2007	560.1	548.6	471.2	455.3	497.0	437.8	256.3
2008	556.5	543.7	451.6	443.8	492.8	421.8	252.0
2009	548.2	529.9	415.4	399.3	480.9	392.4	260.5
2010	546.8	524.4	404.5	390.0	470.0	379.6	247.3
2011	548.5	522.4	395.6	379.1	461.0	367.7	227.8
2012	562.8	530.4	386.8	374.3	467.8	361.3	227.1
2013	555.9	506.5	338.2	327.5	438.7	317.8	218.2
2014	575.4	514.0	324.4	309.9	439.5	304.6	206.9
2015	544.3	489.2	332.6	315.2	425.3	312.9	218.9
2016	518.2	467.3	322.5	314.2	409.3	304.6	220.2
2017	492.6	446.9	317.4	309.1	394.4	299.8	215.2
2018	495.0	445.5	297.2	282.1	389.6	282.1	209.5
2019	462.7	416.3	278.1	269.1	368.1	266.8	212.2
2020	449.1	400.3	259.8	255.0	353.6	251.2	211.1
2021	452.1	406.6	267.9	255.6	360.5	258.2	209.5
2022*	482.2	437.3	308.9	293.3	404.3	303.0	268.8

¹ Included electricity by bioenergy.

² Included renewable electricity, without production from pumped storage units.

³ Included CO₂ emissions for heat production.

* Preliminary estimate.

Figura 3: Fattori di emissione di CO₂ (g CO₂/kWh) per la produzione elettrica, produzione di calore e dei consumi elettrici

Fonte: Rapporto ISPRA n. 386/2023, Tabella 1.13

Gas	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2019	2021	2022*
CO ₂	450.39	379.61	312.86	304.59	299.82	282.15	266.81	251.24	258.16	302.99
CH ₄	0.51	0.54	0.74	0.74	0.73	0.72	0.72	0.72	0.69	0.83
N ₂ O	1.24	1.29	1.47	1.42	1.32	1.29	1.18	1.16	1.10	1.34
GHG	452.14	381.45	315.07	306.76	301.87	284.16	268.71	253.12	259.95	305.17

Figura 4: Fattori di emissione di gas serra dal settore elettrico per la produzione lorda di energia elettrica e calore (g CO₂eq/kWh) -

Fonte: Rapporto ISPRA n. 386/2023, Tabella 1.15

Pollutant	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2019	2021
NO _x	368.44	288.07	253.12	237.66	226.91	218.32	210.27	200.97	199.11
SO _x	524.75	222.46	95.41	71.72	63.31	58.41	47.86	42.73	38.82
COVNM	52.97	73.26	81.69	86.78	85.62	86.54	88.69	90.90	85.67
CO	105.49	101.11	94.31	96.29	97.60	93.37	94.63	92.49	92.93
NH ₃	0.66	0.65	0.71	0.60	0.54	0.50	0.37	0.32	0.31
PM ₁₀	16.91	8.03	4.12	3.54	3.31	2.91	2.66	2.37	2.42

Figura 5: Fattori di emissione di gas serra dal settore elettrico per la produzione lorda di energia elettrica e calore (mg/kWh) - Fonte:

Rapporto ISPRA n. 386/2023, Tabella 1.17

00	12-12-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

Le emissioni di gas ad effetto serra e altri inquinanti evitate al primo anno e durante l'intera vita utile dell'opera in progetto, pari a 40 anni, sono riportate in Tabella 3.

Tabella 3: Emissioni inquinanti evitate dall'impianto agrovoltico al primo anno e durante l'intera vita utile

Dati impianto	Tipologia inquinante		Fattori di emissione	Emissioni evitate al primo anno	Emissioni complessive evitate in 40 anni
Producibilità al primo anno 28.680,00 MWh Producibilità in 40 anni 1.061.278,98 MWh	Gas serra	CO ₂	267,9 g CO ₂ /kWh	7.683,4 t CO ₂	284.316,6 t CO ₂
		CH ₄	0,69 g CO ₂ eq /kWh	19,8 t CO ₂ eq	732,3 t CO ₂ eq
		N ₂ O	1,10 g CO ₂ eq /kWh	31,5 t CO ₂ eq	1.167,4 t CO ₂ eq
	Altri inquinanti atmosferici	NO _x	199,11 mg/kWh	5,7 t NO _x	211,3 t NO _x
		SO _x	38,83 mg/kWh	1,1 t SO _x	41,2 t SO _x
		COVNM	85,67 mg/kWh	2,5 t COVNM	90,9 t COVNM
		CO	92,93 mg/kWh	2,7 t CO	98,6 t CO
		NH ₃	0,31 mg/kWh	0,0089 t NH ₃	0,3 t NH ₃
		PM ₁₀	2,42 mg/kWh	0,0694 t PM ₁₀	2,6 t PM ₁₀

Dalla consultazione dei dati emissivi dell'Inventario Regionale delle Emissioni² (IRSE) relativi all'anno 2017, riportati in Tabella 4, si rileva che gli inquinanti più rappresentativi del Comune di Altopascio sono il monossido di carbonio (CO – 676,6 t), gli ossidi di azoto (NO_x – 272,2 t) e i composti organici volatili non metanici (COVNM – 249,8 t). Per quanto riguarda i gas climalteranti la quota comunale di CO₂, pari a 101.638,7 t, rappresenta lo 0,43% delle emissioni regionali, mentre il metano e il protossido di azoto rappresentano rispettivamente lo 0,10% e lo 0,30%. Con riferimento alle emissioni di CO₂, i macrosettori che incidono maggiormente sono i trasporti stradali (43,7% del totale), gli impianti di combustione industriale e i processi con combustione (33,8%) e gli impianti di combustione non industriali (20,9%).

Confrontando le emissioni evitate dall'impianto in progetto durante il primo anno di esercizio con i quantitativi emessi a livello comunale è possibile osservare che l'impianto in progetto consente di evitare un'emissione di SO_x corrispondente al 35,60% del totale comunale, di CO₂ pari all'7,56%, di NO_x pari al 2,1% e di N₂O equivalente all'1,47%. Per tutti gli altri inquinanti i valori percentuali risultano essere inferiori all'1%. Rispetto ai livelli regionali il peso percentuale delle emissioni evitate dall'impianto risulta essere pari allo 0,03% del totale per la CO₂, 0,028% per SO_x, 0,012% per NO_x e di un ordine di grandezza inferiore per tutti gli altri inquinanti.

² <https://www.regione.toscana.it/-/inventario-regionale-sulle-sorgenti-di-emissione-in-aria-ambiente-ir-se>

00	12-12-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

Tabella 4. Emissioni regionali e comunali relative all'anno 2017 e confronto con le emissioni evitate dall'impianto in progetto il primo anno di esercizio

Tipologia inquinante	Emissioni – IRSE 2017		Emissioni evitate dall'esercizio dell'impianto il primo anno (t)	Peso % rispetto val. regionale	Peso % rispetto val. comunale
	Regione Toscana (t) ⁽¹⁾	Comune Altopascio (t)			
CO ₂	23.786.117,2	101.638,7	7.683,37	0,03%	7,56%
CH ₄	146.779,8	148,2	0,71 ⁽²⁾	<0,001%	0,48%
N ₂ O	2602,6	7,8	0,12 ⁽²⁾	0,004%	1,47%
NO _x	48.238,7	272,2	5,71	0,012%	2,10%
SO _x	3.968,3	3,1	1,11	0,028%	35,60%
COVNM	83978,7	249,8	2,46	0,003%	0,98%
CO	154.544,9	676,6	2,67	0,002%	0,39%
NH ₃	12.110,0	27,8	0,0089	<0,001%	0,03%
PM ₁₀	22.463,5	89,0	0,0694	<0,001%	0,08%

⁽¹⁾ Ricavate sommando le emissioni totali per Comune relative al 2017

⁽²⁾ Le emissioni di metano (CH₄) e protossido di azoto (N₂O), poiché espresse in “tonnellate di CO₂ equivalente” in Tabella 3, sono state convertite dividendo le emissioni di ciascun gas (espresse in ton CO₂ eq). per il proprio potenziale di riscaldamento – Global Warming Potential (GWP) – espresso in rapporto al potenziale di riscaldamento dell'anidride carbonica nell'arco di 100 anni. Al GWP sono stati attribuiti i seguenti valori: 27,9 per CH₄ e 273 per N₂O. Tali valori sono stati ricavati dal 6° Rapporto di valutazione dell'IPCC (AR6), in particolare dal Rapporto del primo gruppo di lavoro Climate Change 2021: The Physical Science Basis; Chapter 7: The Earth's Energy Budget, Climate Feedbacks, and Climate Sensitivity—Supplementary Material (Table 7.SM.7).

Link: https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/downloads/report/IPCC_AR6_WGI_Chapter07_SM.pdf

La realizzazione dell'impianto agrivoltaico oggetto di valutazione, oltre a ridurre l'emissione in atmosfera di gas che contribuiscono ad aumentare il fenomeno dell'effetto serra, permette il risparmio di combustibile fossile. Per quantificare il risparmio derivante dall'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili viene utilizzato il fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria, espresso in TEP/MWh. Questo coefficiente indica le T.E.P. (Tonnellate Equivalenti di Petrolio) necessarie per la realizzazione di 1 MWh di energia, ovvero le T.E.P. risparmiate con l'adozione di tecnologie fotovoltaiche per la produzione di energia elettrica.

Il valore assunto da questo fattore è stato definito dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) nella Delibera EEN 3/08³ ed è stato fissato pari a 0,187 TEP/MWh (art.2 c.1). Considerando come base di calcolo la producibilità dell'impianto, in Tabella 5 sono riportate le quantità di combustibile risparmiato al primo anno di esercizio e durante l'intera vita utile dell'opera, pari a 40 anni.

³ Delibera 28 marzo 2008, EEN 3/08, “Aggiornamento del fattore di conversione dei KWh in tonnellate equivalenti di petrolio connesso al meccanismo dei titoli di efficienza energetica” pubblicata su GU n. 100 del 29/04/08 - SO n.107. Link: <https://www.arera.it/it/docs/08/003-08een.htm>

00	12-12-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

Tabella 5. Stima del combustibile risparmiato

	al primo anno	complessivamente in 40 anni
Producibilità dell'impianto (MWh)	28.680	1.061.278,98
Fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh]	0,187	0,187
TEP risparmiate	5.363	198.459
BEP⁴ risparmiati	36.734	1.359.309

⁴ Un barile di petrolio equivalente (BEP) è un'unità di misura dell'energia che corrisponde all'energia approssimativa rilasciata dalla combustione di un barile di petrolio greggio. Un BEP è fissato convenzionalmente pari a 0,146 tonnellate equivalenti di petrolio (TEP). <https://www.enea.it/it/seguici/le-parole-dellenergia/unita-di-misura/contenuto-di-energia-effettivo-ed-equivalenze-nominali>

00	12-12-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

3 Caratteristiche tecniche dei principali componenti d'impianto

Per la descrizione dettagliata delle caratteristiche tecniche dei principali componenti d'impianto si rimanda agli elaborati *“Relazione tecnica opere elettriche”* e *“Disciplinare tecnico descrittivo e prestazionale”*, nella quale saranno descritti:

- Moduli fotovoltaici;
- Strutture di sostegno;
- String box;
- Cabine di trasformazione, con descrizione di:
 - o Inverter centralizzato;
 - o Quadro BT per sistemi ausiliari;
 - o Trasformatore MT/BT;
 - o Quadro MT;
- Cabina O&M;
- Magazzino;
- Cabina di Consegna;
- Cabina Utente;
- Collegamenti, suddivisi in:
 - o Cavi BT;
 - o Cavi MT;
- Protezioni elettriche;
- Impianto di terra;
- Impianti ausiliari.

Si riporta di seguito una descrizione sintetica dei principali componenti d'impianto.

00	12-12-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

3.1 Moduli fotovoltaici

I moduli fotovoltaici selezionati per il dimensionamento dell'impianto e per la redazione del presente progetto sono realizzati dal produttore Longi, modello LR7-72HGD-620M, e presentano una potenza nominale a STC⁵ pari a 620 Wp.

Ciascun modulo è composto da 144 mezze-celle realizzate in silicio mono-cristallino ad elevata efficienza, vetro frontale temprato ad elevata trasparenza e dotato di rivestimento antiriflesso, backsheet posteriore polimerico trasparente e cornice in alluminio, per una dimensione complessiva pari a 2'382 x 1'134 x 30 mm ed un peso pari a 33,5 kg.

I moduli selezionati presentano una tecnologia bifacciale: le celle fotovoltaiche realizzate tramite questa innovativa tecnologia costruttiva sono in grado di convertire in energia elettrica la radiazione incidente sul lato posteriore del modulo FV. L'incremento di energia generata rispetto ad un analogo modulo tradizionale/mono-facciale è dipendente da molti fattori, primo fra tutti l'albedo⁶ del terreno, e può raggiungere fino a +25% in casi particolarmente favorevoli.

In Tabella 6 vengono riportate le principali caratteristiche elettriche del modulo FV considerato.

Tabella 6: Caratteristiche tecniche dei moduli fotovoltaici

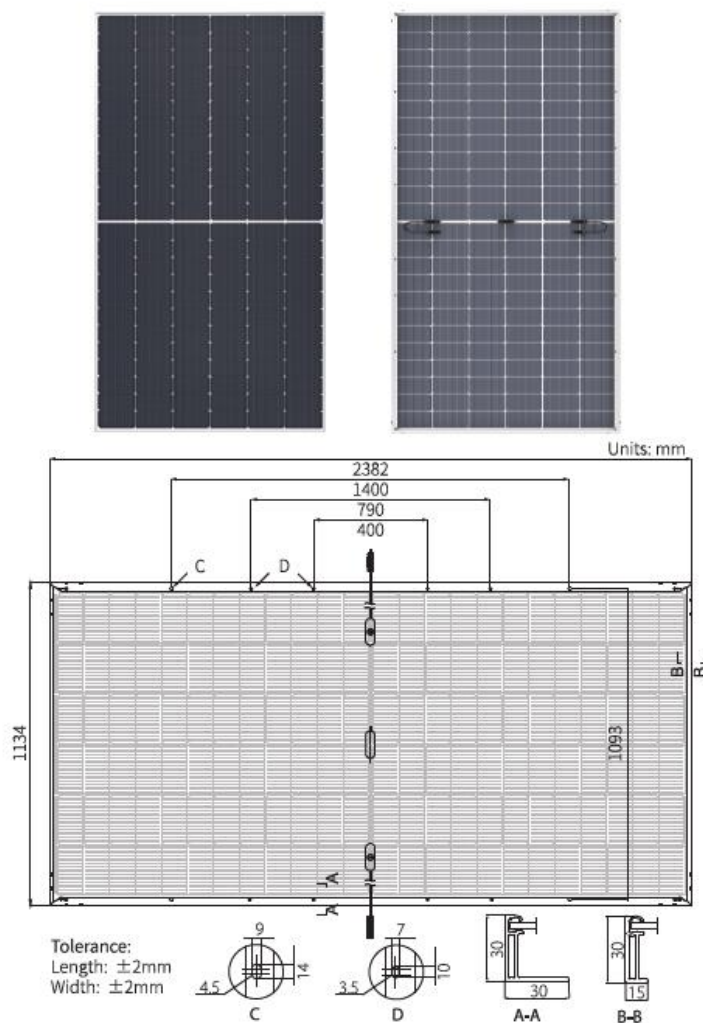
Modello modulo FV	JKM580N-72HL4-BDV
	STC
Potenza massima [Wp]	620
Tensione alla massima potenza – Vmpp [V]	42.34
Corrente alla massima potenza – Impp [A]	11.15
Tensione di circuito aperto – Voc [V]	50.05
Corrente di corto circuito – Isc [A]	11.90
Efficienza nominale a STC [%]	23.00%
Temperatura di funzionamento [°C]	-40 – +85
Tensione massima di sistema [V]	1500 (IEC)
Corrente massima del fusibile [A]	30A
Coefficiente di temperatura - Pmax	-0.28%/°C
Coefficiente di temperatura - Voc	-0.23%/°C
Coefficiente di temperatura - Isc	0.045%/°C

Di seguito si riporta invece un estratto dal datasheet del modulo FV selezionato riportante le principali caratteristiche costruttive ed elettriche

⁵ STC - Standard Test Conditions: irraggiamento solare 1000 W/m², temperatura modulo FV 25°C, Air Mass 1,5

⁶ Rappresenta la frazione di radiazione solare incidente su una superficie che è riflessa in tutte le direzioni. Essa indica dunque il potere riflettente di una superficie.

00	12-12-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione



Ogni modulo FV è accessoriato con un cavo 4mmq e relativi connettori, per il collegamento con altri moduli FV e/o cavi DC di stringa. Si prevede di realizzare stringhe costituite da 26 moduli FV collegati elettricamente in serie.

Si ritiene opportuno sottolineare come la scelta definitiva del produttore/modello del modulo fotovoltaico da installare sarà effettuata in fase di progettazione costruttiva in seguito all'esito positivo della procedura autorizzativa, sulla base delle condizioni di mercato nonché delle effettive disponibilità di moduli FV da parte dei produttori.

Le caratteristiche saranno comunque simili e comparabili a quelle del modulo FV precedentemente descritto, in termini di tecnologia costruttiva, dimensioni e caratteristiche elettriche e non sarà superata la potenza di picco totale dell'impianto (kWp).

00	12-12-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

3.2 Strutture di sostegno

Per il presente progetto si prevede l'impiego di strutture di sostegno ad inseguimento mono-assiale, nello specifico si prevede l'installazione di 652 strutture. In funzione del numero di moduli installati, si individuano essenzialmente quattro tipologie di strutture:

N° strutture tracker mono-assiali	N° 587 strutture 2x26 pannelli
	N° 65 strutture 2x13 pannelli

Le strutture ad inseguimento mono-assiale (tracker) consentono la rotazione dei moduli stessi attorno ad un singolo asse, orizzontale ed orientato in questo caso 16°/20° Nord-Sud, in maniera tale da variare il proprio angolo di inclinazione fino ad un limite massimo di $\pm 55^\circ$ ed "inseguire" la posizione del Sole nel corso di ogni giornata. L'inseguimento solare Est/Ovest consente di mantenere i moduli FV il più possibile perpendicolari ai raggi solari, massimizzando la superficie utile esposta al sole e di conseguenza la radiazione solare captata dai moduli stessi per essere convertita in energia elettrica. Il guadagno in termini di produzione energetica, rispetto ai tradizionali impianti FV realizzati con strutture ad inclinazione fissa, è stimabile nel range $+10 \div +20 \%$.

Nello specifico, per il presente progetto sono stati considerati i tracker mono-assiali realizzati dal produttore PVH, in configurazione 2P, ovvero doppia fila di moduli posizionati verticalmente.



Figura 6: immagine esemplificativa di inseguitori mono-assiali in configurazione 2P (fonte: PVH)

Tutti gli elementi di cui è composto il tracker (pali di sostegno, travi orizzontali, giunti di rotazione, elementi di supporto e fissaggio dei moduli, ecc.) saranno realizzati in acciaio al carbonio galvanizzato a caldo.

Tali strutture di sostegno potranno essere infisse nel terreno mediante battitura dei pali montanti, o tramite avvitarimento, per una profondità variabile. Qualora la lunghezza dei pali di sostegno da infiggere, per via delle caratteristiche geotecniche del terreno, dovesse essere elevata, si potrà valutare l'adozione puntuale di cemento per la realizzazione di fondazioni dei pali, in grado di garantire la stabilità e l'esercizio in sicurezza delle strutture di sostegno dei moduli FV.

L'altezza dei pali di sostegno è stata determinata in maniera tale che la distanza tra il bordo inferiore dei moduli FV ed il piano di campagna sia non inferiore a 1,30 m (alla massima inclinazione dei moduli). Ciò comporta che la massima altezza raggiungibile dai moduli FV sia pari a 5,23 m, sempre alla massima inclinazione.

00	12-12-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

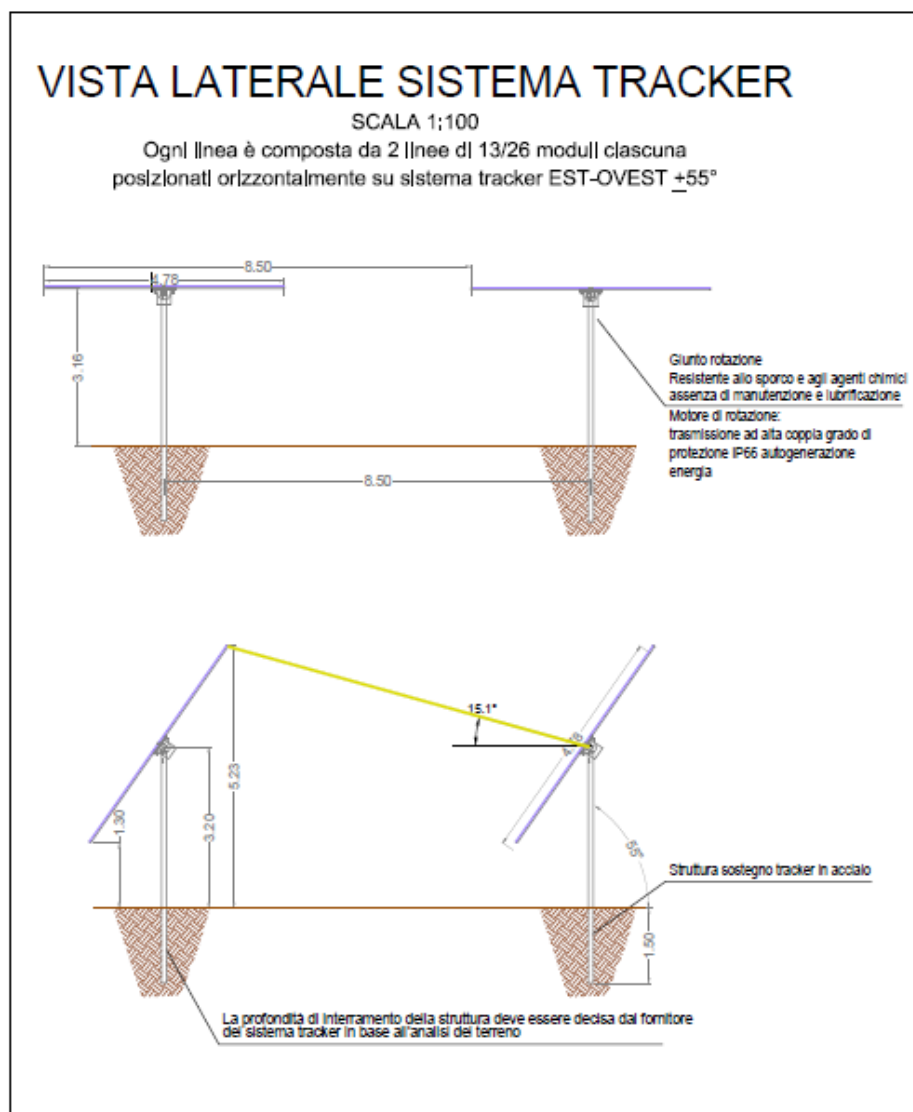


Figura 7: Particolari Struttura di Sostegno Moduli FV

La movimentazione dei sistemi ad inseguimento solare è effettuata da motori elettrici auto-alimentati direttamente dalle stringhe di moduli FV. L'algoritmo di movimentazione è basato su un calendario astronomico ed è dotato della tecnologia "backtracking". Tale tecnologia consiste nel controllo e verifica che ogni fila di moduli FV non crei ombreggiamento a quella successiva. Quando l'altezza del sole rispetto all'orizzonte si riduce, in particolare durante le prime/ultime ore della giornata, il mutuo ombreggiamento tra i filari di moduli potrebbe ridurre sensibilmente l'output energetico. Il sistema ad inseguimento è in grado di far ruotare i moduli FV nel senso opposto rispetto all'andamento del sole, riducendo la superficie esposta al sole ma allo stesso tempo evitando il rischio che si verifichino mutui ombreggiamenti.

La distanza tra gli inseguitori (solitamente denominata pitch) per il presente progetto è pari a 8,5 m, al fine di ottimizzare la produzione energetica a parità di consumo di suolo da una parte, e dall'altra di consentire il passaggio dei mezzi necessari per le operazioni di manutenzione e pulizia moduli.

Le schede di controllo effettueranno il monitoraggio dei principali parametri operativi degli inseguitori, tra cui posizione e velocità del vento, al fine di verificarne il corretto funzionamento e di posizionarli automaticamente in posizione di sicurezza in caso di velocità del vento particolarmente elevate per evitare eventuali danni alle strutture.

00	12-12-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

Sarà infine possibile posizionare in maniera automatica gli inseguitori ad una inclinazione idonea per consentirne l'ispezione ai fini di manutenzione nonché per effettuare il lavaggio periodico dei moduli fotovoltaici.

Si ritiene opportuno sottolineare come la scelta definitiva del produttore/modello delle strutture di sostegno sarà effettuata in fase di progettazione costruttiva, sulla base delle condizioni di mercato nonché delle effettive disponibilità da parte dei produttori.

00	12-12-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

3.3 Cassette di parallelo-stringa (string boxes)

Le cassette di parallelo stringa (denominate comunemente “string boxes”) hanno il compito di raccogliere l’energia generata dai moduli fotovoltaici e convogliarla verso gli inverter di impianto, proteggendo elettricamente le stringhe di moduli ad esse afferenti.

Esse sono realizzate in vetro-resina in modo da garantire una classe di isolamento II ed ubicate in posizione baricentrica rispetto alle relative stringhe fotovoltaiche, installate in un apposito chiosco in grado di proteggerle dall’esposizione diretta alla radiazione solare. Nella seguente tabella sono riportate le loro principali caratteristiche.

Tabella 7: Caratteristiche tecniche string box

Input	< 20 stringhe
Fusibili	30A gPV – 1’500V
Scaricatore sovratensione	I+II
Classe di Isolamento	II
Grado di protezione	IP 65
Dimensioni	620x822x325 mm
Peso	30 kg
Temperatura di funzionamento	-5...+55°C



Figura 8: Immagine esemplificativa di una string box

00	12-12-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

3.4 Cabina di trasformazione (skid)

All'interno del campo fotovoltaico saranno ubicate 6 cabine di trasformazione, realizzate su strutture di tipo skid, principalmente costituite da:

- Inverter centralizzato;
- Trasformatore BT/MT;
- Quadro di media tensione;
- Quadro BT: quadro ausiliari, UPS.

Lo scopo di dette cabine è di ricevere la potenza elettrica in Corrente Continua proveniente dalle cassette di parallelo stringa (string boxes) ubicate in campo, convertirla in corrente alternata (@600V/650V, 50Hz) e innalzarne il livello di tensione da BT a MT (da 600V/655V a 15'000V), collegarsi alla rete di distribuzione MT del campo.

Saranno presenti cabine di due taglie differenti:

- 3 cabina da 3'000 kVA
- 3 cabine da 2'750 kVA;

Le cabine saranno costituite da strutture prefabbricate containerizzate, con dimensioni di 7,7x3,30x3,0 m e un peso indicativo di 18 tonnellate. Saranno realizzate in acciaio zincato a caldo e verniciate con RAL 7035, utilizzando una verniciatura C4H, oppure con un'altra tinta RAL fornita dall'azienda produttrice delle cabine.

Il permesso di costruire, in conformità all'art. 134, comma 1, lettera b della LR 65/2014 e successive modifiche, verrà rilasciato durante la fase di Autorizzazione Unica.

Le cabine sono costituite strutture prefabbricate containerizzate con dimensioni pari a 7,7x3,30x3,0 m e peso indicativo di 18t. Le cabine saranno realizzate in acciaio galvanizzato a caldo e tinteggiate con RAL 7035 con verniciatura C4H o comunque altra RAL resa disponibile dall'azienda fornitrice delle cabine. Essendo tale cabina con un'apposita struttura prefabbricata, tale struttura non necessita alcuna autorizzazione urbanistica accessoria.

Le cabine saranno ubicate su apposite fondazioni in calcestruzzo armato gettate in opera, il cui progetto strutturale sarà depositato presso il competente Genio Civile.

Le cabine verranno installate su fondazioni in calcestruzzo armato gettate in opera, con il relativo progetto strutturale che sarà depositato presso il Genio Civile competente.

Le fondazioni di ciascuna cabina saranno costituite da plinti in CLS aventi profondità di 0,9 m rispetto al piano del suolo. All'interno di ciascuna fondazione sarà ubicata una vasca adeguatamente impermeabilizzata al fine di raccogliere l'eventuale sversamento dell'olio contenuto nei trasformatori MT/BT (evento la cui probabilità è ad ogni modo molto contenuta). Il volume della vasca sarà superiore al volume di olio minerale contenuto all'interno dei trasformatori stessi.

Le cabine di trasformazione, rispetto al piano di campagna, saranno rialzate in modo tale da non essere interessate dal flusso di esondazione dovuto da eventuali onde di piena.

La sopraelevazione delle cabine dipenderà dalla posizione della cabina all'interno del campo fotovoltaico.

Le cabine sono inoltre dotate di opportuno sistema antincendio e, così come previsto dalla normativa vigente e dalla normativa in materia di sicurezza e salute sui luoghi di lavoro, su ogni cabina è posizionata apposita cartellonistica al fine di segnalare la presenza delle macchine elettriche oggetto della presente relazione.

Per maggiori dettagli sull'innalzamento delle cabine si rimanda all'elaborato grafico "DI047COMTTTAV1P - Disegno architettonico Cabina di Trasformazione MT-BT", di cui si riporta di seguito un estratto.

00	12-12-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

VISTA LATERALE CON SHELTER DI CHIUSURA



VISTA LATERALE SENZA SHELTER DI CHIUSURA

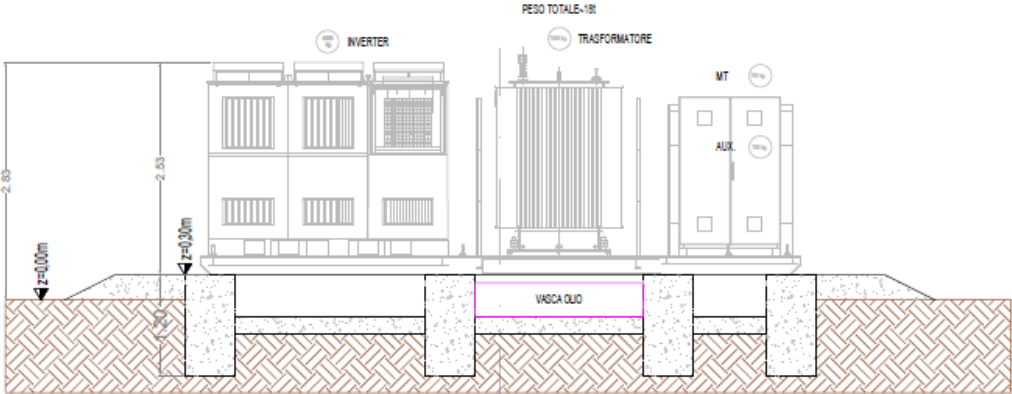


Figura 9 – Immagine esemplificativa della cabina di trasformazione BT/MT

00	12-12-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

3.4.1 Inverter Centralizzati

Per il presente progetto è previsto l'impiego di inverter centralizzati SUNNY CENTRAL 2750-EV e SUNNY CENTRAL 3000-EV.

I valori della tensione e della corrente di ingresso di questo inverter sono compatibili con quelli delle stringhe di moduli FV ad esso afferenti, mentre i valori della tensione e della frequenza in uscita (600V/655V – 50 Hz) sono compatibili con quelli della rete alla quale viene connesso l'impianto.

Lato DC – gli inverter avranno in ingresso i cavi DC provenienti dagli SB. Ogni inverter è in grado di ricevere fino a 24 input per una corrente massima DC pari a 3'200 A a 35°C. Ogni singolo ingresso verrà protetto da fusibili DC (collegati uno sul polo positivo ed uno sul polo negativo) del quale dovrà essere determinata la taglia nella sezione coordinamento elettrico CC.

Lato AC – l'inverter avrà l'uscita verso il trasformatore MT/BT e ad esso direttamente collegata opportunamente protetta tramite interruttore automatico.

Gli inverter, aventi grado di protezione IP 65, saranno installati direttamente sulla struttura skid in configurazione per esterno (outdoor) risultano adatti ad operare nelle condizioni ambientali che caratterizzano il sito di installazione dell'impianto FV.

Ciascun inverter è in grado di monitorare, registrare e trasmettere automaticamente i principali parametri elettrici in corrente continua ed in corrente alternata. L'inverter selezionato è conforme alla norma CEI 0-16.

In accordo con le Normative di riferimento, in particolare la IEC 62109-1/2, la potenza dell'inverter è definita in funzione della temperatura ambiente, ed in particolare a fino a 35°C (2'750kVA e 3'000 kVA) e fino a 50°C (2'500kVA e 2'700 kVA).

00	12-12-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

3.4.2 Trasformatore BT/MT

All'interno di ciascuna cabina sarà ubicato un trasformatore elevatore BT/MT, raffreddato ad olio, sigillato ermeticamente ed installato su apposita vasca di raccolta olio.

Le principali caratteristiche delle macchine selezionate sono riportate in Tabella 8. Per il progetto in questione sono state scelte due tipologie di trasformatore con potenza nominale rispettivamente di 3'000 kVA e 2'750 kVA e rapporto di trasformazione pari a 15'000/600V e 15'000/655V.

Tabella 8 - Trasformatore BT/MT: principali caratteristiche tecniche

Caratteristiche costruttive	Ermetico - KNAN Natural Oil (FR3)	Ermetico - KNAN Natural Oil (FR3)
Potenza	2'750 kVA	3'000 kVA
Gruppo vettoriale	Dy11	Dy11
Tensione primario - V_1	15'000 V	15'000 V
Tensione secondario - V_2	600 V	655 V
Frequenza nominale	50 Hz	50 Hz
V_{cc}	7%	7%
Perdite nel ferro	According Ecodesign Tier 2	According Ecodesign Tier 2
Perdite nel rame	According Ecodesign Tier 2	According Ecodesign Tier 2
Dimensioni	2,1 x 1,5 x 2 [m]	2,1 x 1,5 x 2 [m]
Peso – con olio	5,5t – 4,5t	5,5t – 4,5t
Peso – senza olio	4t – 3,5t	4t – 3,5t

L'olio utilizzato come isolante all'interno del trasformatore è del tipo naturale FR3, quindi caratterizzato da un minor impatto ambientale rispetto al più "tradizionale" olio minerale in quanto realizzato interamente con oli vegetali biodegradabili e con punto di fuoco molto più alto. Sono previsti non più di 1'800 litri di olio per ogni macchina.

In Figura 10 – Trasformatore in olio BT/MT è riportata un'immagine esemplificativa della tipologia di trasformatore installato all'interno di ciascuna cabina.



Figura 10 – Trasformatore in olio BT/MT

00	12-12-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

3.4.3 Quadro MT

Il quadro di media tensione (QMT) è classificato in accordo alla Norma di riferimento CEI EN 62271-200 come segue:

24kV-16kA-630A - LSC2A/PI IAC AFLR 16kA x 1s

ovvero in particolare con l'Internal Arc Certification (IAC) su tutti e 4 i lati (Fronte Lati Retro) a massima sicurezza dell'operatore.

Il quadro sarà composto da tre unità:

- nr. 2 per l'attestazione dei cavi di MT sia lato rete che lato campo (n.1 per le cabine terminali di ciascuna linea radiale);
- nr.1 per la protezione trasformatore MT/BT, con un relè di protezione dedicato per le protezioni:
 - massima corrente di fase con ritardo intenzionale (50) ed istantanea (51);
 - massima corrente omopolare per la rimozione dei guasti monofase a terra (51N).

3.4.4 Quadro BT Sezione Ausiliari

La sezione ausiliari sarà costituita da due quadri in bassa tensione contenenti:

- Quadro di alimentazione sezione ausiliari;
- Trasformatori BT/BT (isolato in resina) di potenza nominale pari a 30 kVA per l'alimentazione dei servizi ausiliari;
- Un quadro di distribuzione secondaria per l'alimentazione dei carichi della cabina di trasformazione, suddivisi in
 - Sezione "normale" di alimentazione dei servizi non essenziali;
 - Sezione "preferenziale" sotto UPS, dedicata all'alimentazione dei servizi essenziali, quali ad esempio: comandi elettrici di emergenza, SCADA per segnalazione allarmi e stato dei componenti principali.
- Un quadro UPS per alimentazione di emergenza (6kVA – 230/230V, autonomia 2h@ 200 VA).

00	12-12-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

3.5 Cabina O&M

Nel campo a sud-ovest, in prossimità della cabina di trasformazione C2.2, sarà posizionata la cabina O&M Security.

La cabina sarà costituita da elementi prefabbricati di tipo containerizzato (dimensioni pari a 6,1x2,5x2,2,90 m) costruiti per garantire un grado di protezione dagli agenti atmosferici esterni pari a IP33 e sarà tinteggiata con gamma cromatica grigio o verde tale da consentirne un migliore inserimento con il contesto paesaggistico circostante.

Il permesso di costruire per la suddetta cabina, in conformità all'art. 134, comma 1, lettera b della LR 65/2014 e successive modifiche, sarà rilasciato durante la fase di Autorizzazione Unica, mentre il progetto delle fondazioni sarà depositato presso il Genio Civile prima dell'inizio dei lavori.

La cabina sarà costituita da:

- Sala controllo;
- Sala Rack.

La sala di controllo sarà caratterizzata da una postazione dotata di PC fisso tramite cui sarà possibile vedere le video-registrazioni del sistema di videosorveglianza e monitorare tutte le grandezze ed i parametri necessari per verificarne il corretto funzionamento.

Si precisa che la cabina O&M sarà dotata di opportuni dissuasori al fine di garantire una buona visibilità e minimizzare le interferenze con le specie ornitiche locali e di opportuno sistema antincendio.

La cabina O&M, rispetto al piano di campagna, sarà rialzata in modo tale da non essere interessata dal flusso di esondazione dovuto da eventuali onde di piena.

Così come previsto dalla normativa vigente e dalla normativa in materia di sicurezza e salute sui luoghi di lavoro, sulla cabina è posizionata apposita cartellonistica al fine di segnalare la presenza delle macchine elettriche oggetto della presente relazione.

Per maggiori dettagli si rimanda all'elaborato dedicato *"DI048COMTTTAV1P - Disegno architettonico Altri Edifici"*, di cui si riporta di seguito un estratto.

00	12-12-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

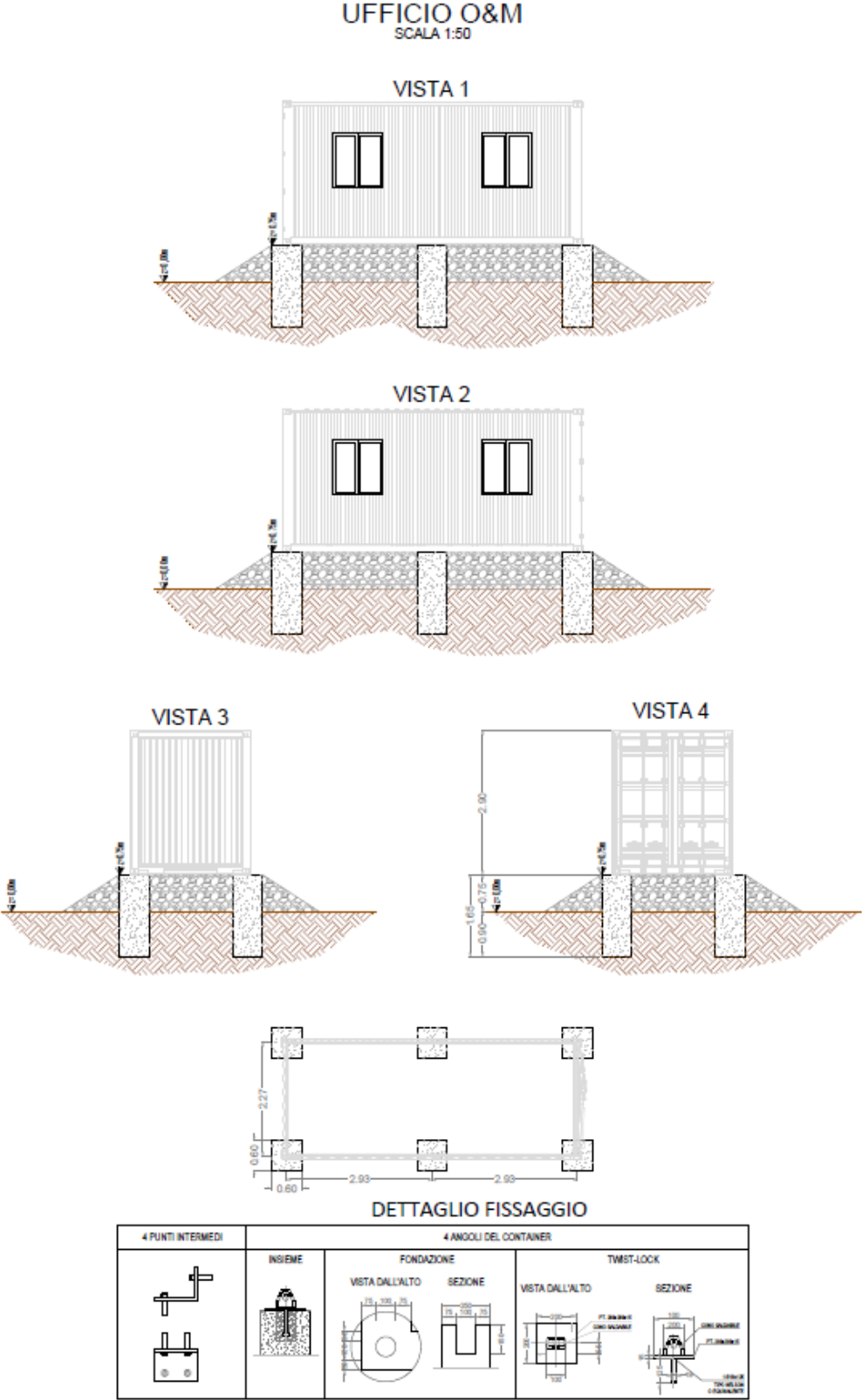


Figura 11: Cabina O&M

00	12-12-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

3.6 Magazzino

Nel campo a nord è prevista la posa di un magazzino, che avrà lo scopo principale di punto di stoccaggio dei materiali.

Il container sarà costituito da elementi prefabbricati di tipo containerizzato (container marino Hi-Cube da 40'' con dimensioni pari a 12,00x3,00x2,50 m; peso indicativo di 12 t), realizzata in acciaio galvanizzato a caldo e costruiti per garantire un grado di protezione dagli agenti atmosferici esterni pari a IP33 e sarà tinteggiata con gamma cromatica grigio o verde, tale da consentirne un migliore inserimento con il contesto paesaggistico circostante.

Il permesso di costruire per il magazzino, in conformità all'art. 134, comma 1, lettera b della LR 65/2014 e successive modifiche, sarà rilasciato durante la fase di Autorizzazione Unica, mentre il progetto delle fondazioni sarà depositato presso il Genio Civile prima dell'inizio dei lavori.

I magazzini, rispetto al piano di campagna, saranno rialzati in modo tale da non essere interessati dal flusso di esondazione dovuto da eventuali onde di piena.

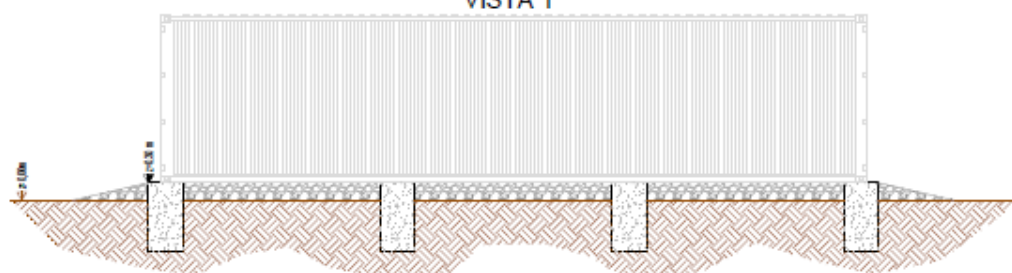
Per maggiori dettagli si rimanda all'elaborato dedicato *"DI048COMTTTAV1P - Disegno architettonico Altri Edifici"*, di cui si riporta di seguito un estratto.

00	12-12-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

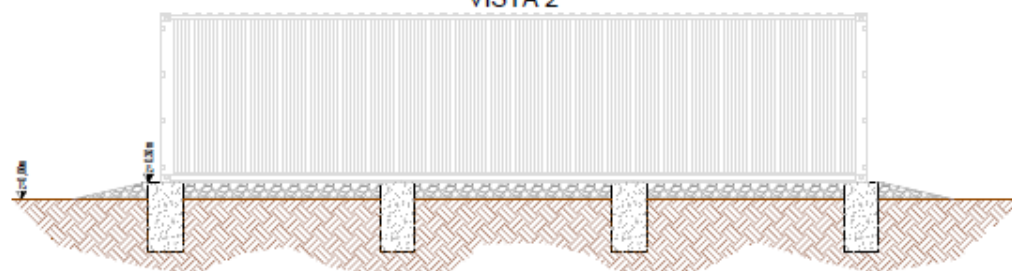
CONTAINER MAGAZZINO 40"

SCALA 1:50

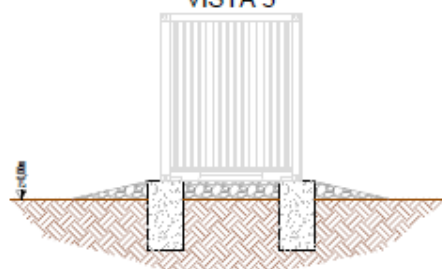
VISTA 1



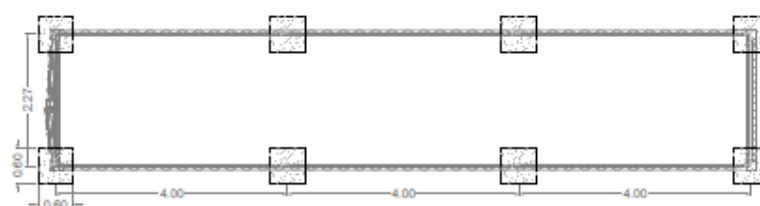
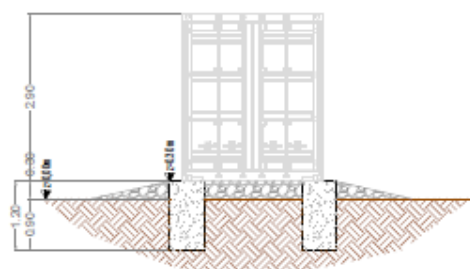
VISTA 2



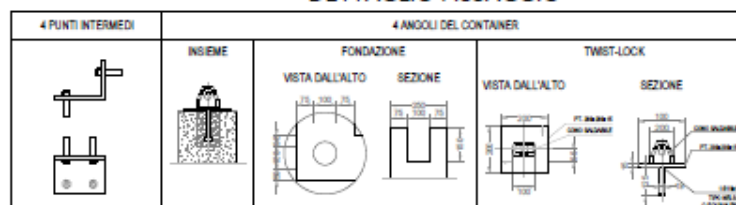
VISTA 3



VISTA 4



DETTAGLIO FISSAGGIO



00	12-12-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

3.7 Cabina di Consegna e Cabina Utente

Nel comune di Porcari al foglio 8 p.lla 273 è prevista l'installazione di tre cabine di consegna, ciascuna suddivisa in due monoblocchi: il primo con locale Enel+Misure ed il secondo ad unico locale utente.

La nuova cabina di consegna sarà una cabina elettrica prefabbricata in c.a.v. Monoblocco Omologata Enel Mod. DG2061 Ed.09 realizzata in conformità alle vigenti normative e disposizioni ENEL, adatta per il contenimento delle apparecchiature MT/BT.

Lo scopo di detta cabina è di ricevere la potenza elettrica in BT proveniente dagli inverter ubicati in campo, innalzarne il livello di tensione da BT a MT (da 600/655 V a 15 kV) per la successiva immissione nella rete di distribuzione Enel.

A fianco di ciascuna Cabina di Consegna sarà ubicata una cabina adibita a locale utente.

La cabina è una cabina prefabbricata monoblocco in c.a.v, con dimensioni approssimative pari a 4,00 x 2,50 x 2,66 m. Questo box prefabbricato CEP è identificato come un monoblocco tridimensionale prefabbricato a unico getto in conglomerato cementizio armato vibrato.

Il permesso di costruire per le suddette cabine, in conformità all'art. 134, comma 1, lettera b della LR 65/2014 e successive modifiche, sarà rilasciato durante la fase di Autorizzazione Unica, mentre il progetto delle fondazioni sarà depositato presso il Genio Civile prima dell'inizio dei lavori.

Le cabine saranno posate su apposite fondazioni in calcestruzzo tali da garantirne la stabilità, e nelle quali saranno predisposti gli opportuni cavedi e tubazioni per il passaggio dei cavi di potenza e segnale.

L'accesso a queste cabine sarà garantito mediante la realizzazione di una piazzola antistante accessibile direttamente dalla strada.

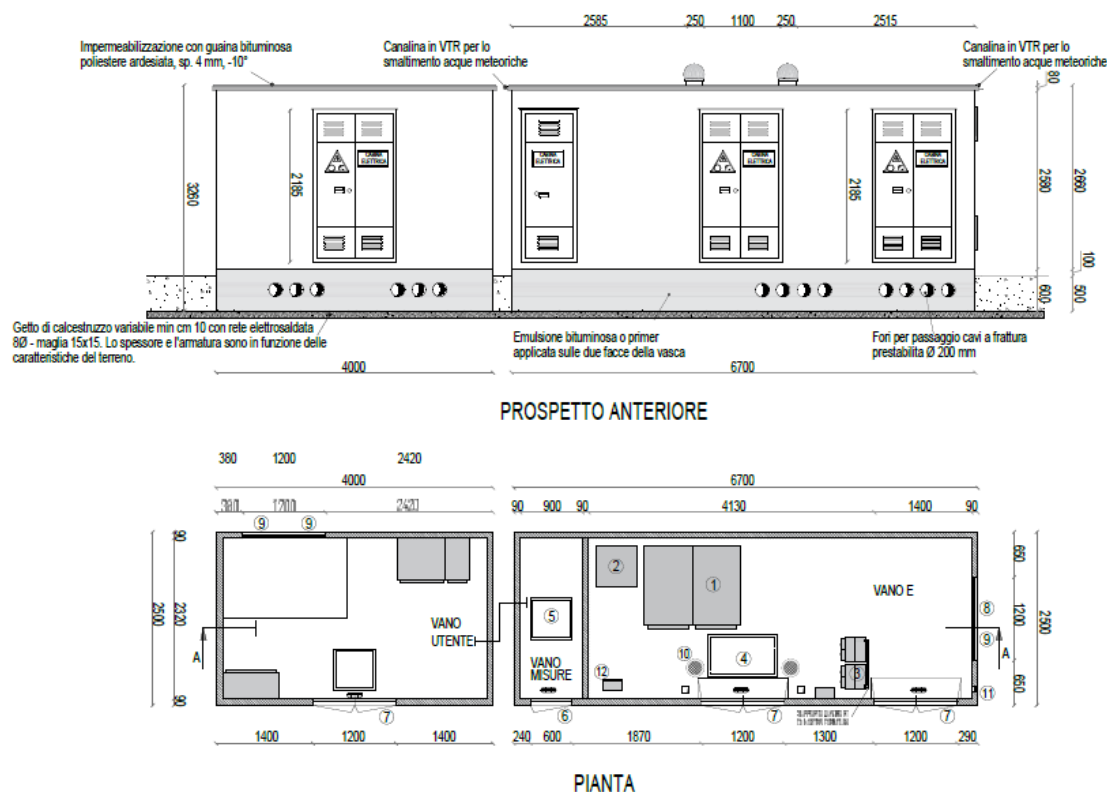


Figura 12: Cabina di consegna e cabina utente

00	12-12-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

3.8 Elettrodotto Utente MT - Campo FV – Cabine di Consegna

La linea elettrica di trasmissione dell'energia generata tra i campi FV e le cabine di consegna sarà costituita da tre elettrodotti interrati eserciti in Media Tensione a 15 kV.

Il percorso dei sovra-menzionati elettrodotti in MT si sviluppa per una lunghezza complessiva pari a circa 4,1 km, ed è stato studiato al fine di minimizzare l'impatto sul territorio locale, adeguandone il percorso a quello delle sedi stradali pre-esistenti ed evitando ove possibile gli attraversamenti di terreni agricoli. Per ulteriori dettagli in merito al percorso del suddetto elettrodotto e alla modalità di gestione delle interferenze si rimanda all'elaborato dedicato, del quale si riporta di seguito un estratto.

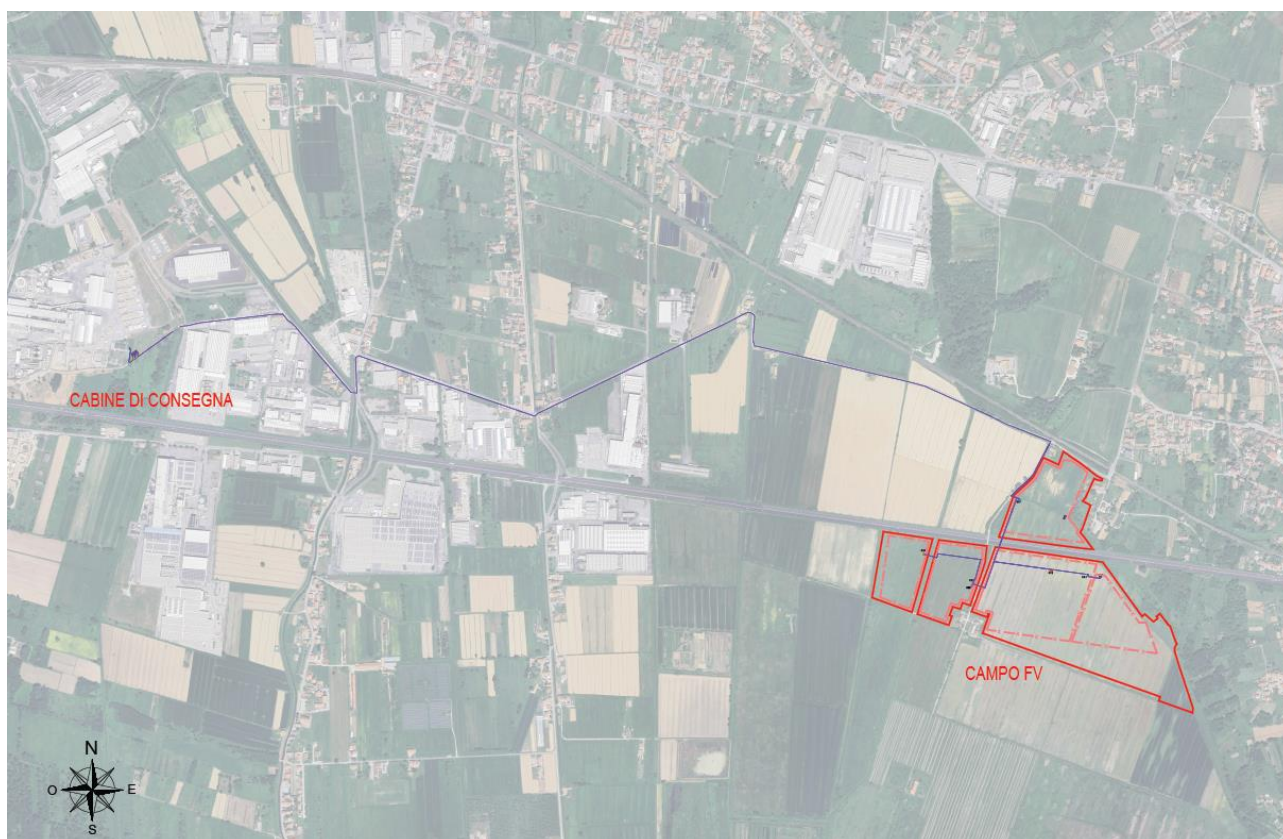


Figura 13: Percorso degli elettrodotti utente su ortofoto

Gli elettrodotti MT si svilupperanno principalmente su strada pubblica, eccezion fatta per le seguenti particelle private:

- Catasto terreni del Comune di Altopascio (LU): Fg 15 - p.lle 126, 127, 95, 92, 22, 349, 351, 435;
- Catasto terreni del Comune di Altopascio (LU): Fg 12 - p.la 622;
- Catasto terreni del Comune di Porcari (LU): Fg 8 - p.lle 273, 86.

Sulle strade pubbliche si chiederà all'ente gestore concessione di cavidotto.

Per maggiori dettagli si rimanda al Piano Particellare del progetto.

00	12-12-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

3.9 Elettrodotto MT di rete E-Distribuzione S.p.A. - Cabine di Consegna – Cabina Primaria

La linea elettrica di trasmissione dell'energia generata tra le cabine di consegna e la cabina primaria di Porcari, sarà costituita dalle seguenti tratte:

1. CP Porcari – Cabina di consegna 1: lunghezza pari a circa 108m, costituito da una terna di cavi con conduttore in Alluminio, configurazione 3//(1x240) mm²;
2. CP Porcari – Cabina di consegna 2: lunghezza pari a circa 96m, costituito da una terna di cavi con conduttore in Alluminio, configurazione 3//(1x240) mm²;
3. CP Porcari – Cabina di consegna 3: lunghezza pari a circa 84m, costituito da una terna di cavi con conduttore in Alluminio, configurazione 3//(1x240) mm²;
4. Cabina di consegna 1 – Cabina di consegna 2: lunghezza pari a circa 10m, costituito da una terna di cavi con conduttore in Alluminio, configurazione 3//(1x240) mm²;
5. Cabina di consegna 2 – Cabina di consegna 3: lunghezza pari a circa 10m, costituito da una terna di cavi con conduttore in Alluminio, configurazione 3//(1x240) mm²;

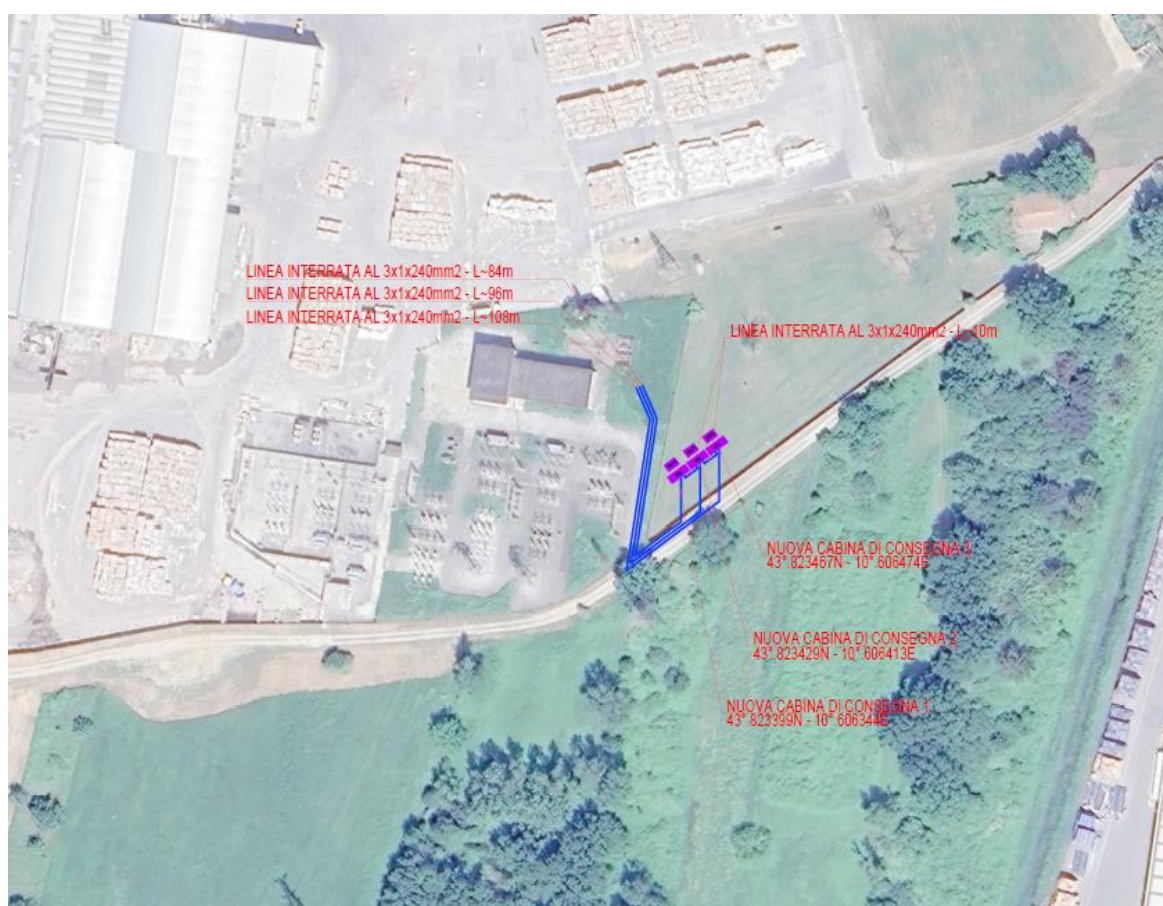


Figura 14: Percorso degli elettrodotti di rete MT su Ortofoto

Il sistema di distribuzione dell'energia sarà situato nel comune di Porcari e si estenderà completamente lungo la viabilità pubblica, con l'eccezione della particella catastale n. 273 del foglio n. 8, dove saranno collocate tre cabine di consegna, e della particella catastale n. 86 del foglio n. 8, dove è ubicata la Cabina Primaria di Porcari.

Sulla strada pubbliche si chiederà all'ente gestore concessione perpetua ed inamovibile del cavidotto.

Per maggiori dettagli si rimanda al Piano Particellare del progetto.

00	12-12-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

3.10 Impianti di sorveglianza / illuminazione

Al fine di garantire la non accessibilità del sito al personale non autorizzato e l'esercizio in sicurezza dell'impianto agri-voltaico, esso sarà dotato di un sistema antintrusione.

L'impianto FV sarà recintato e ciascun punto di accesso sarà dotato di tastierino numerico per consentire l'accesso al solo personale autorizzato.

Il sistema di vigilanza sarà essenzialmente costituito da videocamere di sorveglianza posizionate:

- lungo la recinzione prevedendo una telecamera su ogni palo dedicato di altezza pari a 5m, ciascuna orientata in modo da guardare la successiva, posta ad una distanza massima pari a 70m, che dovrà essere il raggio d'azione della telecamera stessa. Ogni telecamera sarà inoltre dotata di sensore IR da ¼" per la visione notturna, con campo di funzionamento di circa 100m. Le videocamere saranno posizionate lungo la recinzione perimetrale di ciascun campo ad intervalli di 50÷70m;
- in prossimità di ogni cabina elettrica prevedendo una telecamera per poter controllare e registrare eventuali accessi alle cabine stesse.

Il sistema di vigilanza è completato da una postazione dotata di PC fisso, ubicata in un locale dedicato nella cabina O&M tramite la quale sarà possibile visualizzare le video-registrazioni.

È prevista inoltre l'installazione di punti luce isolati nei soli punti necessari, ovvero in prossimità degli ingressi all'impianto, delle cabine di trasformazione e della cabina O&M.

Questi punti luce saranno costituiti da lampade a LED direzionali posizionate su pali o sorgenti equivalenti, con funzione antintrusione, che si accenderanno solo in caso di intrusione dall'esterno al fine di minimizzare l'inquinamento luminoso ed il consumo energetico.

In caso di rilevazione di intrusione non autorizzata saranno inoltre attivati allarmi acustici nonché segnalazioni automatiche via GSM/SMS a numeri telefonici preimpostati.

L'illuminazione dell'impianto sarà compatibile con la normativa contro l'inquinamento luminoso in quanto sarà utilizzata per i corpi illuminanti la tecnologia led e saranno orientati in modo tale che la configurazione escluda la dispersione della luce verso l'alto e verso le aree esterne limitrofe.

I fasci luminosi saranno diretti verso il basso, mentre i sensori di movimento del sistema di illuminazione saranno tarati in campo al fine di attivarsi esclusivamente con la presenza di entità significative (in termini di volume). Ciò consentirà all'impianto di non attivarsi per la maggior parte del tempo e non essendo attivato dalla presenza della fauna locale di piccola taglia (es. volpi, conigli, istrici etc.).

3.11 Impianti Anti-roditori

Tutte le cabine di trasformazione e la cabina O&M potranno essere equipaggiate di un proprio impianto anti-roditori ad emissioni di ultrasuoni ad alta frequenza in modo da dissuadere eventuali roditori dal danneggiare i cavi di potenza nel passaggio di vasche di fondazione.

00	12-12-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

3.12 SCADA/monitoraggio

L'impianto agrovoltaiico sarà dotato di un sistema SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) in grado di effettuare il monitoraggio del suo funzionamento al fine di verificare costantemente la corretta operatività dei suoi componenti e garantire i livelli prestazionali previsti in fase progettuale.

Esso sarà costituito fondamentalmente da:

- sensori e strumenti di misura ubicati in campo (ad es. centraline meteorologiche) e nei quadri elettrici ubicati all'interno delle cabine di trasformazione e O&M;
- una rete dati, via cavo di segnale (RS485 e fibra ottica), per la lettura delle misure effettuate dai sovra-menzionati sensori, nonché di misure e segnali di allarme provenienti dalle apparecchiature dotate di sistema di comunicazione (es. protocollo ModBus RTU), quali:
 - Inverter centralizzati: misure elettriche in CC e CA quali tensione, corrente, potenza, energia, frequenza, ecc. ed allarmi;
 - Tracker mono-assiali: posizione, consumo elettrico, allarmi, ecc.;
 - Trasformatori: misure elettriche, temperatura interna, stato protezioni, ecc.
 - Contatori energetici, centraline, ecc.
- PC industriale, ubicati presso la cabina O&M, in grado di gestire il flusso di dati, nonché di ricevere istruzione provenienti dal gestore di rete o da operatore remoto e di inviare comandi ai principali componenti d'impianto (es. setpoint di funzionamento agli inverter);
- Server per la memorizzazione locale di tutti i dati acquisiti, nonché la trasmissione via internet degli stessi presso un server remoto, ubicato in un locale dedicato posizionato all'interno del prefabbricato della cabina O&M.

Presso ciascun campo FV sarà installata una stazione meteorologica dedicata, dotata di strumenti di misura (opportunamente certificati e tarati) in grado di acquisire i parametri necessari alla valutazione delle prestazioni energetiche del generatore FV tramite il calcolo dei principali indicatori prestazionali previsti dalla normativa di settore (IEC 61724-1/2/3).

Ciascuna stazione meteo comprenderà almeno i seguenti sensori:

- Piranometro a termopila per la misura dell'irraggiamento solare globale sul piano orizzontale;
- Piranometri a termopila installati in posizione solidale alle strutture ad inseguimento solare monoassiale per la misura dell'irraggiamento solare globale sul piano dei moduli FV;
- Sensore per la misura della temperatura ambiente (es. PT100);
- Sensori per la misura della temperatura di retro-modulo (es. PT100);
- Anemometro per la misura della velocità del vento dotato di banderuola per misura della direzione del vento;
- Sensori per misura di umidità dell'aria e pressione atmosferica.

Si prevede la realizzazione di un sistema software integrato in grado di consentire una visualizzazione organica di tutti i principali parametri operativi dei sovra-menzionati componenti, tramite apposito sinottico visualizzabile da operatore che consenta un efficace monitoraggio da remoto.

Lo SCADA sarà inoltre in grado di integrare gli allarmi provenienti sia dai singoli componenti (malfunzionamenti), che dagli impianti accessori dell'impianto FV, quale l'impianto anti-incendio e sistema anti-intrusione.

00	12-12-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

4 Opere civili

La realizzazione del presente impianto FV comporta la necessità di eseguire alcune opere civili, necessarie per la sua costruzione, esercizio e manutenzione, che verranno descritte nei seguenti paragrafi.

Per ulteriori dettagli in merito si rimanda alla relazione dedicata.

4.1 Strutture di sostegno moduli FV

Tali strutture, le cui principali caratteristiche e modalità di funzionamento sono state descritte nel paragrafo dedicato (par. 3.2), potranno essere infisse nel terreno mediante battitura dei pali montanti, o tramite avvitaamento, per una profondità variabile.

La profondità indicativa di infissione dei pali sarà pari a quella che risulterà dal dimensionamento esecutivo risultante da dettagliate analisi geotecniche. Il valore definitivo sarà determinato caso per caso in funzione della specifica qualità del suolo.

Qual ora la lunghezza dei pali di sostegno da infiggere, per via delle caratteristiche geotecniche del terreno, dovesse essere elevata, si valuterà l'adozione puntuale di cemento per la realizzazione di fondazioni dei pali, in grado di garantire la stabilità e l'esercizio in sicurezza delle strutture di sostegno dei moduli FV. In ogni caso, le opere previste saranno determinate in fase esecutiva e saranno tali da garantire una dismissione compatibile con le buone pratiche di economia circolare e ripristino ambientale del sito alla fine del ciclo di vita del progetto.

Tutti gli elementi della struttura, inclusi i sistemi di fissaggio/ancoraggio dei moduli fotovoltaici, sono realizzati in acciaio galvanizzato a caldo in grado di garantire una vita utile delle strutture pari a 40 anni.

4.2 Cabine e prefabbricati

Le cabine e gli edifici prefabbricati previsti per l'impianto FV in oggetto saranno delle seguenti tipologie:

1. Magazzino (meglio descritto nei paragrafi precedenti);
2. Cabina O&M (meglio descritto nei paragrafi precedenti);
3. Cabina di trasformazione (meglio descritta nei paragrafi precedenti);
4. Cabina di consegna (meglio descritta nei paragrafi precedenti);
5. Cabina utente (meglio descritta nei paragrafi precedenti).

Per ulteriori dettagli in merito alle dimensioni nonché al layout interno del prefabbricato si rimanda agli elaborati dedicati.

00	12-12-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

4.3 Recinzione

Al fine di impedire l'accesso a soggetti non autorizzati, l'area di impianto sarà delimitata da una recinzione metallica, integrata con i sistemi di video-sorveglianza ed illuminazione, in alcuni punti come precedentemente descritto. Essa costituisce un efficace strumento di protezione da eventuali atti vandalici o furti, con un minimo impatto visivo in quanto ubicata all'interno della fascia di mitigazione ambientale.

I particolari dimensionali delle recinzioni sono riportati nell'elaborato grafico *"Particolari struttura FV e dettagli"*, di cui si riporta un estratto di seguito:

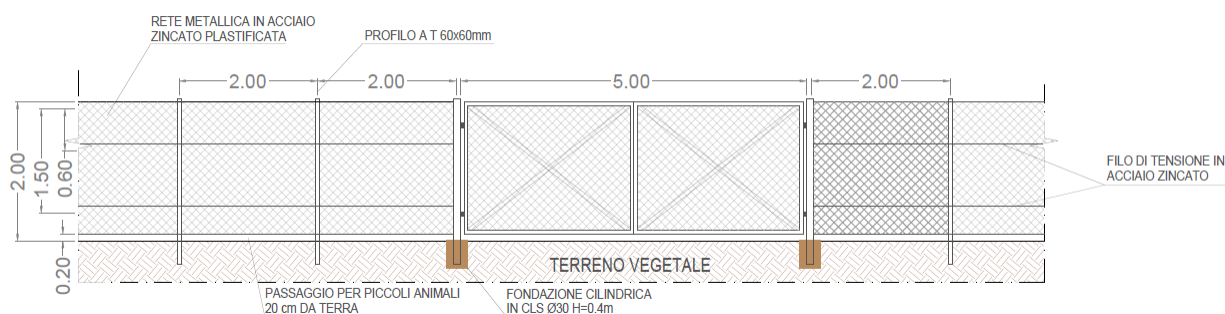


Figura 15: Recinzione

La recinzione perimetrale sarà costituita da una rete metallica in acciaio zincato, plastificata e di colore verde, mantenuta in tensione da fili in acciaio zincato posizionati lungo le estremità superiore e inferiore.

Il sostegno sarà garantito da pali verticali che saranno ancorati al terreno tramite fondazioni cilindriche realizzate in CLS, infisse nel terreno per una profondità non superiore a 40cm.

L'altezza massima della recinzione sarà pari a 2 m, mentre sarà rialzata, per tutta la sua lunghezza, di 20 cm rispetto il suolo al fine di consentire il libero transito alla fauna selvatica di piccole dimensioni.

In prossimità dell'accesso principale di ciascun campo sarà predisposto un cancello metallico per gli automezzi avente larghezza di 5 m e altezza 2 m.

Saranno inoltre predisposti dei cancelli aggiuntivi, delle medesime dimensioni, per permettere di raggiungere i terreni agricoli esterni alla recinzione dell'area di impianto.

00	12-12-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

4.4 Viabilità interna

Al fine di garantire l'accessibilità dei mezzi di servizio per lo svolgimento delle attività di installazione e manutenzione dell'impianto, verranno utilizzate le strade già presenti e verranno predisposte nuove strade per poter accedere all'area di cantiere. Tali strade verranno mantenute anche successivamente alla fine della costruzione dell'impianto al fine di permettere il raggiungimento dell'impianto per effettuare attività di manutenzione.

Il posizionamento delle strade di servizio è stato studiato in considerazione dell'orografia e della conformazione dei terreni disponibili, in maniera tale da evitare raggi di curvatura troppo "stretti" o pendenze elevate che potrebbero comportare rischi per la sicurezza per la circolazione degli automezzi in fase di installazione e manutenzione, e al fine di minimizzare l'impatto sulle attività agricole.

Le strade di servizio saranno ad un'unica carreggiata e sarà assicurata la loro continua manutenzione. La larghezza delle strade viene contenuta nel minimo necessario ad assicurare il transito in sicurezza dei veicoli, e per il presente progetto è stata stabilita pari a 4 metri.

Al fine di minimizzare l'impatto sul terreno, la viabilità interna all'impianto sarà realizzata in terra battuta, con uno spessore pari a 10 cm posizionato su uno strato di pietrisco di spessore pari a 30 cm per facilitare la stabilità della stessa.

Per ulteriori dettagli in merito al posizionamento delle strade interne ad ogni campo FV si rimanda agli specifici elaborati grafici "DI050COMTTTAV1P - Viabilità interna - percorsi e dettagli".

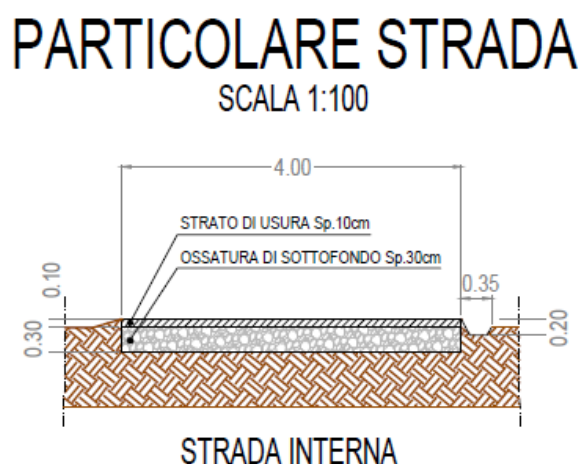


Figura 16: Particolare Strada

00	12-12-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

4.5 Livellamenti e movimentazione di terra

Prima di procedere all'installazione dei vari componenti d'impianto, sarà necessario effettuare alcune attività di preparazioni dei terreni stessi.

In primis verrà effettuata una pulizia dei terreni tramite scotico superficiale del terreno finalizzato alla rimozione di eventuali arbusti, piante selvatiche pre-esistenti e pietre superficiali, nonché all'ottenimento di aree con pendenza definita ed omogenea.

La scelta progettuale di utilizzare strutture di sostegno dei moduli FV a palo infisso e senza fondazioni consentirà di minimizzare la necessità di livellamenti localizzati. Tali livellamenti saranno invece necessari per le sole aree previste per il posizionamento delle cabine (soluzione containerizzata o prefabbricata) che saranno descritte successivamente.

Come rappresentato nell'elaborato *"DI049COMTTTAV1P - Dettagli pendenze di campo"*, la conformazione pianeggiante delle aree selezionate per la realizzazione dell'impianto FV risulta perfettamente compatibile con le strutture di sostegno previste, non richiedendo di conseguenza alcun livellamento del terreno per la loro posa.

I livellamenti del terreno saranno relativi alla ricollocazione in campo delle terre derivate dalle attività di scotico e dalla realizzazione di scavi e fondazioni. Le terre dovranno essere gestite conformemente al D.P.R. 120/2017 e si prevede che siano prioritariamente riutilizzate in-situ (per reinterri e sistemazione del lotto) ai sensi dell'art. 185 del D.Lgs. n. 152/2006 e ss.mm.ii.

I livellamenti saranno necessari per le sole aree previste per il posizionamento delle cabine di trasformazione (soluzione containerizzata o prefabbricata), ovvero per il posizionamento di terreno compattato sul quale realizzare le fondazioni (vedi paragrafi successivi), della cabina O&M e del magazzino.

Tutte le cabine saranno rialzate, rispetto al piano di campagna, al fine di resistere al passaggio di eventuali onde di piena.

Per maggiori dettagli sull'innalzamento delle cabine si rimanda agli elaborati grafici *"DI047COMTTTAV1P - Disegno architettonico Cabina di Trasformazione MT-BT"* e *"DI048COMTTTAV1P - Disegno architettonico Altri Edifici"*.

Si sottolinea come questa attività di livellamento sarà ottimizzata in fase di direzione lavori.

Si garantisce comunque che la variazione di quota del terreno, verrà effettuata garantendo la non alterazione del deflusso delle acque meteoriche.

Per quanto attiene alla stima dei volumi di scavo necessari per la realizzazione delle opere in oggetto si rimanda all'elaborato dedicato *"Calcolo superfici e volumi"*.

00	12-12-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

4.6 Cantierizzazione/realizzazione

La realizzazione dell'impianto sarà divisa in varie fasi. Ogni fase potrà prevedere l'impiego di uno o più macchinari (muletti, escavatrici, gru per la posa della cabine/container, ecc.), all'occorrenza cingolati al fine di poter operare senza la necessità di realizzare viabilità ad hoc con materiale inerte.

A questo proposito è opportuno precisare che non sono previsti interventi di adeguamento della viabilità pubblica pre-esistente al fine di consentire il transito dei mezzi idonei al montaggio e alla manutenzione.

La cantierizzazione dei terreni e l'esecuzione dei lavori sarà effettuata in fasi successive.

L'organizzazione delle aree cantierate (aree di deposito, impianti di cantiere, recinzioni, segnaletica) sarà effettuata secondo la specifica normativa di settore e come delineato all'interno del piano di sicurezza e coordinamento che sarà redatto in fase di progettazione costruttiva.

Si rimanda per maggiori dettagli all'elaborato *"Inquadramento aree di cantiere su CTR"*.

Per quanto riguarda i costi di costruzione e il relativo cronoprogramma si rimanda rispettivamente alle relazioni dedicate *"Computo Metrico Estimativo"* e *"Cronoprogramma"*.

00	12-12-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

5 Gestione impianto / manutenzione

La conduzione dell'impianto agri-voltaico in condizione di regolare esercizio sarà di tipo non presidiato. Il sistema SCADA precedentemente descritto consentirà infatti di monitorare da remoto tutte le grandezze ed i parametri necessari per verificarne il corretto funzionamento, e di inviare segnali/comandi/setpoint di funzionamento ai principali componenti di impianto. Il controllo e monitoraggio dell'impianto sarà possibile anche in locale, ovvero tramite postazione PC ubicata nella cabina O&M.

L'intervento in campo è previsto per le varie attività di manutenzione ordinaria/programmata, con cadenze variabili in funzione della tipologia di attività da effettuare, di cui si riporta un elenco non esaustivo:

- Manutenzione del verde, così come indicato nello Studio Impatto Ambientale (*DI057VIATRSIA1P*);
- Manutenzione delle coltivazioni, così come indicato nella Relazione pedo-agronomica e di progetto agricolo (*DI060VIATR1P*);
- Pulizia periodica della superficie frontale dei moduli FV, nonché dei sensori per la misura dell'irraggiamento solare;
- Pulizia periodica degli invasi;
- Controllo visivo dello stato di moduli FV e strutture di sostegno;
- Verifica e manutenzione periodica degli inverter di stringa, come prescritto dal produttore;
- Verifica e manutenzione dei quadri elettrici e della relativa componentistica;
- Controllo e manutenzione di cavidotti ed impianti di messa a terra;
- Controllo visivo, ed eventuale manutenzione, delle recinzioni e degli impianti antintrusione.

Solo in caso anomalie di funzionamento (es. allarmi rilevati da remoto) è previsto l'intervento in campo di ditte esterne specializzate.

Al fine di minimizzare i tempi di indisponibilità dell'impianto e massimizzarne la produzione energetica, si prevede di mantenere una minima scorta di parti di ricambio all'interno del container adibito a magazzino ubicato presso i campi FV.

Per ulteriori dettagli in merito alle attività di gestione e manutenzione dell'impianto si rimanda alla relazione dedicata (*DI018COMTR1P - Piano di gestione e manutenzione*).

00	12-12-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

6 Dismissione

La vita di utile di un impianto di generazione fotovoltaico è stimata in almeno 40 anni, pari alla durata del contratto stipulato con i proprietari terrieri. Al termine di questa vita utile si procederà alternativamente:

- allo smantellamento dell'impianto;
- al suo potenziamento in base alle nuove tecnologie che verranno presumibilmente sviluppate.

Considerando l'ipotesi di smantellamento dell'impianto, sarà individuata una data ultima dell'esercizio, dopo la quale inizierà una fase di dismissione e demolizione, che restituirà le aree al loro stato originario, ovvero allo stato preesistente prima della costruzione dell'impianto, come previsto anche nel comma 4 dell'art.12 del D. Lgs. 387/2003.

Con "dismissione e demolizione" si intende rimozione del generatore fotovoltaico in tutte le sue componenti, conferendo il materiale di risulta agli impianti a tale scopo deputati dalla normativa di settore per lo smaltimento ovvero per il recupero.

Con il ripristino dei terreni vengono inoltre individuate le modalità operative di ripristino dei luoghi allo stato ante operam.

I tempi previsti per adempiere alla dismissione dell'intero impianto agrovoltico sono di circa 6 mesi e i relativi costi sono circa 1'003'005,11 €

Per ulteriori dettagli in merito alle fasi di dismissione dell'impianto si rimanda all'elaborato dedicato "*Piano di dismissione e smaltimento*" (DI022COMTR1P).

00	12-12-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione