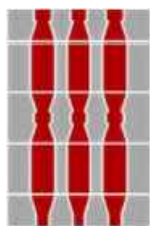


Regione Umbria



Provincia di Terni



Comune di Orvieto



Regione Lazio



Provincia di Viterbo



Comune di Bagnoregio



Committente:

RWE

RWE RENEWABLES ITALIA S.R.L.

via Andrea Doria, 41/G - 00192 Roma

P.IVA/C.F. 06400370968

PEC: rwerenewablesitaliasrl@legalmail.it

Titolo del Progetto:

IMPIANTO AGRIVOLTAICO "DEIMOS"

DELLA POTENZA DI PICCO PARI A 43.243,46 kWp UBICATO NEI COMUNI DI ORVIETO (TR) E BAGNOREGIO (VT) E DELLE OPERE CONNESSE NEL COMUNE DI CASTEL GIORGIO (TR)

Documento:

PROGETTO DEFINITIVO

N° Documento:

RWE-BGR-RGI

ID PROGETTO:	RWE-BGR	DISCIPLINA:	PD	TIPOLOGIA:	R	FORMATO:	A4
--------------	----------------	-------------	-----------	------------	----------	----------	-----------

Elaborato:

Relazione generale illustrativa

FOGLIO:	1 di 1	SCALA:	-	Nome file:	RWE-BGR-RGI.pdf
---------	---------------	--------	---	------------	------------------------

Progettazione:



SR International S.r.l.

C.so Vittorio Emanuele II, 282-284 - 00186 Roma

Tel. 06 8079555 - Fax 06 80693106

C.F e P.IVA 13457211004

Progettista:

dott. ing. Andrea Bartolazzi



Rev.	Data Revisione	Descrizione Revisione	Redatto	Controllato	Approvato
00	20/11/2023	Prima emissione	SR International	RWE	RWE

INDICE

INDICE.....	1
INDICE DELLE FIGURE	2
INDICE DELLE TABELLE.....	2
1 PREMESSA.....	3
2 SOCIETÀ PROPONENTE	4
3 UBICAZIONI DELL'IMPIANTO AGRIVOLTAICO E DELLE OPERE DI CONNESSIONE.....	5
4 NORMATIVA IN MATERIA AMBIENTALE.....	6
5 INQUADRAMENTO TERRITORIALE.....	7
5.1 Inquadramento ambientale	7
5.2 Inquadramento paesaggistico.....	8
5.3 Strumento urbanistico vigente.....	11
5.4 Inquadramento geologico, geomorfologico e sismico	11
5.5 Valutazione Preventiva dell'Interesse Archeologico.....	12
5.6 Aree idonee per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili	12
6 DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO AGRIVOLTAICO	15
7 PIANO AGRIVOLTAICO	15
8 ENERGIA PRODUCIBILE.....	16
9 RISPARMIO DI COMBUSTIBILE ED EMISSIONI EVITATE IN ATMOSFERA	17
9.1 Risparmio di combustibile	17
9.2 Emissioni evitate in atmosfera	17
10 ANALISI DEI COSTI	18
11 ELEMENTI DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO.....	18
11.1 Moduli fotovoltaici.....	18
11.2 Inverter multistringa	19
11.3 Cabina elettrica di trasformazione BT/MT	21
11.4 Cabina di raccolta	21
11.5 Cabina control room.....	21
11.6 Cavi elettrici.....	22
11.7 Volumi di scavo delle linee elettriche interrate	22
11.8 Strutture di sostegno dei moduli FV	24
11.9 Impianto generale di terra	25
12 CAVIDOTTO IN MT E CONNESSIONE ALLA RETE ELETTRICA.....	26
13 STRADA DI ACCESSO AL SITO	27
14 VIABILITÀ INTERNA E RECINZIONI.....	27
15 OPERE DI MITIGAZIONE.....	28

16	TEMPISTICA DI REALIZZAZIONE, MODALITÀ DI ESECUZIONI DEI LAVORI.....	30
17	PRODUZIONE DI RIFIUTI.....	30
18	DISMISSIONE IMPIANTO	31

INDICE DELLE FIGURE

<i>Figura 1 – Inquadramento progettuale su ortofoto.....</i>	<i>5</i>
<i>Figura 2 – Layout impianto e cavidotti su Carta Rete Natura 2000</i>	<i>7</i>
<i>Figura 3 – Layout dell’area di intervento (in blu) su aree tutelate per legge – PTPR Lazio.....</i>	<i>8</i>
<i>Figura 4 – Layout dell’area di intervento (in blu) su aree tutelate per legge – PPR Umbria</i>	<i>10</i>
<i>Figura 5 – Stralcio identificazione aree idonee D.lgs. 199/2021 - art. 20, comma 8 lett. c-quater</i>	<i>14</i>
<i>Figura 6 – Sistema agrivoltaico</i>	<i>16</i>
<i>Figura 7 – Tipologia di modulo utilizzato nel progetto con P=590 Wp</i>	<i>19</i>
<i>Figura 8 – Modello inverter Huawei con potenza nominale di 330 kVA: caratteristiche tecniche ..</i>	<i>20</i>
<i>Figura 9 – Prospetto cabina di raccolta</i>	<i>21</i>
<i>Figura 10 – Strutture di sostegno dei moduli “tracker”</i>	<i>24</i>
<i>Figura 11 – Strutture di sostegno dei moduli fissa a terra inclinate di 25°</i>	<i>25</i>
<i>Figura 12 – Opere utenza di connessione alla RTN</i>	<i>26</i>
<i>Figura 13 – Inquadramento area di intervento</i>	<i>27</i>
<i>Figura 14 – Sesto di impianto composto da olivi</i>	<i>29</i>

INDICE DELLE TABELLE

<i>Tabella 1 – Risparmio di combustibile in TEP.....</i>	<i>17</i>
<i>Tabella 2 – Emissioni evitate in atmosfera</i>	<i>17</i>

1 PREMESSA

Il presente progetto ha come obiettivo la realizzazione di una centrale per la produzione di energia da fonte rinnovabile (Sole) tramite l'impiego di tecnologia fotovoltaica integrata con la produzione agricola. La realizzazione dell'opera prevede l'utilizzo di moduli in silicio monocristallino installati a terra sia su strutture di supporto ad inseguimento monoassiale solare (tracker) che su strutture fisse a terra; tuttavia non si esclude la possibilità di ricorrere ad alcune varianti progettuali per incrementare la produttività dell'impianto, anche in funzione dei futuri sviluppi di mercato ed alle disponibilità dei componenti.

Il progetto prevede la produzione di energia elettrica "green" ovvero senza emissioni di sostanze inquinanti, allineandosi con le politiche comunitarie e nazionali, coniugando la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile con la tutela dell'attività agricola, nonché con elevati standard di sostenibilità agronomica, ambientale, naturalistica. Quindi consente di azzerare la combustione fossile, permettendo così una soluzione minimamente impattante sull'uomo e sull'ambiente circostante.

Il Soggetto Responsabile della realizzazione dell'impianto agrivoltaico, denominato "Deimos", di Orvieto (TR) e Bagnoregio (VT) e delle opere di connessione alla RTN nel comune di Castel Giorgio (TR), è la Società RWE RENEWABLES ITALIA S.r.l., con sede a Roma, in via Andrea Doria 41G, cap 00192, e P.IVA 06400370968.

SR International S.r.l. è una società di consulenza e progettazione operante nel settore delle fonti rinnovabili di energia, in particolare solare fotovoltaica ed eolica. Per la realizzazione del progetto in esame essa funge da soggetto di riferimento per il supporto tecnico-progettuale.

L'impianto in progetto comporta un significativo contributo alla produzione di energie rinnovabili e prevede la totale cessione dell'energia, secondo le vigenti norme, alla rete della società Terna S.p.A., proprietaria della Rete elettrica di Trasmissione Nazionale.

Il sistema adottato consentirà la perfetta integrazione fra l'impianto di intercettazione della risorsa energetica solare con il paesaggio circostante. Inoltre ampio spazio sarà destinato alla realizzazione di opere di mitigazione ambientale.

Il Piano nazionale integrato per l'Energia ed il Clima (PNIEC) è lo strumento con il quale ogni Stato, in coerenza con le regole europee vigenti, stabilisce i propri contributi agli obiettivi europei sull'efficienza energetica e sulle fonti rinnovabili e quali sono i propri obiettivi in tema di sicurezza energetica, mercato unico dell'energia e competitività. Nel 2019 il piano in via di sviluppo è il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima 2030, che è uno strumento fondamentale che segna l'inizio di un importante cambiamento nella politica energetica e ambientale del nostro Paese verso la decarbonizzazione.

Il Piano, come previsto dal Regolamento del Parlamento Europeo e del Consiglio 2016/0375 sulla Governance dell'Unione dell'energia, si struttura in 5 linee d'intervento, che si svilupperanno in maniera integrata: dalla decarbonizzazione all'efficienza e sicurezza energetica, passando attraverso lo sviluppo del mercato interno dell'energia, della ricerca, dell'innovazione e della competitività.

L'obiettivo è quello di realizzare una nuova politica energetica che assicuri la piena sostenibilità ambientale, sociale ed economica del territorio nazionale e accompagni tale transizione.

Il piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima 2030, ha come obiettivi:

- Grande crescita del fotovoltaico: +30GW, sia a terra sia sugli edifici;
- Riduzione di consumi ed emissioni nel settore residenziale e terziario: - 7Mtep;
- Decarbonizzazione dei trasporti: -8 Mtep di peroliferi, +2 Mtep di rinnovabili;
- Elettrificazione dei consumi: +1,6 Mtep tra trasporto, residenziale e terziario;
- Riduzione della dipendenza energetica: dal 77% al 63%.

Il progetto in esame risulta in linea con il suddetto Piano in quanto consente la produzione di energia da fonti rinnovabili, contribuendo alla diminuzione dei consumi e delle emissioni inquinanti.

2 SOCIETÀ PROPONENTE

La società proponente è RWE RENEWABLES ITALIA S.r.l, che opera nel mercato libero dell'energia elettrica e si occupa di sviluppo e realizzazione di impianti per la produzione di energia proveniente da fonti rinnovabili, in particolare da fonte Solare-Fotovoltaica. Ai fini del presente progetto agrivoltaico proposto, RWE RENEWABLES ITALIA S.r.l detiene la disponibilità delle aree di impianto a fronte di un regolare contratto preliminare di diritto superficario sottoscritto in forma notarile.

Denominazione della Società: RWE RENEWABLES ITALIA S.r.l.

Sede legale

Comune: ROMA

Provincia: RM

Indirizzo: via Andrea Doria 41G

CAP: 00192

PEC: rwerenewablesitaliasrl@legalmail.it

P.IVA e C.F.: 06400370968

3 UBICAZIONI DELL'IMPIANTO AGRIVOLTAICO E DELLE OPERE DI CONNESSIONE

L'impianto agrivoltaico, di potenza di picco pari a 43.243,46 kWp, è ubicato in Provincia di Terni nel comune di Orvieto ed in Provincia di Viterbo nel comune di Bagnoregio. I terreni appartengono a diversi proprietari e sono censiti al Catasto Terreni di:

- Foglio 230 del comune di Orvieto, particelle 7, 12, 13, 40, 77, 78, 81, 82, 86, 87, 88, 89, 91, 92, 109;
- Foglio 231 del comune di Orvieto, particelle 38, 42, 110, 111, 112, 113;
- Foglio 1 del comune di Bagnoregio, particelle 4, 5, 6, 7, 33, 35, 148, 150, 153, 154, 193.

I riferimenti cartografici della Carta Tecnica Regionale in scala 1:10.000 e della Carta d'Italia IGM in scala 1:25.000 sono rappresentati da:

- Elementi CTR n. 334130, 334090, 334050, 333080;
- Tavoleta 137 IV-NO "Bolsena", Tavoleta 130 III-SO "Castel Giorgio".

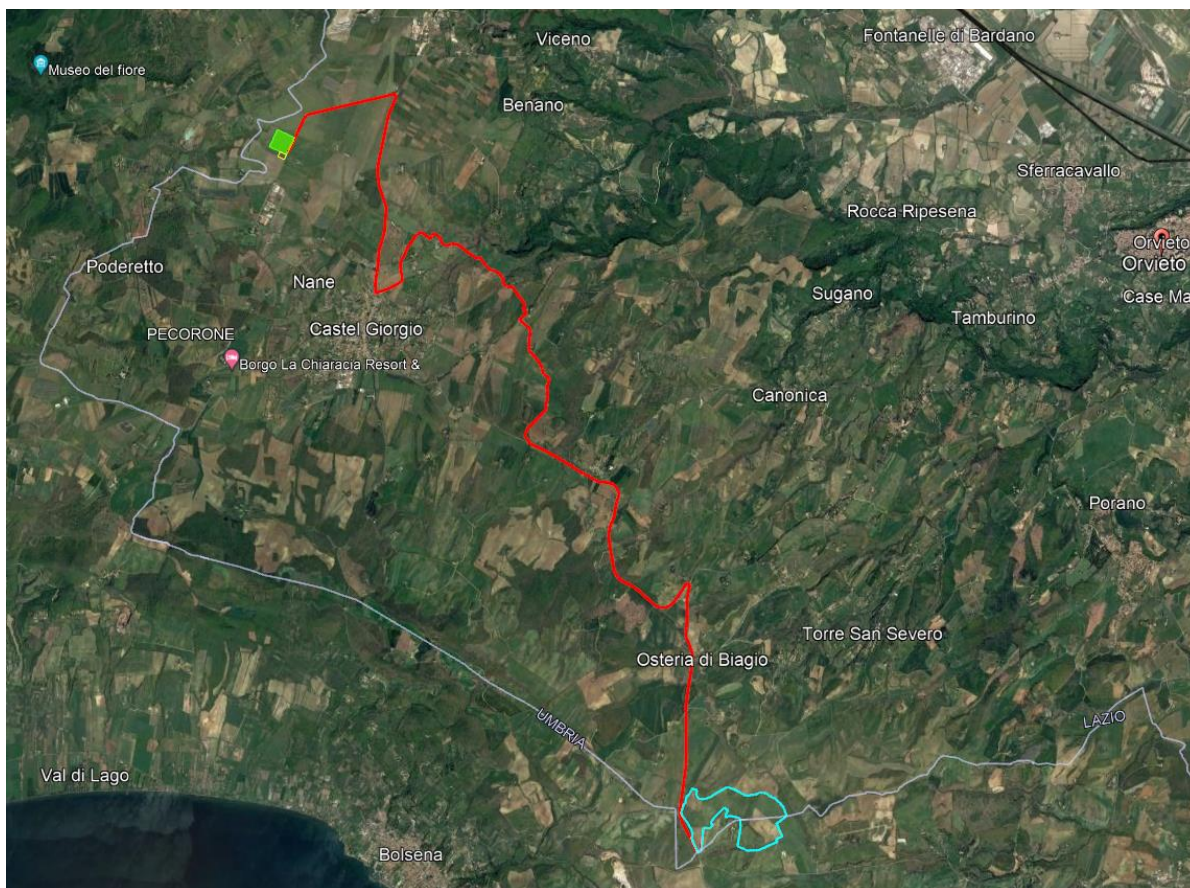


Figura 1 – Inquadramento progettuale su ortofoto

La Figura 1 seguente riproduce l'inquadratura su ortofoto dell'area di impianto FV con indicazione dettagliata delle opere di connessione alla RTN di Terna SpA, contenute nel preventivo di connessione.

Di seguito sono riportate le coordinate dell'area d'impianto e della Stazione Utente MT/AT:

- Area impianto: 257053,5 E; 4726230,6 N;
- Stazione Utente MT/AT: 251596,85 E; 4735161,78 N.

4 NORMATIVA IN MATERIA AMBIENTALE

- DM 10-09-2010 - Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili - Pubblicato nella Gazz. Uff. 18 settembre 2010, n. 219;
- PTPR "Piano Territoriale Paesistico Regionale" approvato con Deliberazione del Consiglio Regionale n. 5 del 21 aprile 2021;
- D.Lgs. n.152/2006 "Norme in materia ambientale";
- D. Lgs. 16 gennaio 2008, n. 4, "Ulteriori disposizioni correttive e integrative al D. Lgs. 3 aprile 2006, n. 152, recante norme in materia ambientale" - pubblicato sul supplemento ordinario alla GU n. 24 del 29 gennaio 2008;
- P.E.A.R. (Piano Energetico Ambientale Regionale) della Regione Lazio, adottato con DCR 14 febbraio 2001, n. 45 (e s.m.i.);
- Decreto legislativo 16 giugno 2017, n. 104 - Attuazione della direttiva 2014/52/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 16 aprile 2014, che modifica la direttiva 2011/92/UE, concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati, ai sensi degli articoli 1 e 14 della legge 9 luglio 2015, n. 114;
- SEN (Strategia Energetica Nazionale) - pubblicato con decreto interministeriale del 10 novembre 2017 dal Ministero dello Sviluppo Economico e dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare;
- PNIEC (Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima) - pubblicato il 21 gennaio del 2020 dal Ministero dello Sviluppo Economico, predisposto con il Ministero dell'Ambiente e della tutela del territorio e del mare e il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, ed inviato alla Commissione europea in attuazione del Regolamento (UE) 2018/1999.

5 INQUADRAMENTO TERRITORIALE

5.1 Inquadramento ambientale

I terreni destinati ad ospitare il campo fotovoltaico non ricadono in aree soggette a tutela naturalistica di alcun tipo.

Attorno alle aree di cui all'oggetto ad oltre 2,0 km in linea d'aria, direzione sud-est, troviamo la Zona di Protezione Speciale (ZPS) "Monti Vulsini" identificati dal codice Natura 2000 IT6010008, così come indicato dal D.M. del 3 aprile 2000, ai sensi della Direttiva Habitat (93/43) ed ai sensi della Direttiva Uccelli (79/409) dell'Unione Europea e ss.mm.ii., mentre a circa 4,0 km in linea d'aria direzione sud-est troviamo il Sito di Importanza Comunitaria nonché Zona di Protezione Speciale (ZPS) "Calanchi di Civita di Bagnoregio", identificato dal codice Natura 2000 IT6010009, e in direzione sud-est la Zona di Protezione Speciale (ZPS) "Lago di Bolsena, Isola Bisentina e Martana" identificata dal codice Natura 2000 IT6010055.

Per maggiori dettagli si rimanda alla VINCA allegata allo Studio di Impatto Ambientale a firma del Dott. A. Chiocchio. Quest'ultima ha quindi evidenziato l'assenza di impatti diretti o indiretti su habitat prioritari, in quanto non presenti nell'area di studio, nonché l'assenza di incidenze negative significative sulla flora e fauna all'interno e all'esterno dei siti NATURA 2000. Tuttavia, seguendo il principio della precauzione, sono state prescritte misure di mitigazione ed opere di compensazione atte a mantenere la connettività ambientale tra le aree protette e quelle circostanti. Le misure di mitigazione sono state adottate nel progetto in oggetto al fine consentire una corretta integrazione dell'impianto fotovoltaico all'interno dell'ecosistema sul quale si inserisce.



Figura 2 – Layout impianto e cavidotti su Carta Rete Natura 2000

5.2 Inquadramento paesaggistico

Con Deliberazione del Consiglio Regionale nr.5 del 21/04/2021 viene approvato il PTPR che subentra a quello adottato con deliberazioni di Giunta Regionale n. 556 del 25 luglio 2007 e n. 1025 del 21 dicembre 2007, entrambe pubblicate sul BUR del 14 febbraio 2008, n. 6, supplemento ordinario n. 14, e sostituisce i Piani Territoriali Paesistici.

Nelle tavole di progetto del PTPR che riportano "Beni Paesaggistici", si evince che l'area di progetto è attualmente libera da vincoli paesaggistici come riportato in uno stralcio in Figura 3. Si rimanda alla consultazione della tavola allegata *RWE-BGR-LO-06-1*.

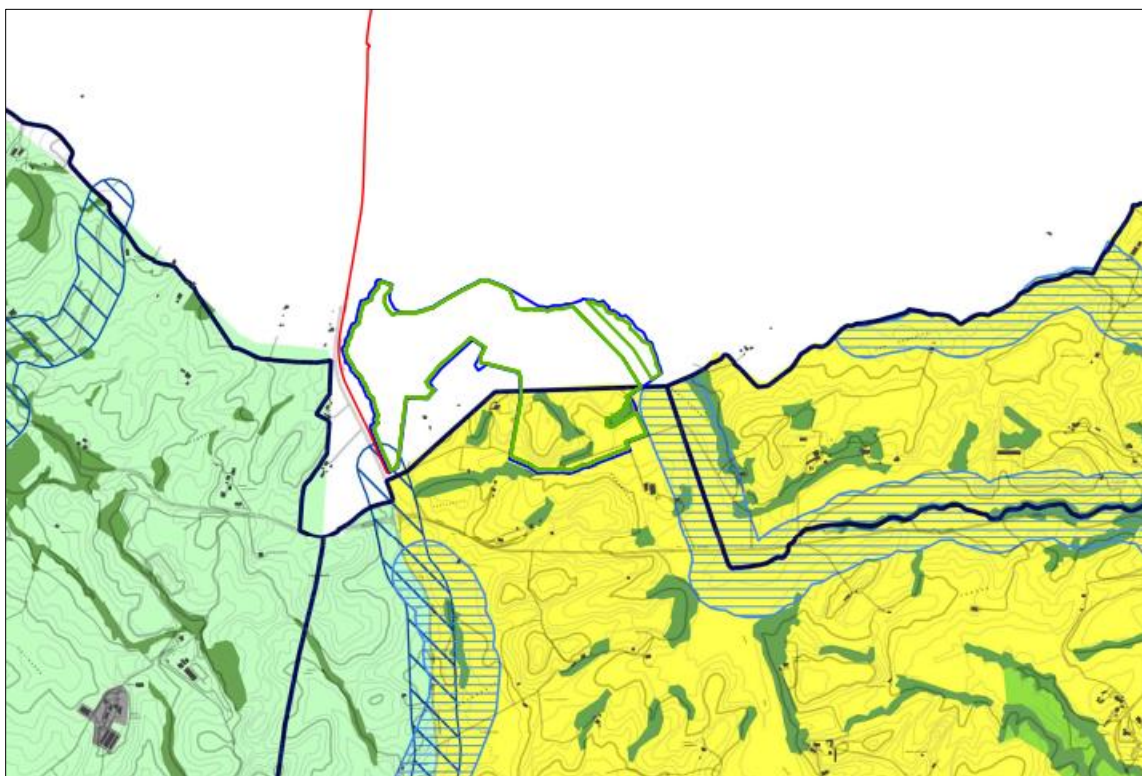


Figura 3 – Layout dell'area di intervento (in blu) su aree tutelate per legge – PTPR Lazio

Dato che le perimetrazioni riportate nelle Tavole B "Beni Paesaggistici" individuano le parti del territorio in cui le norme del PTPR hanno natura prescrittiva, sull'area di progetto le norme e le prescrizioni riportate nella Tavola A "Paesaggio Agrario di Valore", nella Tavola C e nella Tavola D non risultano vincolanti, in quanto l'impianto è stato progettato completamente al di fuori delle fasce di rispetto imposte dalle norme.

In Umbria il Piano Paesaggistico Regionale (PPR) è lo strumento unico di pianificazione paesaggistica del territorio regionale che, nel rispetto della Convenzione europea del Paesaggio e del Codice per i Beni culturali e il Paesaggio di cui al D.Lgs. 22 gennaio 2004, n. 42, mira a governare le trasformazioni del territorio al fine di mantenere i caratteri identitari peculiari del paesaggio umbro perseguendo obiettivi di qualità paesaggistica.

Il Piano è articolato in due distinti Volumi:

- Volume 1 “Per una maggiore consapevolezza del valore del paesaggio. Conoscenze e convergenze cognitive” ricomprendente il Quadro Conoscitivo e il Quadro Strategico del Paesaggio regionale;
- Volume 2 “Per un miglior governo del paesaggio: tutele, prescrizioni e regole” ricomprendente il Quadro di Assetto del Paesaggio regionale con il Quadro delle Tutele e le Disposizioni di Attuazione.

La Giunta regionale con DGR n. 43 del 23 gennaio 2012, successivamente integrata con DGR n. 540 del 16 maggio 2012 ha preadottato, ai sensi dell'art. 18 della Legge Regionale 26 giugno 2009, n.13, la Relazione Illustrativa del Piano Paesaggistico Regionale con il relativo Volume 1, mentre i lavori del Comitato Tecnico Paritetico proseguono per l'elaborazione dei contenuti del Volume 2.

Il portale cartografico della Regione Umbria, denominato Umbriageo, ha prodotto un Webgis attraverso il quale è possibile visualizzare le perimetrazioni dei beni paesaggistici soggetti a tutela ai sensi degli artt.136 e 142 del D.Lgs. 42/2004 e s.m.i. Come visibile dalla figura che segue, l'area d'impianto non ricade in aree vincolate.



Figura 4 – Layout dell'area di intervento (in blu) su aree tutelate per legge – PPR Umbria

Il percorso del cavidotto in MT di collegamento tra l'area di impianto e la stazione utente di trasformazione interseca una fascia di rispetto dei "corsi delle acque pubbliche" (torrente Romealla), come è possibile osservare dalla consultazione della tavola allegata *RWE-BGR-LO-06-2*. L'attraversamento avverrà in TOC, perfettamente in linea con la normativa regionale vigente.

Si rimanda per ogni dettaglio alla Relazione Paesaggistica allegata.

5.3 Strumento urbanistico vigente

I terreni su cui si intende sviluppare l'impianto agrivoltaico in studio ricadono all'interno di aree definite:

- ZONA E – Sottozona E2 Agricola: appartengono a tale zona le parti del territorio comunale destinate ad uso agricolo (Programma di Fabbricazione del comune di Bagnoregio);
- Zona E Agricola (Piano Regolatore Generale del comune di Orvieto).

Si rimanda per ogni dettaglio alla consultazione della tavola allegata *RWE-BGR-LO-04-1* e *2* che riportano l'inquadramento urbanistico.

5.4 Inquadramento geologico, geomorfologico e sismico

L'area di studio è riportata nel Foglio n. 130 "Orvieto" e n. 137 "Viterbo", della Carta Geologica d'Italia in scala 1:100.000, nel seguente lavoro si fa riferimento alla Carta Geologica della Regione Lazio e Umbria in scala 1:10.000, digitalizzate in scala 1:5.000.

Il sito in esame (area impianto agrivoltaico) è posizionato sul confine tra Lazio e Umbria in Loc. Casa Nuova a quote comprese tra 538-588 s.l.m m circa, mentre il cavidotto interrato, partendo dall'area dell'impianto in Loc. Casa Nuova a quota di circa 580 s.l.m., dopo un percorso di circa 17 km verso NW, raggiungerà la zona dove è prevista la realizzazione di una nuova SS TERNA e la stazione di trasformazione utente (SEU), nel Comune di Castel Giorgio (TR) a quota di circa 544 s.l.m.

In generale l'area è posizionata sul versante orientale del Distretto Vulcanico Vulsino; la geologia di superficie dell'area è caratterizzata da depositi vulcanici del Pleistocene Medio riferibili al Complesso Vulcanico "Vulsino". Le vulcaniti, in profondità, poggiano attraverso una superficie di discontinuità stratigrafica su depositi marini del Pleistocene Inferiore.

Morfologicamente, il paesaggio è costituito da rilievi collinari dolci e sub – tabulari caratteristici dei depositi vulcanici Vulsini, a bassa energia di rilievo; che formano dei plateau ignimbrici e lavici.

L'impianto agrivoltaico è previsto sul confine tra Lazio e Umbria in Loc. Casa Nuova a quote comprese tra 538-588 s.l.m; l'area presenta una morfologia sub – tabulare caratterizzata da depositi vulcanici, degradante con una pendenza del 10-15 % verso Sud-Est.

Per quanto riguarda la stabilità geomorfologica del sito dell'impianto agrivoltaico, vista la segnalazione di due processi gravitativi (nella zona NW dell'impianto) nella cartografia ufficiale dell'Autorità di bacino distrettuale dell'Appennino Centrale, "inventario dei fenomeni franosi e situazioni rischio frana" Tavola 141, è stato eseguito uno studio più approfondito, in base al quale, allo stato attuale, si può desumere che non vi sono fenomeni di instabilità che interessano l'area in esame, e che la realizzazione dell'intervento, con le opportune tecniche e prescrizioni di legge, non comporterà aggravii alla stabilità dell'area.

Visto che l'impianto agrivoltaico e le opere di connessione sono previste tra le regioni di Lazio e Umbria, con i Comuni di Bagnoregio (VT), Orvieto (TR) e Castel Giorgio (TR), sono state considerate le normative regionali di entrambe le regioni.

In data 22/05/2009, con Deliberazione n.387, la Giunta Regionale del Lazio in ottemperanza all'OPCM 3519/06, ha approvato la "Riclassificazione sismica del territorio della Regione Lazio", inserendo il Comune di Bagnoregio (VT), in cui è sita l'area di studio, nella sottozona sismica 2B.

Con la Delibera di Giunta Regionale 18 settembre 2012, n.1111 "Aggiornamento della classificazione sismica del territorio regionale dell'Umbria" i territori comunali di Orvieto e Castel Giorgio (TR) vengono classificati in zona sismica 3.

Si rimanda alla consultazione della relazione geologica allegata a firma del Dott. Geol. Luca Costantini.

5.5 Valutazione Preventiva dell'Interesse Archeologico

L'area così definita è stata oggetto di uno studio sistematico e finalizzato, attraverso un approccio multidisciplinare, all'individuazione, all'analisi ed all'interpretazione in senso diacronico delle testimonianze archeologiche esistenti nel comparto territoriale in esame.

I dati relativi al Rischio Archeologico inerente al Progetto, comprese le relative opere accessorie, sono stati sintetizzati graficamente nella Carta del Rischio Archeologico Relativo, la cui definizione dei gradi di potenziale archeologico è sviluppata sulla base di quanto indicato nella Circolare 1/2016, Allegato 3, della Direzione Generale Archeologia. I dati acquisiti hanno permesso di effettuare un'analisi complessiva e quanto più possibile esaustiva del rischio archeologico. Nell'area sottoposta ad indagine non è stato rinvenuto alcun resto di tipo archeologico. Si rimanda alla consultazione della relazione archeologica allegata *RWE-BGR-VPIA* redatta dal Dott. Muratore.

5.6 Aree idonee per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili

L'articolo 20 del D.lgs. 199/2021 "Attuazione della direttiva 2018/2001/Ue sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili" reca la "Disciplina per l'individuazione di superfici e aree idonee per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili". Nello specifico viene di seguito riportato il comma 8 dell'articolo citato.

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

a) i siti ove sono già installati impianti della stessa fonte e in cui vengono realizzati interventi di modifica, anche sostanziale, per rifacimento, potenziamento o integrale ricostruzione, eventualmente abbinati a sistemi di accumulo, che non comportino una variazione dell'area occupata superiore al 20 per cento. Il limite percentuale di cui al primo periodo non si applica per gli impianti fotovoltaici, in relazione ai quali la variazione dell'area occupata è soggetta al limite di cui alla lettera c-ter), numero 1);

b) le aree dei siti oggetto di bonifica individuate ai sensi del Titolo V, Parte quarta, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152;

c) le cave e miniere cessate, non recuperate o abbandonate o in condizioni di degrado ambientale, o le porzioni di cave e miniere non suscettibili di ulteriore sfruttamento.

c-bis) i siti e gli impianti nelle disponibilità delle società del gruppo Ferrovie dello Stato italiane e dei gestori di infrastrutture ferroviarie nonché delle società concessionarie autostradali.

c-bis.1) i siti e gli impianti nella disponibilità delle società di gestione aeroportuale all'interno dei sedimi aeroportuali, ivi inclusi quelli all'interno del perimetro di pertinenza degli aeroporti delle isole minori, di cui all'allegato 1 al decreto del Ministro dello sviluppo economico 14 febbraio 2017, pubblicato nella Gazzetta ufficiale n. 114 del 18 maggio 2017, ferme restando le necessarie verifiche tecniche da parte dell'Ente nazionale per l'aviazione civile (Enac).

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

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

2) le aree interne agli impianti industriali e agli stabilimenti, questi ultimi come definiti dall'articolo 268, comma 1, lettera h), del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, nonché le aree classificate agricole racchiuse in un perimetro i cui punti distino non più di 500 metri dal medesimo impianto o stabilimento;

3) le aree adiacenti alla rete autostradale entro una distanza non superiore a 300 metri.

c-quater) 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 tre chilometri per gli impianti eolici e di cinquecento metri per gli impianti fotovoltaici. Resta ferma, nei procedimenti autorizzatori, la competenza del Ministero della cultura a esprimersi in relazione ai soli progetti localizzati in aree sottoposte a tutela secondo quanto previsto all'articolo 12, comma 3-bis, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387."

L'area di progetto risulta **idonea ai sensi della lettera c-quater del comma 8 dell'articolo 20 del D.199/2021**; nello specifico nella figura seguente viene riportato un inquadramento dell'area di progetto rispetto ai criteri di idoneità di cui al comma c-quater in esame.

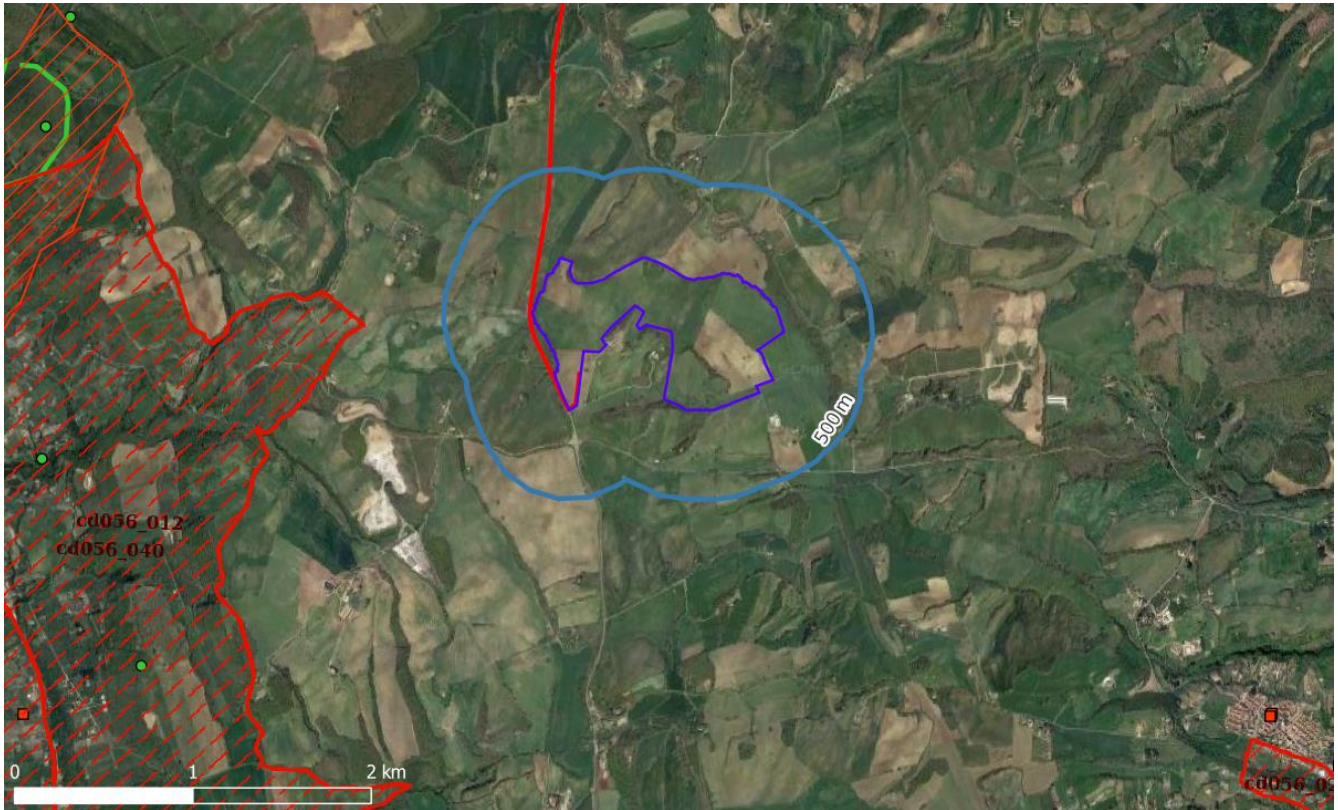


Figura 5 – Stralcio identificazione aree idonee D.lgs. 199/2021 - art. 20, comma 8 lett. c-quater

6 DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO AGRIVOLTAICO

L'impianto agrivoltaico sarà realizzato sia su strutture metalliche ad inseguitori solari monoassiali, con sistema back-tracking, del tipo "1-in-portrait", aventi un pitch di circa 5,3 m e sia su strutture fisse, del tipo "2-in-portrait", inclinate con un angolo di Tilt pari a 25° ed un Azimuth di 0°. Le strutture tracker saranno di due tipi: con 13 e 26 moduli; mentre le strutture fisse saranno di tre tipologie e monteranno rispettivamente: 26, 52 e 104 moduli ciascuna. Le strutture fisse avranno due diversi Pitch, dipendenti dalle diverse pendenze del terreno su cui verrà realizzato l'impianto. Infatti, nell'area ovest (denominata Area 1) la distanza di Pitch tra le vele sarà di circa 9 m mentre, nelle Aree 3 e 4, ad Est, il Pitch sarà di 8 m. Verranno utilizzati moduli monocristallini bifacciali, per una potenza nominale installata di circa 43,24 MWp.

Per il layout d'impianto, in questa fase, sono stati scelti moduli bifacciali della potenza nominale di 590 Wp (in condizioni STC) della Jinko, modello 72HL4-BDV, per un totale di circa 73.294 moduli fotovoltaici. I moduli saranno collegati in serie tra loro a formare stringhe da n.26 moduli ciascuna, per una potenza di stringa pari a circa 15,34 kWp. Verranno installati inoltre, inverter multistringa del tipo SUN2000-330KTL-H1 della Huawei, aventi una potenza nominale in uscita trifase in alternata a 800 V pari a 300 kW, per un totale di 125 inverter.

7 PIANO AGRIVOLTAICO

L'impianto in oggetto, realizzato in area agricola, viene definito a tutti gli effetti "IMPIANTO AGRIVOLTAICO AVANZATO" in quanto si caratterizza per un impianto fotovoltaico che adotta soluzioni volte a preservare la continuità delle attività agricole sul sito di installazione attualmente presenti, rispettando i requisiti minimi A, B, C e D1 e D2 introdotti dalla Linee Guida in materia di Impianti Agrovoltaiici alla Parte II art. 2.2, 2.3, 2.4 e 2.6, pubblicati dal MITE nel giugno 2022.

Per la definizione del piano colturale sono state valutate diverse tipologie di colture potenzialmente attuabili, facendo una distinzione tra le aree coltivabili nell'area dell'impianto Agrovoltaiico e la fascia arborea perimetrale. Le considerazioni sono fatte anche in funzione dell'ordinamento ed indirizzo produttivo delle attuali aziende agricole coinvolte.

Di fatto le aree oggetto di intervento in parte vengono già coltivate a foraggiere e pertanto non si riscontrano particolari problematiche nel proseguo della stessa coltivazione, soprattutto in virtù del fatto che servono per il mantenimento del patrimonio zootecnico in allevamento.

Trattasi di coltivazioni temporanee e quindi mantenute solo nei periodi più umidi dell'anno. Si provvederà alla semina delle foraggiere con miscuglio di due o tre specie selezionate di sementi rizzobiate, nella misura di 40/50 q.li/ha, che richiedono pochi interventi per la gestione.

La copertura con manto erboso tra le interfile permetterà di mantenere la fertilità del suolo dove verrà installato l'impianto fotovoltaico, mentre la copertura tra le file sarà utilizzata sia per la fienagione (e quindi fonte di reddito), che destinata al pascolamento da parte del patrimonio zootecnico in allevamento (ovini).

Il miscuglio scelto, dunque, permetterà di ottenere e garantire un foraggio di qualità sia per il pascolamento che per la produzione di foraggio ed insilati necessari per il mantenimento alimentare del patrimonio zootecnico.

Lungo la recinzione perimetrale verrà sistemata anche una fila di piante di olivo (*Olea europea*).

Il principale vantaggio dell'impianto risiede nella completa meccanizzazione delle operazioni colturali.

Completterà l'intervento l'adozione di un apiario che sposa bene la scelta varietale coltivata.



Figura 6 – Sistema agrivoltaico

L'investimento, quindi, può essere considerato positivo per il miglioramento del rapporto reddito netto/ULU.

I risultati dei bilanci aziendale dimostrano come la realizzazione dell'impianto AGRIVOLTAICO non distoglie né dal punto di vista economico che occupazionale l'attività agricola.

Si rimanda alla consultazione della relazione allegata *RWE-BGR-AGR-Relazione pedo-agronomica e piano colturale del sistema agrivoltaico* redatta dal Perito Agrario Fabrizio Vinci.

8 ENERGIA PRODUCIBILE

Il principio progettuale normalmente utilizzato per un impianto fotovoltaico è quello di massimizzare la captazione della radiazione solare annua disponibile. Nella generalità dei casi, il generatore fotovoltaico deve essere esposto alla luce solare in modo ottimale, scegliendo prioritariamente l'orientamento a Sud (per moduli posizionati su strutture fisse al suolo) ed evitando fenomeni di ombreggiamento. In funzione degli eventuali vincoli architettonici della struttura che ospita il generatore stesso, possono comunque essere adottati orientamenti diversi e sono ammessi fenomeni di ombreggiamento, purché adeguatamente valutati. Perdite d'energia dovute a tali fenomeni incidono sul costo del kWh prodotto e sul tempo di ritorno dell'investimento, quanto più il fenomeno è amplificato.

Nel calcolo dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico bisogna tenere conto oltre che dai valori climatici relativi all'area d'impianto (irraggiamento, umidità, temperatura, ecc...) anche dell'efficienza dei moduli fotovoltaici, del rendimento di tutti i componenti elettrici facenti parte del sistema e dell'ombreggiamento.

Il valore della produzione di energia elettrica annua dell'impianto fotovoltaico in oggetto, ottenuto dalla simulazione mediante il software PVSYST, risulterà essere pari a circa 72,39 [GWh/a], mentre le ore di funzionamento equivalenti annue sono circa 1.674 kWh/kWp/anno. La producibilità dell'impianto FV verrà riportata in dettaglio nella relazione allegata *RWE-BGR-SP-Stima di produzione*.

9 RISPARMIO DI COMBUSTIBILE ED EMISSIONI EVITATE IN ATMOSFERA

Considerando l'intero ciclo di vita (LCA) dei materiali per realizzare i moduli e gli impianti fino allo smaltimento dei rifiuti in discarica al termine dell'operatività, il carico totale delle emissioni e di almeno un ordine di grandezza più basso della quantità di emissioni specifiche che accompagnano la produzione dei kWh convenzionali. Le emissioni prodotte sono essenzialmente concentrate nella fase di realizzazione industriale ed in quella di montaggio dei componenti elettrici e opere civili.

Durante le fasi di costruzione e di smantellamento si realizzeranno movimenti di terra per l'apertura di percorsi, depositi, spianamenti, ecc. Ciò implicherà un aumento della polvere sospesa che comunque rimarrà confinata nella zona circostante in cui è stata emessa, situata lontano dalla popolazione. Il traffico di macchinari e veicoli pesanti comporterà inoltre l'emissione in atmosfera di particelle inquinanti (CO₂, CO, NO_x e composti organici volatili) ma il numero di camion utilizzati sarà esiguo e, comunque, limitato nel tempo. Durante la vita operativa dell'impianto non si avrà alcuna emissione di inquinanti, salvo quella che potrà derivare dall'occasionale transito di veicoli per le operazioni di manutenzione o da incidenti straordinari.

9.1 Risparmio di combustibile

Un utile indicatore per definire il risparmio di combustibile derivante dall'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili è il fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh].

Questo coefficiente individua le T.E.P. (Tonnellate Equivalenti di Petrolio) necessarie per la realizzazione di 1 MWh di energia, ovvero le TEP risparmiate con l'adozione di tecnologie fotovoltaiche per la produzione di energia elettrica.

Risparmio di combustibile	
Fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh]	0,187
TEP risparmiate in 1 anno	13.537,31
TEP risparmiate in 25 anni	338.432,80

Tabella 1 – Risparmio di combustibile in TEP

9.2 Emissioni evitate in atmosfera

Inoltre, l'impianto fotovoltaico consente la riduzione di emissioni in atmosfera delle sostanze che hanno effetto inquinante e di quelle che contribuiscono all'effetto serra.

Emissioni evitate in atmosfera	CO ₂	CO	SO _x	
Fattori di emissione della produzione elettrica nazionale [g/kWh]	491,00	0,0977	0,0636	
Emissioni evitate in 1 anno [kg]	35.544.493,08	7.072,70	4.604,13	
Emissioni evitate in 25 anni [kg]	888.612.327,12	176.817,56	115.103,35	
Emissioni evitate in atmosfera	NO _x	NH ₃	PM ₁₀	COVNM
Fattori di emissione della produzione elettrica nazionale [g/kWh]	0,2274	0,0005	0,0054	0,0838
Emissioni evitate in 1 anno [kg]	16.461,95	36,20	390,92	6.066,45
Emissioni evitate in 25 anni [kg]	411.548,76	904,90	9.772,93	151.661,33

Tabella 2 – Emissioni evitate in atmosfera

10 ANALISI DEI COSTI

Ai fini della stima complessiva dei costi di realizzazione dell'impianto fotovoltaico si è redatto un computo metrico estimativo. Il computo è suddiviso in categorie e sottocategorie in funzione della tipologia di lavorazioni.

I prezzi della parte impiantistica e tecnologica sono rapportati al momento della redazione del presente progetto. L'analisi prezzi, soprattutto per quanto riguarda i cavi, è stata elaborata in funzione dei prezzi odierni conoscendo a priori la volatilità dei costi del rame e la inattendibilità dei prezzi ufficiali non aggiornati alle variazioni di mercato.

Tutti i costi di realizzazione delle opere al netto di IVA, sono riportati all'interno dell'Allegato *RWE-BGR-CME-Computo Metrico Estimativo*, a cui si rimanda per ogni dettaglio.

11 ELEMENTI DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Gli elementi principali del sistema fotovoltaico in progetto sono:

- *Moduli fotovoltaici;*
- *Inverter multistringa (CC/AC);*
- *Cabina elettrica di trasformazione (BT/MT);*
- *Cabina di consegna;*
- *Cabina control room;*
- *Cavi elettrici;*
- *Strutture di supporto dei moduli (tracker e fissi);*
- *Impianti elettrici ausiliari;*
- *Impianto generale di Terra.*

Gli elementi riportati nel seguente progetto sono da considerarsi indicativi e potranno essere suscettibili di modifiche. Ciò si rende necessario per garantire, in fase costruttiva, l'utilizzo di componenti tecnologicamente più avanzati che al contempo abbiano una maggiore reperibilità sul mercato. Si sottolinea che, vista la rapidissima evoluzione del mercato dei moduli fotovoltaici e di altri dispositivi elettrici, sono in previsione significativi miglioramenti di efficienza sia per le celle che compongono la base produttiva del modulo sia per la resa nel tempo del modulo stesso.

Per i calcoli di dimensionamento dei cavi elettrici e per maggiori dettagli tecnici circa i componenti elettrici costituenti l'impianto FV, si rimanda alla relazione tecnica elettrica *RWE-BGR-RTE* allegata.

11.1 Moduli fotovoltaici

Per il layout d'impianto sono stati scelti moduli fotovoltaici bifacciali della Jinko Solar, del tipo 72HL4-BDV 590W, della potenza nominale di 590 Wp (o similari) in condizioni STC. Verranno installati 73.294 moduli.

I moduli sono in silicio monocristallino con caratteristiche tecniche dettagliate riportate nella tabella seguente. Ogni modulo dispone inoltre di diodi di by-pass alloggiati in una cassetta IP65 e posti in antiparallelo alle celle così da salvaguardare il modulo in caso di contro-polarizzazione di una o più celle dovuta ad ombreggiamenti o danneggiamenti.

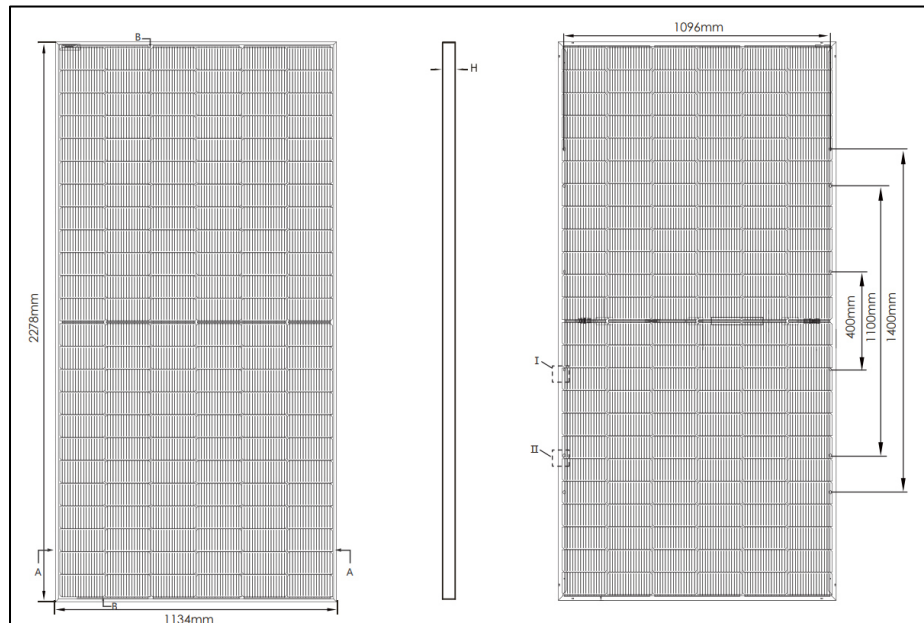


Figura 7 – Tipologia di modulo utilizzato nel progetto con $P=590$ Wp

11.2 Inverter multistringa

Per la conversione dell'energia elettrica prodotta da continua in alternata a 50 Hz sono previsti inverter multistringa, con elevato fattore di rendimento, posizionati a lato delle strutture metalliche. La tipologia dell'inverter utilizzato è il modello della Huawei SUN2000-330KTL-H1 (o similare) avente una potenza nominale in uscita in AC di 300 kW e tensione nominale fino a 1500 V, con funzionalità in grado di sostenere la tensione di rete e contribuire alla regolazione dei relativi parametri. Questo tipo di inverter, oltre a possedere un ottimo rendimento, è raccomandabile soprattutto se il generatore agrivoltaico è composto da numerose superfici parziali o se è parzialmente ombreggiato.

Efficiency	
Max. Efficiency	≥99.0%
European Efficiency	≥98.8%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Number of MPP Trackers	6
Max. Current per MPPT	65 A
Max. PV Inputs per MPPT	4/5/5/4/5/5
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Output	
Nominal AC Active Power	300,000 W
Max. AC Apparent Power	330,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	330,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	216.6 A
Max. Output Current	238.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Total Harmonic Distortion	< 1%
Protection	
Smart String-Level Disconnect(SSLD)	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
AC Grounding Fault Protection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,048 x 732 x 395 mm
Weight (with mounting plate)	≤108 kg
Operating Temperature Range	-25 °C ~ 60 °C
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless

Figura 8 – Modello inverter Huawei con potenza nominale di 330 kVA: caratteristiche tecniche

11.3 Cabina elettrica di trasformazione BT/MT

Per l'impianto FV in oggetto saranno installate n.12 cabine elettriche di trasformazione, una per ciascun sottocampo del lotto FV (due per ogni impianto), all'interno delle quali sono installati trasformatori trifase isolati in olio di potenza variabile compresa tra 2000÷2500 kVA.

Le dimensioni della generica cabina di trasformazione monoblocco prefabbricata sono circa: 16 x 3,2 x 3,2 m e verranno interrate con scavo opportunamente dimensionato in fase esecutiva.

Si rimanda alla relazione elettrica *RWE-BGR-RTE* ed alle tavole allegate nelle quali viene rappresentata la planimetria e i prospetti della cabina di trasformazione.

11.4 Cabina di raccolta

Sarà installata una cabina elettrica di raccolta (CDR) nella quale convergeranno i collegamenti elettrici tra le cabine elettriche CTi dei vari sottocampi e si collegherà al quadro in MT della SEU. Il manufatto conterrà al suo interno equipaggiamenti elettromeccanici completi di organi di manovra e sezionamento in MT, eventuale trasformatore MT/BT aux, eventuale gruppo elettrogeno, apparecchiature per il telecontrollo, automazione e telegestione, misure con contatore, quadri in BT.

Le dimensioni minime della cabina saranno pari a circa 20 x 3,2 x 3,2 m. La struttura sarà adibita all'alloggiamento delle apparecchiature elettromeccaniche in BT e MT. I quadri elettrici saranno posizionati su un supporto di acciaio utilizzando i supporti distanziatori. La planimetria della cabina di raccolta e lo schema unifilare di connessione con la SEU, sono riportate nella tavola *RWE-BGR-IE-05* allegata al seguente progetto.

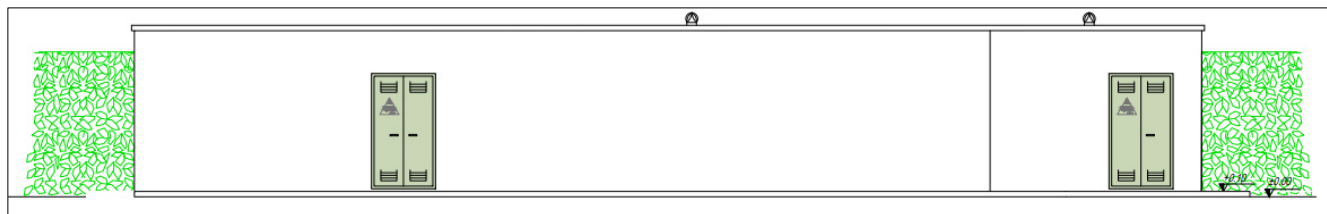


Figura 9 – Prospetto cabina di raccolta

11.5 Cabina control room

In prossimità della cabina di raccolta è previsto l'installazione di una cabina in calcestruzzo, adibita ai servizi di monitoraggio e controllo dell'intero campo agrivoltaico. Le dimensioni della control room sono pari a circa: 10,0 x 8,0 x 3,2 m. All'interno della control room saranno presenti i seguenti dispositivi principali:

- Un armadio Rack contenente tutte le apparecchiature necessarie al corretto monitoraggio della produzione dell'impianto agrivoltaico e il rilevamento di eventuali anomalie;
- Un armadio Rack contenente tutte le apparecchiature necessarie al corretto funzionamento dell'impianto di videosorveglianza;

Un sistema di condizionamento per mantenere costante la temperatura interna e garantire il corretto funzionamento delle apparecchiature elettriche.

11.6 Cavi elettrici

Per il collegamento elettrico tra le stringhe dei moduli ed il proprio inverter, verranno utilizzati cavi unipolari del tipo TECSUN (PV) PV1-F 0,6/1kV AC (o similari), opportunamente dimensionati e fissati sotto le strutture dei moduli in canaline per la maggior parte del percorso, interrati per un breve tratto fino all'inverter.

Per quanto riguarda la connessione elettrica tra il singolo inverter multistringa e la cabina di trasformatore BT/MT, le linee elettriche di alimentazione dei servizi ausiliari, i collegamenti dei quadri elettrici in BT, le linee in BT per l'illuminazione, ecc...sono stati scelti cavi del tipo FG16R16 0,6/1 kV, opportunamente dimensionati e posati sia in tubi che direttamente interrati.

I cavi utilizzati in MT per la connessione tra:

- le cabine elettriche di trasformazione;
- le cabine elettriche con la cabina di raccolta;
- la CDR con la SEU;

saranno del tipo:

- ARE4H5(AR)E (o similari) unipolari, con conduttore in alluminio, del tipo "air-bag", disposto a trifoglio negli scavi;
- ARE4H5(AR)EX (o similari) unipolari, cordati ad elica visibile, con conduttore in alluminio, del tipo "air-bag", disposto a trifoglio negli scavi;

In particolare, i collegamenti elettrici in MT nell'area 1 e 4 avverranno con cavi cordati, mentre le restanti connessioni utilizzeranno l'altra tipologia di cavo.

Le sezioni dei cavi scelte per la progettazione, sono riportate in maniera dettagliata nella relazione tecnica elettrica *RWE-BGR-RTE* e nella relazione tecnica dei cavidotti *RWE-BGR-RTC* allegate.

11.7 Volumi di scavo delle linee elettriche interrate

Di seguito sono riportati i volumi di scavo delle linee elettriche interrate nel progetto fotovoltaico:

Calcolo Volumi di Scavo – Fondazioni Cabine elettriche (CTi)

Lunghezza sezione di scavo:	16,0 m
Larghezza sezione di scavo:	3,2 m
Profondità sezione di scavo:	0,5 m
N. Cabine:	12
<u>Volume di scavo:</u>	307,2 m ³

Calcolo Volumi di Scavo – Fondazioni Cabina di raccolta (CDR)

Lunghezza sezione di scavo:	20,0 m
Larghezza sezione di scavo:	3,2 m

Profondità sezione di scavo:	0,5 m
N. Cabine:	1
<u>Volume di scavo:</u>	32,0 m ³

Calcolo Volumi di Scavo – Cavidotti bt in c.c. tra stringhe ed inverter

Lunghezza sezione di scavo:	1.650 m
Larghezza sezione di scavo:	variabile
Profondità sezione di scavo:	0,6-0,9 m
<u>Volume minimo di scavo:</u>	593 m ³

Calcolo Volumi di Scavo – Cavidotti bt in c.a.inverter e cabine trafo

Lunghezza sezione di scavo:	5.953 m
Larghezza sezione di scavo:	variabile
Profondità sezione di scavo:	0,6-0,9 m
<u>Volume max Totale di scavo:</u>	2.108 m ³

Calcolo Volumi di Scavo – Cavidotti bt in c.a.illuminazione e videosorveglianza

Lunghezza sezione di scavo:	7.000 m
Larghezza sezione di scavo:	0,5 m
Profondità sezione di scavo:	0,6 m
<u>Volume Totale di scavo:</u>	2.100 m ³

Calcolo Volumi di Scavo – Cavidotti MT interni all'area d'impianto

Lunghezza sezione di scavo:	5.202 m
Larghezza sezione di scavo:	variabile
Profondità sezione di scavo:	1,2 m
<u>Volume Totale di scavo:</u>	3.831 m ³

Calcolo Volumi di Scavo – Cavidotto MT esterno fino alla SEU

Lunghezza sezione di scavo:	17.750 m
Larghezza sezione di scavo:	1,0 m

Profondità sezione di scavo:	1,2 m
<u>Volume Totale di scavo:</u>	21.300 m ³

11.8 Strutture di sostegno dei moduli FV

Il progetto in oggetto prevede l'utilizzo sia di strutture fisse a terra che tracker.

La tipologia di tracker monoassiale utilizzato nel progetto è del tipo "1 in portrait", che prevede il montaggio di n.1 moduli fotovoltaici in verticale sull'asse di rotazione.

Questa tipologia di struttura di supporto è del tipo inseguitori solari monoassiali (o similari): si tratta di un sistema costituito da un'asse di rotazione su cui vengono installati i moduli fotovoltaici il quale si posa su fondazioni a vite o a palo in acciaio zincato infisso direttamente nel terreno ed interrato ad una profondità opportuna, dipendente dal carico e dal tipo di terreno stesso. Il sistema è perfettamente compatibile con l'ambiente, non prevede che si impregnino le superfici, non danneggia il terreno e non richiede la realizzazione di plinti in cemento armato.



Figura 10 – Strutture di sostegno dei moduli "tracker"

Il tracker orizzontale monoassiale, mediante opportuni dispositivi elettromeccanici, segue il sole tutto il giorno da est a ovest sull'asse di rotazione orizzontale nord-sud (inclinazione 0 °). Il sistema di backtracking inoltre controlla e assicura che una serie di pannelli non oscuri gli altri pannelli adiacenti, quando l'angolo di elevazione del sole è basso nel cielo, cioè ad inizio e fine giornata.

Le strutture che sostengono i moduli fotovoltaici verranno posizionate in file contigue, compatibilmente con le caratteristiche plano altimetriche puntuali del terreno; la distanza tra gli assi delle file è stata valutata, al fine di evitare mutui ombreggiamenti tra i moduli, di circa 5,3 m.

La struttura di supporto fissa a terra utilizzata in questa fase di progettazione verrà realizzata in profilati di alluminio e bulloneria in acciaio e avranno la caratteristica di poter essere infisse nel terreno senza bisogno di alcun tipo di fondazione in CLS, compatibilmente alle caratteristiche geotecniche del terreno e alle prove penetrometriche che verranno effettuate in fase esecutiva.

Inoltre, come certificato dal costruttore, le strutture sono in grado di supportare il peso dei moduli anche in presenza di raffiche di vento di elevata velocità, di neve e altri carichi accidentali. Il supporto del pannello è costituito da due piedi infissi nel terreno ad una profondità minima di 2 m, le cui altezze dal piano di terra minima e massima sono rispettivamente pari a circa 1,2 m e 3,3 m ciascuna. Le strutture, del tipo "2-in-portrait", saranno inclinate di 25° con un azimuth di 0° e Pitch variabile dipendentemente dalla pendenza del terreno. Ciascuna delle file di moduli fotovoltaici risulterà sorretta da due profili trasversali in alluminio i quali, a loro volta, saranno vincolati al telaio sottostante per mezzo di opportuni ganci. Le strutture verranno posizionate in file contigue, compatibilmente con le caratteristiche plano altimetriche puntuali del terreno; la distanza di Pitch tra le file delle strutture è stata valutata, al fine di minimizzare i mutui ombreggiamenti tra i moduli, di circa 9 m per i moduli posizionati nell'Area 1, mentre di circa 8 m, per i restanti moduli nelle aree 3 e 4, questo per via della maggiore pendenza del terreno nella prima area rispetto alle altre.

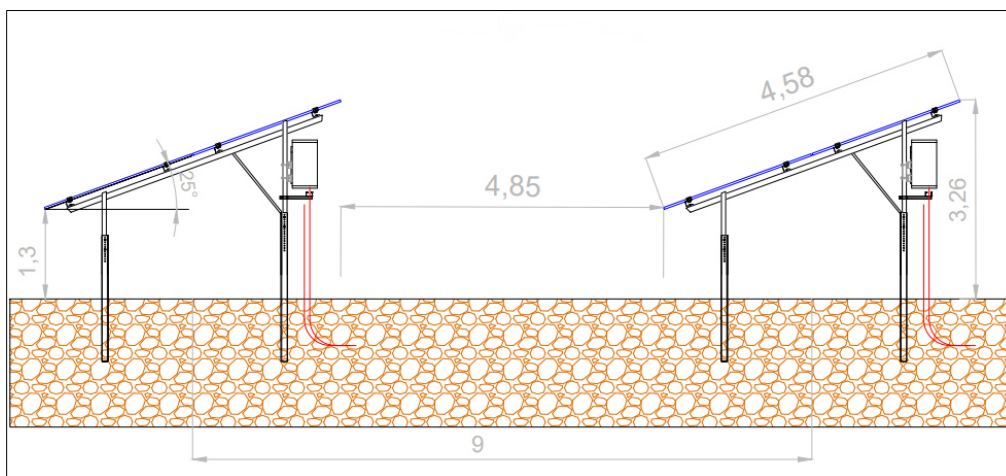


Figura 11 – Strutture di sostegno dei moduli fissa a terra inclinate di 25°

11.9 Impianto generale di terra

L'impianto di terra sarà progettato e realizzato secondo la normativa vigente a valle della comunicazione della corrente di guasto fornita dal distributore di energia elettrica. Esso verrà realizzato all'interno dell'impianto fotovoltaico, per ragioni di equipotenzialità, sarà unico sia per la bassa che per la media tensione.

L'impianto di terra sarà progettato tenendo conto anche delle caratteristiche elettriche del terreno e del tempo di intervento delle protezioni per guasto a terra, nel rispetto delle normative CEI e antinfortunistiche.

12 CAVIDOTTO IN MT E CONNESSIONE ALLA RETE ELETTRICA

L'energia elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico verrà trasportata in MT mediante cavidotto interrato di lunghezza di circa 17,7 km su percorso stradale fino alla stazione utente di trasformazione MT/AT 30/132 kV, alla quale sarà collegata sullo stallo dedicato in AT a 132 kV al suo interno, come rappresentato in figura. Si rimanda alla consultazione della tavola allegata *RWE-BGR-PTO-05-Planimetria SEU su mappa catastale*.

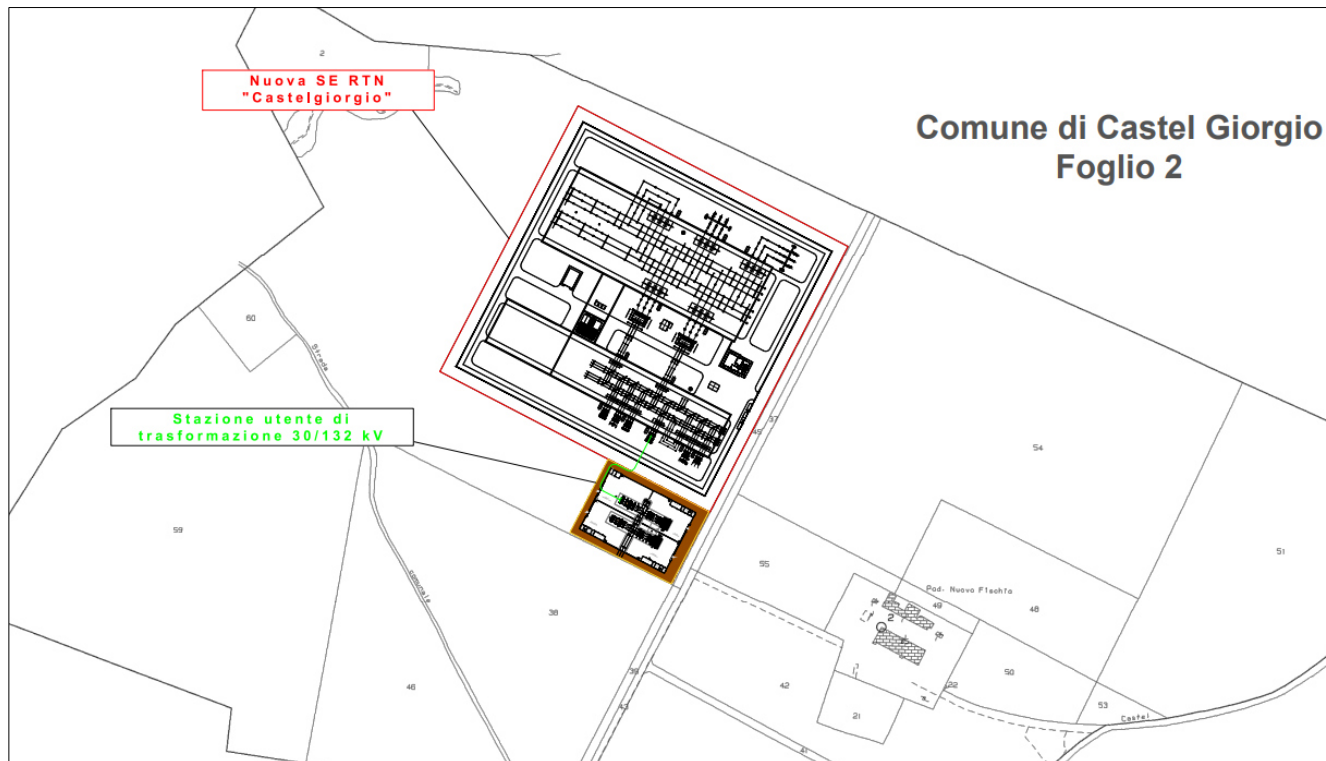


Figura 12 – Opere utenza di connessione alla RTN

Come riportato nel preventivo di connessione, dovranno essere realizzate la seguente opera di rete:

- una nuova stazione elettrica di trasformazione (SE) 380/132 kV della RTN da inserire in entrata - esce sull'elettrodotto RTN a 380 kV della RTN "Roma Nord - Pian della Speranza".

La nuova SE di trasformazione 132-380 kV verrà realizzata all'interno del territorio comunale di Castel Giorgio (TR), in località "Torraccia", su un terreno prevalentemente pianeggiante e posizionata a ridosso della linea aerea a 380 kV della RTN "Roma Nord - Pian della Speranza", sulla Particella 44, del Foglio 2, del Comune di Castel Giorgio. La futura stazione (SE) necessita di un'area di sedime che sviluppi all'incirca 6,45 ha di superficie. Le opere di rete sono state già benestriate da Terna in data 11/08/2023 ed autorizzate in VIA ministeriale dal progetto dell'impianto eolico "Phobos" della medesima società proponente RWE RENEWABLES ITALIA S.r.l.

13 STRADA DI ACCESSO AL SITO

Il raggiungimento del sito è agevole e raggiungibile da parte dei mezzi standard che dovranno trasportare le componenti dell'impianto. Queste ultime, non essendo di considerevoli dimensioni e peso, non necessitano di particolari adeguamenti della viabilità e restrizioni al normale traffico di zona.

Dalla strada Strada Statale SS71 "Umbro Casentinese Romagnola", strada di collegamento tra la cittadina di Montefiascone, in provincia di Viterbo, con Ravenna, è possibile raggiungere l'Area di progetto.

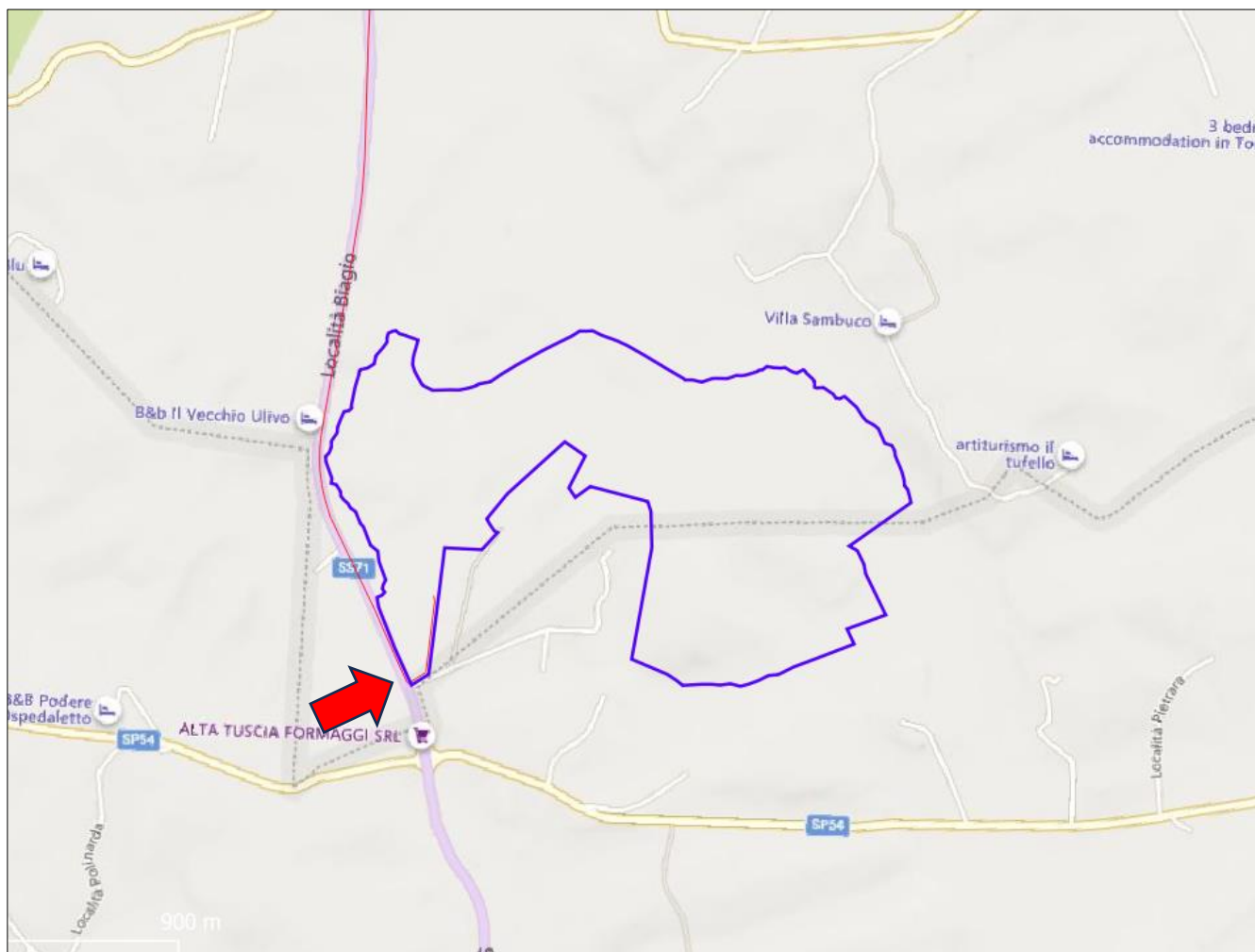


Figura 13 – Inquadramento area di intervento

14 VIABILITÀ INTERNA E RECINZIONI

L'impianto sarà dotato di viabilità interna e perimetrale, accessi carrabili, recinzione perimetrale, sistema di illuminazione e videosorveglianza.

La viabilità perimetrale così come quella interna sarà larga dai 4 ai 5 m; entrambi i tipi di viabilità saranno realizzati in battuto e ghiaia (materiale inerte di cava a diversa granulometria proveniente dalla cava limitrofa).

Oltre alla viabilità è prevista la realizzazione della recinzione che corre lungo tutto il perimetro dell'area di progetto, ivi incluse le aree da destinare a prato, e verrà realizzata con rete in acciaio zincato plastificata verde alta 2 m, collegata a pali di ferro 2,4 m infissi direttamente nel suolo per una profondità di 60 cm senza opere in c.a., sopraelevata di 20 cm per facilitare il passaggio della fauna all'interno dell'impianto.

Infine tra le opere edili si annovera l'impianto di illuminazione a LED notturna del parco per la sicurezza contro i furti e la manutenzione dell'impianto stesso. Per consentire il passaggio della fauna selvatica di piccola taglia saranno realizzati dei passaggi di dimensioni 20 x 100 cm ogni 100 m di recinzione. Il sistema di illuminazione e videosorveglianza sarà montato su pali in acciaio zincato fissati al suolo con plinto di fondazione in cls armato. I pali avranno una altezza massima di circa 3 m, saranno dislocati ogni 40 m di recinzione e su di essi saranno montati i corpi illuminanti (che si attiveranno in caso di allarme/intrusione) e le videocamere del sistema di sorveglianza.

I cavi di collegamento del sistema saranno alloggiati nello scavo perimetrale già previsto per il passaggio dei cavidotti dell'impianto fotovoltaico.

15 OPERE DI MITIGAZIONE

Considerando la tipologia dei terreni, sia per ubicazione che per la natura, è nata la necessità di creare soluzioni di mitigazione dell'impatto visivo attraverso la messa a dimora di essenze autoctone sempreverdi tipiche delle zone agrarie, del contesto paesaggistico di riferimento e che fossero di integrazione al reddito annuale delle aziende agricole coinvolte.

Le tipologie arboree ed arbustive varieranno in funzione delle diverse aree dell'impianto da mitigare e della visibilità dello stesso da strade e punti di interesse pubblico. Le specie scelte faranno parte integrante e sostanziale del contesto naturalistico e paesaggistico di riferimento, senza l'integrazione di elementi estranei all'abita in cui verranno inseriti.

Preso atto che i seminativi sono destinati essenzialmente all'alimentazione del patrimonio zootecnico in allevamento, la mitigazione che è stata pensata e progettata si caratterizza in due diverse fasce/strati:

- STRATO APICALE (Alto);
- STRATO BASALE (Basso).

Verranno impiantati sull'area del parco AGRIVOLTAICO le seguenti qualità arboreo arbustive:

- CIPRESSO (*Cupressus sempervirens*) Strato Apicale (Lungo la strada Regionale 71 Ter)
- LECCIO (*Quercus ilex*) Strato Apicale (lungo la Strada Regionale 71 Ter ed all'interno di alcune aree dell'impianto agrivoltaico)
- CERRO (*Quercus cerris*) – Strato Apicale (lungo la Strada Regionale 71 Ter)
- ACERO (*Acer campestre*)
- CASTAGNO (*Castanea sativa*) – negli impluvi
- PIOPPA (*Populus nigra*) – negli impluvi

- OLIVO (Olea europea varietà Frantoio, Leccino e Canino) Strato Apicale (lungo il perimetro dell'interno agricolo)
- ALLORO (Laurus nobilis)

La struttura di questa "siepe" sarà paragonabile quindi a quella di una vegetazione spontanea soprattutto nel rispetto delle componenti vegetazionali ivi presenti e che verranno opportunamente mantenute.

Tra gli effetti positivi vi è la creazione/mantenimento di microhabitat idonei alla nidificazione e/o allo stanziamento occasionale di fauna avicola ed entomofauna.

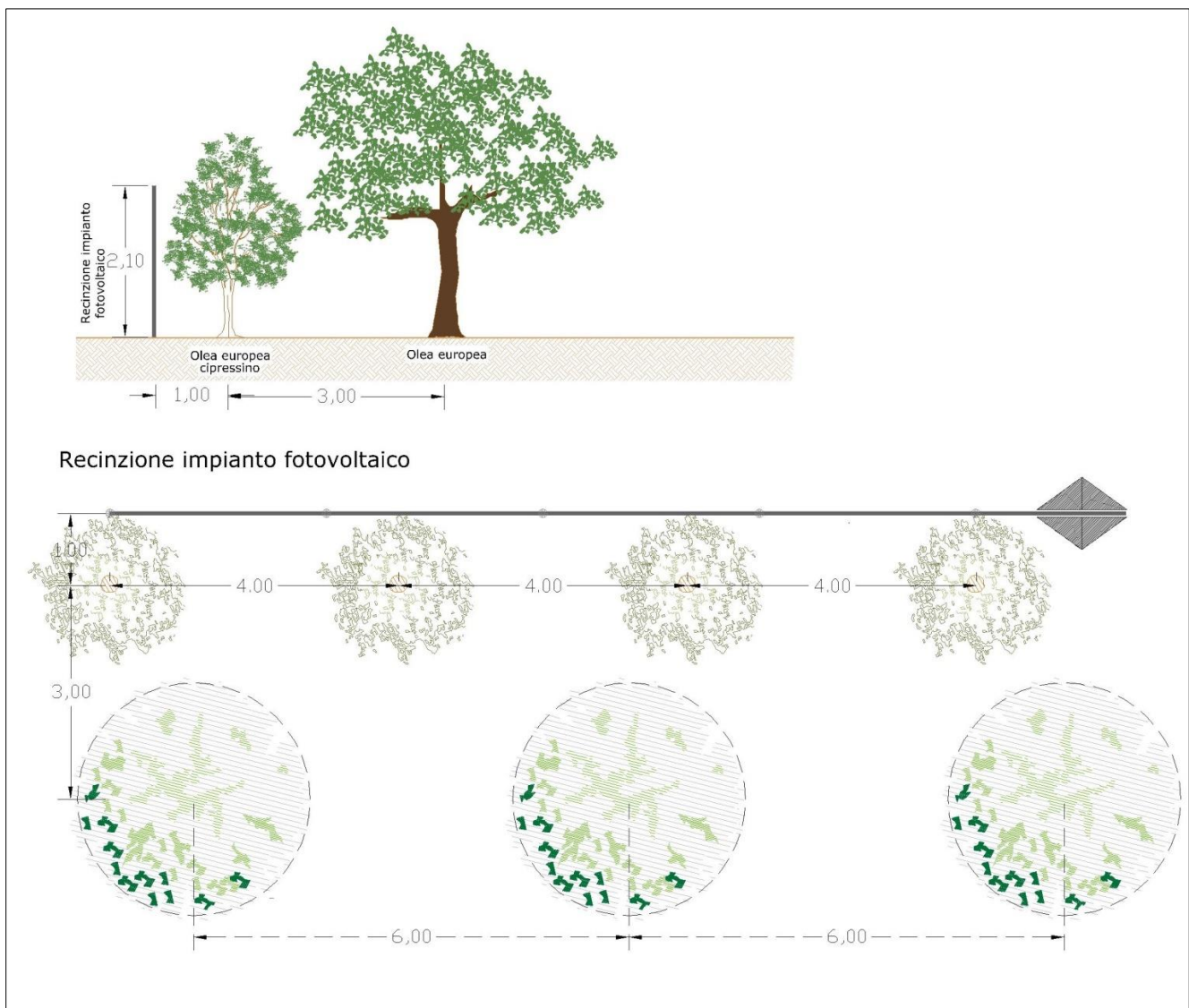


Figura 14 – Sesto di impianto composto da olivi

16 TEMPISTICA DI REALIZZAZIONE, MODALITÀ DI ESECUZIONI DEI LAVORI

La superficie interessata dalle lavorazioni è di circa 69 ha, all'interno della quale, oltre alle opere elettriche (moduli fv, cavidotti e cabine) si realizzeranno le recinzioni, le relative opere di mitigazione e la contestuale viabilità interna. La realizzazione dell'impianto in oggetto si prevede per una durata di circa 7 mesi.

Le opere civili del campo fotovoltaico sono ridotte al minimo e riguardano esclusivamente le fondazioni dei volumi tecnici (cabine e control room); in relazione alle caratteristiche geotecniche del sito e dei carichi sul terreno, si prevedono esclusivamente fondazioni dirette ovvero plinti e platee. I volumi tecnici e le relative fondazioni sono concentrati nella fascia immediatamente a ridosso della viabilità di accesso proveniente dalla strada:

- area destinata alla control room ed alle cabine elettriche;
- area riservata alla logistica di cantiere (baraccamenti imprese);
- area dedicata allo stoccaggio dei materiali / componenti di costruzione e delle attrezzature e mezzi per eseguire le lavorazioni.

La logistica di cantiere sarà supportata dai necessari approvvigionamenti di acqua, corrente elettrica e saranno predisposti idonee modalità di gestione delle acque nere.

L'acqua verrà fornita tramite autobotti sia per l'uso sanitario che per la gestione del cantiere.

In via preliminare le fasi di cantiere sono così riassumibili:

- opere generali di installazione del cantiere e messa in sicurezza dell'area
- opere provvisoriale
- scavi a sezione aperta per viabilità
- movimentazione terra e rocce all'interno del campo
- realizzazione recinzione
- scavi a sezione obbligata per cavidotti
- posa in opera di cavi e relative connessioni
- montaggio sottostrutture
- montaggio moduli FV
- montaggio cabine ed inverter
- opere a verde e di mitigazione
- scantieramento

A seguito della preparazione dei piani di lavori saranno effettuati gli scavi per la realizzazione delle fondazioni superficiali fino alla quota di imposta delle fondazioni dirette.

Le uniche parti interrato previste dal progetto sono indirizzate ai cavidotti che si snodano lungo le stringhe e le strade interne di collegamento; verranno realizzati scavi a sezione obbligata per la posa dei cavi elettrici, tubazioni, reti di raccolta acque, illuminazione e videosorveglianza. Tali trincee raggiungeranno in generale una profondità massima di 1,20.

17 PRODUZIONE DI RIFIUTI

In prossimità degli ingressi sarà prevista una area di sosta temporanea per gli automezzi, tale da garantire il coordinamento in sicurezza del personale all'ingresso del mezzo stesso in cantiere.

Nelle aree immediatamente vicine è previsto lo stoccaggio dei materiali approvvigionati e gli automezzi, al termine dell'attività, accompagnati da un moviere, percorrerà i percorsi fino all'uscita.

Si prevede un'area dedicata all'impianto di lavaggio ruote per i mezzi che lasciano il cantiere al fine di evitare inquinamento della sede stradale pubblica.

Lo stoccaggio dei materiali sarà riposizionato e frazionato secondo le fasi operative che saranno dettagliate nella progettazione esecutiva e costantemente aggiornate in fase di cantiere.

All'interno del cantiere saranno presenti zone per lo stoccaggio rifiuti, differenziati per tipologia: "isola ecologica" e "area scarrabile".

18 DISMISSIONE IMPIANTO

Al termine del periodo di esercizio dell'impianto (25/30 anni) è previsto lo smantellamento delle strutture ed il recupero del sito che potrà essere completamente riportato alla iniziale destinazione d'uso (cfr elaborato *RWE-BGR-PDR*).

Si procederà quindi alla rimozione del generatore fotovoltaico in tutte le sue componenti, conferendo il materiale di risulta agli impianti all'uopo deputati dalla normativa di settore per lo smaltimento ovvero per il recupero. In conseguenza di quanto detto tutti i componenti dell'impianto e gli associati lavori di realizzazione sono stati previsti per il raggiungimento di tali obiettivi.

Lo smantellamento dell'impianto alla fine della sua vita utile avverrà nel rispetto delle norme di sicurezza presenti e future, attraverso una sequenza di fasi operative che sinteticamente sono riportate di seguito:

- disconnessione dell'intero impianto dalla rete elettrica;
- messa in sicurezza;
- smontaggio delle apparecchiature elettriche in campo;
- smontaggio degli inverter, delle cabine di trasformazione;
- smontaggio dei moduli PV nell'ordine seguente: smontaggio dei pannelli; smontaggio delle strutture di supporto e delle viti di fondazione;
- recupero dei cavi elettrici BT ed MT di collegamento tra i moduli, gli inverter di stringa e le cabine di trasformazione;
- demolizione delle eventuali platee in cls a servizio dell'impianto;
- ripristino dell'area di impianto.

La viabilità a servizio dell'impianto sarà smantellata e rinaturalizzata solo limitatamente in quanto essa in parte è costituita da strade già esistenti ed in parte da nuove strade che potranno costituire una rete di tracciati a servizio dell'attività agricola che si svolge all'interno dell'area occupata dal parco fotovoltaico.