

Committente



**X-ELIO LUCERA S.R.L.**

Corso Vittorio Emanuele II n. 349 - 00186 ROMA

Tel.+39 06.8412640 - Fax +39 06.8551726

Partita IVA n° 17129671008



Progettista:



AS S.r.l.: Viale Jonio 95 - 00141 Roma - [info@architetturasostenibile.com](mailto:info@architetturasostenibile.com)

## PROGETTO AGROVOLTAICO "LUCERA"

*Progetto per la realizzazione di un impianto agrovoltaico di potenza pari a 37,256 MWp ,15 MW BESS (4h) e relative opere di connessione alla RTN*

Località

**REGIONE PUGLIA – COMUNI DI LUCERA(FG) E SAN SEVERO (FG)**

Titolo

## STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE (SIA)

Data di produzione 10/05/2024

Revisione del .....

Codice elaborato

AS\_LUC\_SIA

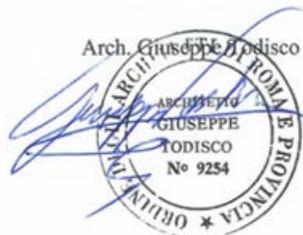
X-ELIO ITALIA S.r.l si riserva tutti i diritti su questo documento che non può essere riprodotto neppure parzialmente senza la sua autorizzazione scritta.

Revisione del .....

Timbro e firma Autore

Timbro e firma Responsabile AS

Timbro e firma X-Elio



## Sommario

1.	Premessa.....	6
2.	Sintesi del progetto .....	8
2.1.	Descrizione sintetica dell'impianto fotovoltaico .....	8
2.2.	Descrizione sintetica dell'impianto agricolo.....	14
3.	Analisi di compatibilità con le normative comunitarie, nazionali, regionali e locali.....	22
3.1.	Piani di carattere Comunitario e Nazionale .....	29
3.1.1.	Next Generation EU & PNRR .....	30
3.1.2.	Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima 2030 (PNIEC) .....	35
3.1.3.	Strategia Europa 2020.....	36
3.1.4.	Pacchetto per l'energia pulita (Clean Energy Package) .....	40
3.1.5.	Piano Nazionale per lo Sviluppo Sostenibile .....	41
3.1.6.	Strategia Energetica Nazionale (SEN) 2017 .....	41
3.1.7.	Programma Operativo Nazionale (PON) 2014/2020 .....	44
3.1.8.	Piano d'Azione Nazionale per le fonti rinnovabili (PAN).....	45
3.1.9.	Piano d'Azione Italiano per l'Efficienza Energetica (PAEE) .....	45
3.1.10.	Piano Nazionale di riduzione delle emissioni di gas serra .....	46
3.1.11.	Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio .....	47
3.1.12.	Programmi di Sviluppo Rurale (PSR) 2014-2020 della Regione Puglia .....	47
3.1.13.	Aree idonee. ....	48
3.2.	Piani di carattere Regionale e sovra-regionale.....	50
3.2.1.	Piano di Assetto Idrogeologico della Regione Puglia (PAI) .....	50
3.2.2.	Rischio Geomorfologico .....	53
3.2.3.	Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (PPTR) .....	56

3.2.4.	Struttura ecosistemico-ambientale .....	58
3.2.5.	Aree non idonee all'installazione di impianti FER .....	60
3.2.6.	Rete natura 2000 e IBA (Important Bird Area) .....	63
3.2.7.	Piano di Tutela delle Acque della Regione Puglia (PTA).....	65
3.2.8.	Parchi e Aree Protette – Ulivi monumentali .....	68
3.2.9.	Piano Regionale Attività Estrattive (PRAE) .....	69
3.2.10.	Sismicità dell'area .....	70
3.3.	Piani di carattere locale (Provinciale e Comunale).....	71
3.3.1.	Piano Territoriale di Coordinamento delle Province (PTCP) .....	71
3.3.2.	Piano Urbanistico Generale del Comune di Lucera (PUG Lucera).....	77
3.3.3.	Piano Urbanistico Generale (PUG San Severo).....	77
3.4.	Sintesi dell'analisi di compatibilità e coerenza .....	78
4.	Descrizione dettagliata del progetto .....	80
4.1.	Caratteristiche del progetto .....	80
4.1.1.	Elementi dell'impianto .....	81
4.1.2.	Cabine di Trasformazione BT/MT .....	88
4.1.3.	Sottostazione Utente Condivisa .....	90
4.1.4.	Opere RTN .....	92
4.1.5.	Impianto di terra .....	92
4.1.6.	Sistema di accumulo a batterie (BESS).....	93
4.1.7.	Stima della produzione dell'impianto fotovoltaico .....	95
4.2.	Fase di costruzione.....	97
4.2.1.	Allestimento del cantiere .....	98
4.2.2.	Percorsi interni.....	99
4.2.3.	Realizzazione manufatti .....	99

---

4.2.4.	Scavi per la posa dei cavi interrati .....	100
4.2.5.	Infissione pali metallici .....	102
4.2.6.	Realizzazione recinzione.....	102
4.2.7.	Dismissione del cantiere.....	102
4.3.	Fase di esercizio .....	102
4.4.	Fase di dismissione.....	103
5.	Alternative di progetto .....	105
5.1.	Alternativa zero.....	105
5.2.	Alternative di localizzazione .....	109
5.3.	Alternative progettuali .....	110
6.	Analisi della qualità ambientale ante-operam .....	112
6.1.	Suolo e sottosuolo.....	112
6.2.	Acqua.....	119
6.3.	Rumore .....	123
6.4.	Paesaggio.....	126
6.5.	Struttura antropica, storico culturale e insediativa.....	127
6.6.	Fauna .....	133
6.7.	Flora.....	134
6.8.	Clima.....	134
6.9.	Radiazione.....	137
6.10.	Aree percorse da incendi .....	139
6.11.	Riflettanza luminosa e visiva – Fenomeno di abbagliamento .....	140
6.13	Vulnerabilità per rischio di gravi incidenti o calamità.....	142
7.	Analisi dell'impatto ambientale post-operam .....	142
7.1.	Fase di realizzazione .....	142

---

Emissioni in atmosfera .....	143
Suolo e sottosuolo .....	144
Emissioni acustiche .....	146
Ambiente idrico .....	147
Paesaggio.....	148
Radiazioni .....	148
7.2. Fase di esercizio .....	148
Emissioni in atmosfera .....	148
Suolo e sottosuolo .....	148
Emissioni acustiche .....	149
Ambiente idrico .....	150
Radiazioni .....	151
7.3. Fase di dismissione .....	151
7.4. Campi Elettromagnetici.....	153
8. Interventi di mitigazione e prevenzione.....	155
8.1. Mitigazione dell'uso del suolo .....	155
8.2. Mitigazione dell'impatto visivo.....	155
8.3. Mitigazioni in base alle Linee guida ARPA.....	160
8.4. Mitigazioni in fase di costruzione .....	164
8.5. Mitigazioni in fase di esercizio .....	166
8.6. Mitigazioni in fase di dismissione .....	167
9. Sintesi non tecnica degli impatti ambientali.....	167
10. Studio degli impatti cumulativi .....	167
11. Conclusioni .....	171
12. Elenco allegati .....	174

## 1. Premessa

Lo Studio di Impatto Ambientale (di seguito indicato anche come SIA), riportato nel presente documento, si riferisce al progetto per la costruzione di un impianto agrovoltaico a terra di potenza pari a 63,623 MWp che la società X-ELIO LUCERA S.r.l. intende realizzare nei Comuni di Lucera (FG) e San Severo (FG); la centrale AgrovFV denominata "LUCERA" sarà collegata a una SSE Utente posta in prossimità della SE TERNA esistente di San Severo. Il presente SIA ha per oggetto l'impianto agrovoltaico, la line di connessione MT interrata di collegamento tra l'impianto e la Stazione di Trasformazione MT/AT Utente Condivisa con altri operatori. La soluzione di connessione di Terna (STMG) prevede la connessione su uno stallo Terna di una Stazione Elettrica (SE) esistente, pertanto nel presente studio non fanno parte le opere di Rete di Trasmissione Nazionale (RTN).

Il soggetto proponente della pratica è la società X-ELIO LUCERA S.r.l. (di seguito X-ELIO), con sede legale a Roma, in Corso Vittorio Emanuele II, n. 349, iscritta nella Sezione Ordinaria della Camera di Commercio Industria Agricoltura ed Artigianato di Roma con Partita IVA e Codice Fiscale n. 17129671008.

La società è soggetta alla direzione e al coordinamento del socio unico X-ELIO ENERGY SL, società fondata nel 2005 con sede a Madrid a sua volta appartenente attualmente alla società canadese Brookfield Renewable Energy Partners. Il gruppo X-ELIO, specializzato nello sviluppo, progettazione, costruzione, manutenzione e conduzione di impianti fotovoltaici, ha realizzato dal 2005 a oggi più di 1.100 MW di impianti in tutto il Mondo, di cui 100 MW in Italia negli anni 2010-2011, impianti tutt'oggi operativi e perfettamente funzionanti. La società conta circa 200 impiegati e un indotto tra professionisti e società fornitrici di oltre 1.000 addetti. X-ELIO è certificata secondo i principi standard di riferimento ISO 9001, ISO 14001, compresa la certificazione secondo la norma OHSAS 18001 per le attività di "Ingegneria, Costruzione e Messa in servizio".

Il progetto in esame è configurabile come intervento rientrante tra le categorie elencate nell'Allegato II alla parte seconda del D.Lgs. 152/06 e s.m.i., ed è pertanto soggetto alla Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) in sede statale in quanto:

- impianti fotovoltaici per la produzione di energia elettrica con potenza complessiva superiore a 10 MW (fattispecie aggiunta dall'art. 31, comma 6, della legge n. 108 del 2021).

Ai sensi del comma 2-bis dell'art. 7-bis del D.Lgs. 152/06 e s.m.i. il presente progetto rientra tra "Le opere, gli impianti e le infrastrutture necessari alla realizzazione dei progetti strategici per la transizione energetica del Paese inclusi nel Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR) e al raggiungimento degli obiettivi fissati dal Piano nazionale integrato energia e clima (PNIEC), predisposto in attuazione del Regolamento (UE) 2018/1999, come individuati nell'Allegato I-bis, e le opere ad essi connesse costituiscono interventi di pubblica utilità, indifferibili e urgenti."

Il presente documento è stato redatto in conformità alla legge in materia di Valutazione di Impatto Ambientale seguendo i criteri definiti dal D. Lgs. 152/06 e rientrando nelle categorie soggette a Procedura di VIA di competenza statale; in particolare il progetto viene catalogato come:

1. Industria energetica ed estrattiva
2. Impianti industriali non termici per la produzione di energia elettrica sulla terraferma con potenza complessiva superiore a 10 MW.

Il presente SIA è stato elaborato sulla base delle informazioni, del progetto e delle relazioni fornite da X-ELIO e redatte dai singoli tecnici incaricati delle seguenti relazioni specialistiche riportate in allegato alla presente

Il presente documento è suddiviso in diversi capitoli:

- Sintesi del progetto
- Analisi di compatibilità con le normative comunitarie, nazionali, regionali e locali
- Descrizione dettagliata del progetto
- Alternative di progetto
- Analisi della qualità ambientale ante-operam
- Analisi dell'impatto ambientale post-operam
- Interventi di mitigazione e prevenzione
- Sintesi non tecnica degli impatti ambientali
- Studio degli impatti cumulativi
- Conclusioni

Per la valutazione di impatto bisogna quindi definire gli stati di qualità delle componenti e dei sistemi ambientali influenzati dalle interazioni residue, così da dare indicazioni per lo sviluppo delle valutazioni dei potenziali impatti, sia che siano positivi, sia che siano negativi.

La valutazione di impatto deve prevedere determinati indicatori di qualità ambientale che permettono di stimare i potenziali impatti del progetto sulle componenti e i fattori analizzati, sia nella fase ante-operam che in quella post-operam.

Nella realizzazione di questo documento si sono presi in considerazione gli effetti attesi generati sulle componenti e sui fattori ambientali dell'area in esame durante la fase di realizzazione del progetto, quella di esercizio e quella di dismissione.

## 2. Sintesi del progetto

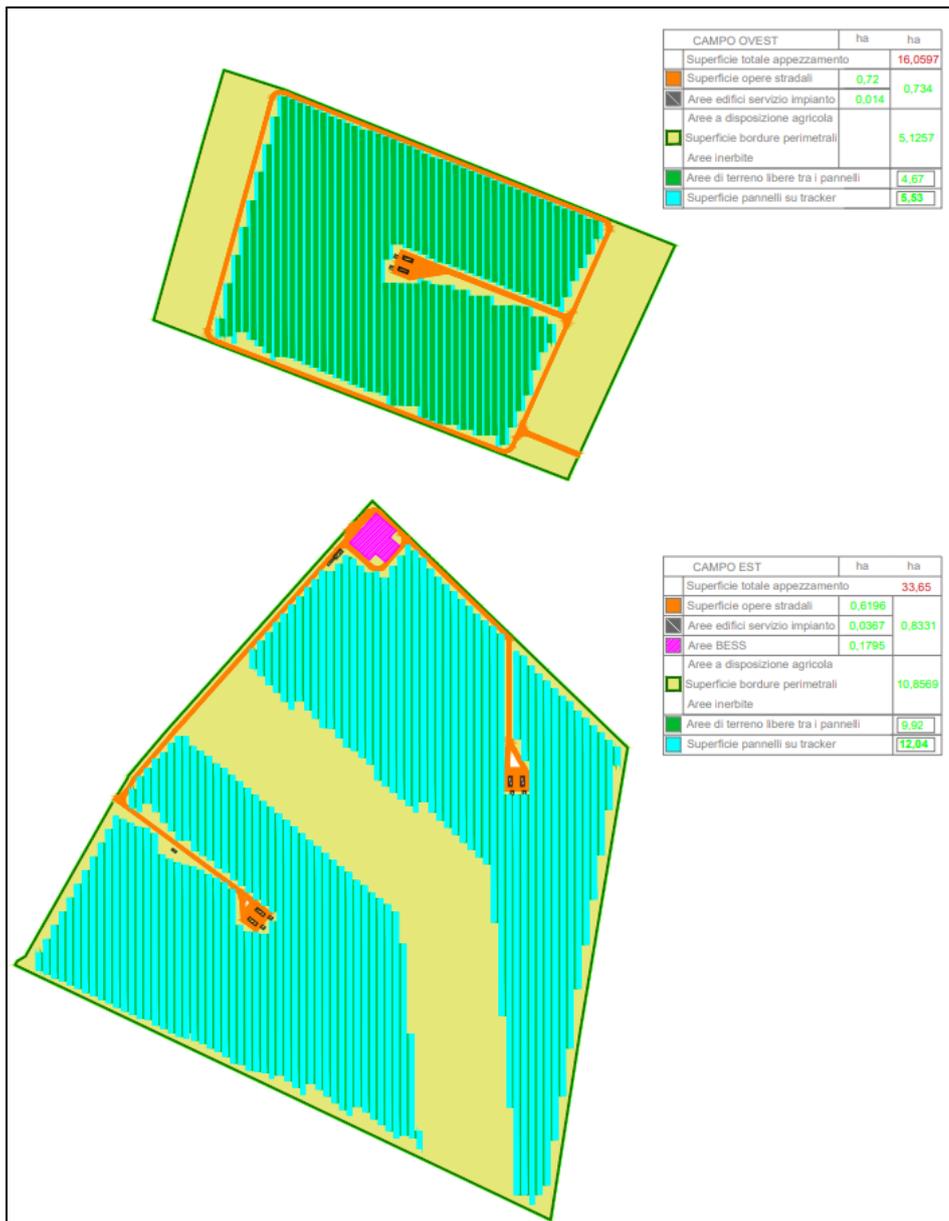
### 2.1. Descrizione sintetica dell'impianto fotovoltaico

Il progetto dell'impianto agrivoltaico denominato "Lucera", proposto dalla società X-Elio Lucera S.r.l. (di seguito indicata brevemente con X-Elio), verrà realizzato con tracker ad inseguimento monoassiale, ad asse inclinato con rotazione assiale ed azimut fisso, che alloggeranno 54.389 moduli fotovoltaici da 685 W, per una potenza complessiva di 37,256 MWp. L'impianto fotovoltaico sarà integrato anche con un sistema di accumulo a batteria (BESS) della potenza di 15 MW con un tempo di scarica di 4 ore.

L'impianto, situato nel Comune di Lucera (FG) e solo per quanto riguarda le opere di connessione alla RTN nel Comune di San Severo (FG), verrà collegato mediante cavidotto interrato in MT e sottostazione utente di trasformazione MT/AT condivisa con altri 3 produttori, ad uno stallo a 150 kV della esistente Stazione Elettrica a 380/150 kV della RTN denominata "San Severo", come indicato nella Soluzione Tecnica Minima Generale ("STMG") proposta da Terna S.p.A. ed accettata da X-Elio. Le suddette opere di connessione alla RTN costituiscono parte integrante del presente progetto "Lucera", così come di quelli di tutti gli altri produttori che abbiano ricevuto da Terna il medesimo preventivo di connessione.

L'area in disponibilità giuridica della Proponente è pari a 51,1735 ha, quella racchiusa dalla recinzione perimetrale è pari a 49,71 ha, di questa la proiezione della impronta dell'impianto fotovoltaico a terra (inclusa l'area di separazione tra le varie file di tracker) è pari a 33,73 ha circa, il

resto è costituito dalla fascia arborea e dalle aree a verde esterne alle file dei tracker (cfr. AS\_LUC\_V19). Più nel dettaglio, l'impianto agrivoltaico sarà suddiviso in due Lotti ubicati nel Comune di Lucera. L'impianto nel Lotto Ovest di superficie pari a 33,6527 ha e l'impianto nel Lotto Est di superficie pari a 16,0597 ha (vedere tabella e immagine seguente).

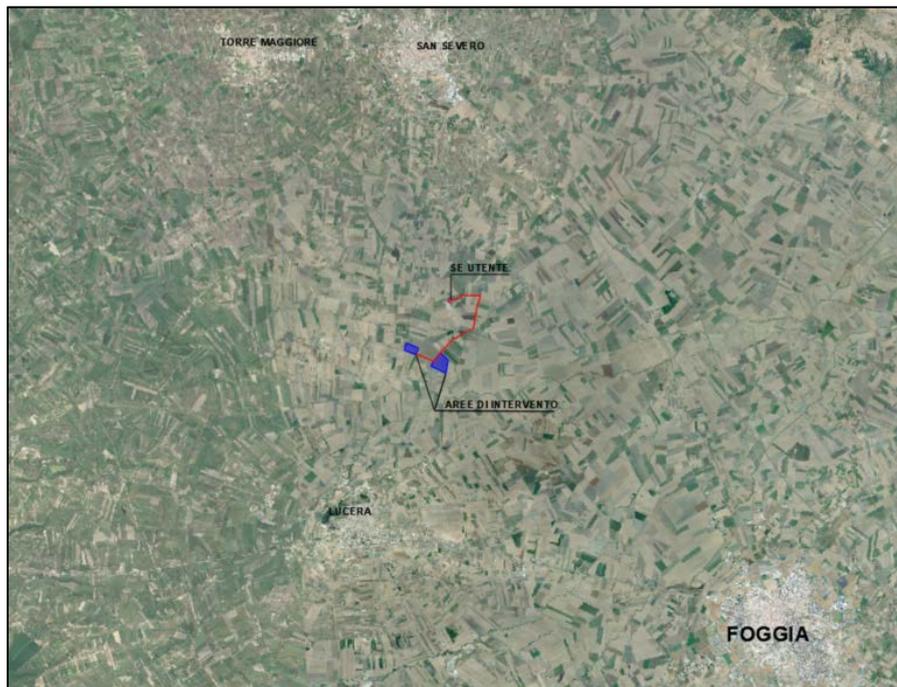


	OVEST	EST	TOTALE
Superficie totale appezzamenti	16,06	33,65	49,71
<b>di cui:</b>			
Superficie opere stradali	0,72	0,6196	1,3396
Aree edifici servizio impianto	0,014	0,0367	0,0507
Aree BESS	0	0,1795	0,1795
Superficie bordure perimetrali	5,1257	10,8569	15,9826
Aree di terreno libere tra i pannelli	4,67	9,92	14,59
Superficie pannelli su tracker	5,53	12,04	17,570
<b>Totale</b>	<b>16,06</b>	<b>33,65</b>	<b>49,71</b>
<b>Superficie minima coltivata <math>\geq 70</math> %</b>	95,43	97,52	96,85
<b>LAOR massimo <math>\leq 40</math> %</b>	34,43	35,78	35,35

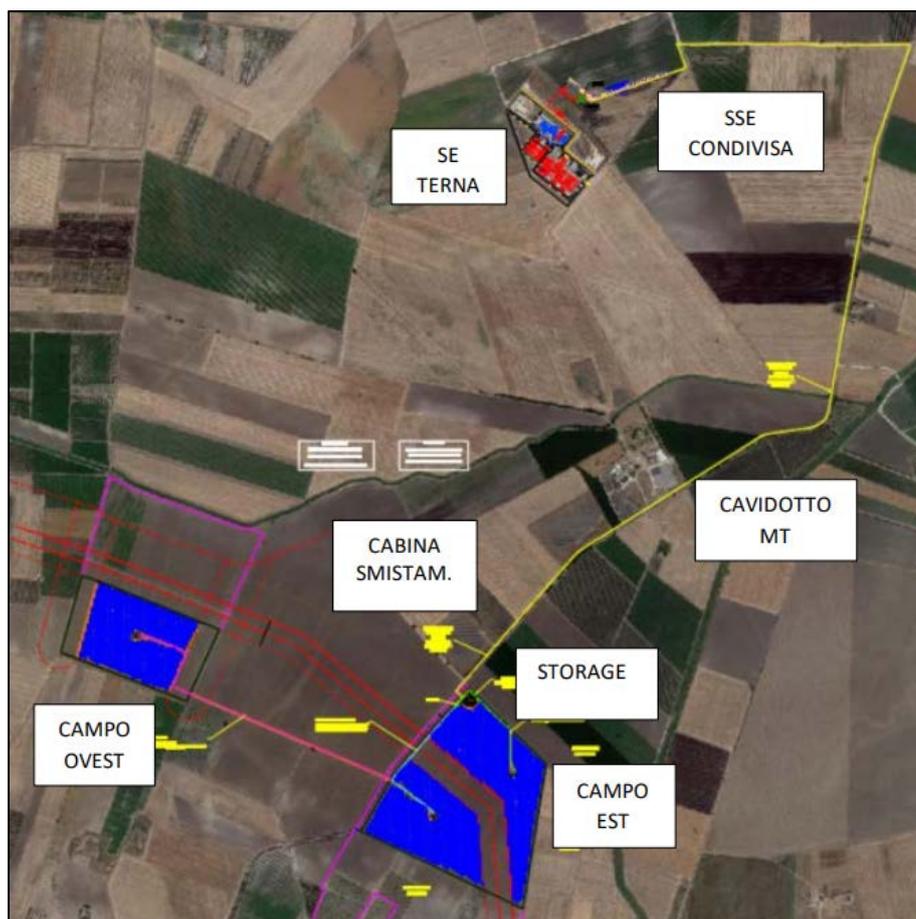
Per maggiore chiarezza si riassumono di seguito le opere del progetto in esame che sono da valutare nell'ambito della presente procedura di Valutazione di Impatto Ambientale:

- **Impianto agrivoltaico denominato "Lucera"**, di potenza pari a 37,256 MWp diviso in due Lotti denominati Est ed Ovest ubicati interamente nel Comune di Lucera (FG);
- **Cavidotto in MT di collegamento tra il Lotto Est ed il Lotto Ovest**, interrato, di lunghezza pari a circa 0,85 km nel Comune di Lucera (FG). Il percorso interesserà un terreno agricolo;
- **Cavidotto in MT di collegamento tra il Lotto Est e la Stazione Utente (SSE)**, interrato, passante per circa 3,26 km sulla Strada Provinciale asfaltata SP 20, per circa 1,42 km su strade sterrate interpoderali;
- **Stazione utente di trasformazione MT/AT (SSE)**, posta all'interno della Stazione condivisa con gli altri 3 produttori con cui verrà condiviso lo stallo a 150 kV nella SE attualmente esistente di Terna "San Severo". Tale opera è ubicata nel Comune di San Severo (FG).
- **Cavidotto in AT (150 kV)**, interrato di lunghezza pari a circa 0,250 km collegante la Stazione Utente Condivisa alla SE Terna "San Severo" interamente ubicato nel Comune di San Severo (FG).

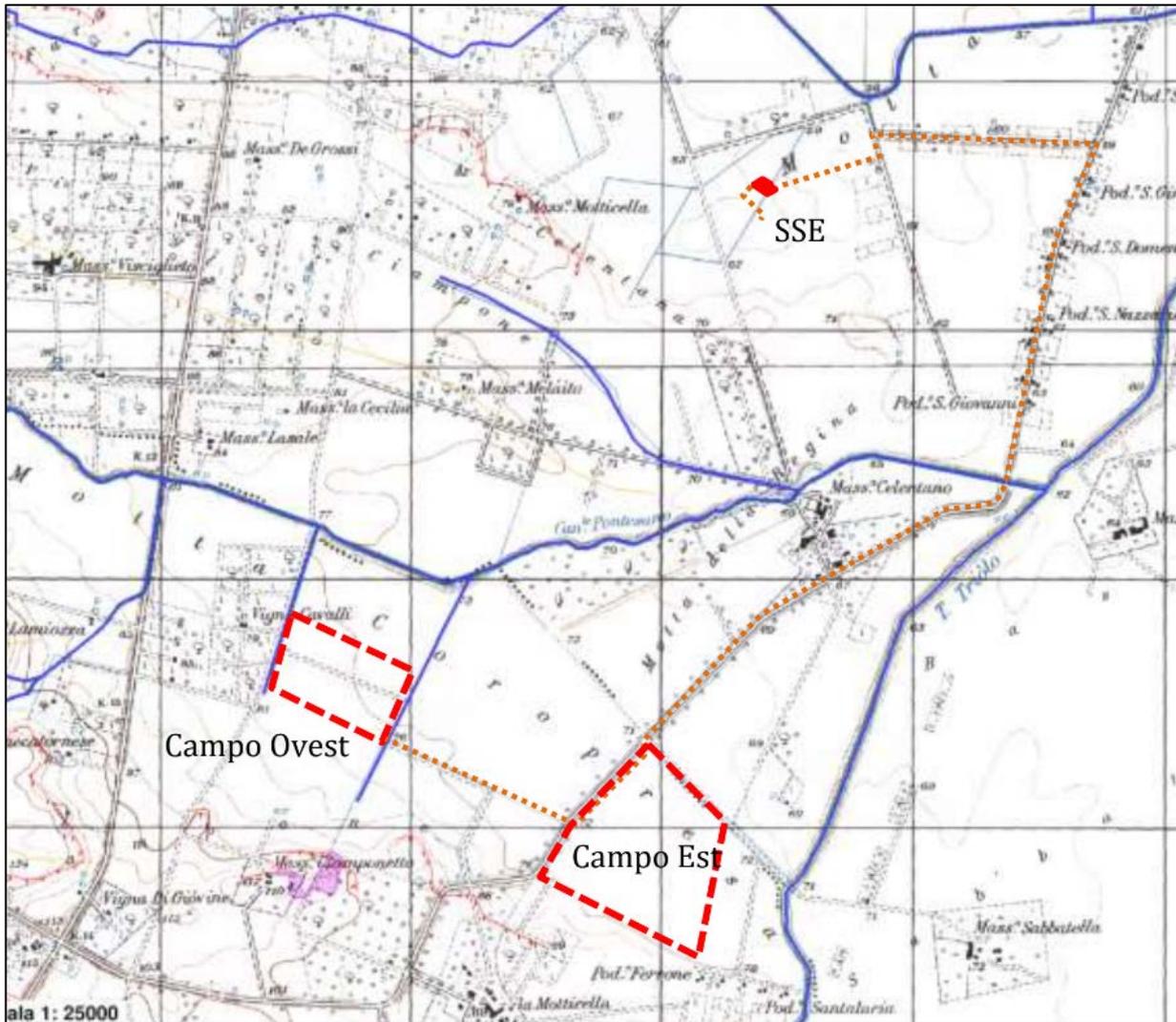
L'impianto dista circa 6,5 km dai primi caseggiati di Lucera. L'impianto Agrovoltaico sarà diviso in due sottocampi denominati "Ovest" e "Est" (rif. Figura 2, Figura 3 e Figura 4), con potenza massima in immissione di 30 MW, posta a circa 5 km dalla sottostazione elettrica Utente, che sarà realizzata in prossimità della esistente SE TERNA 380/150 kV di San Severo (FG).



**FIGURA 1 – INQUADRAMENTO GENERALE DELL'IMPIANTO "LUCERA"**



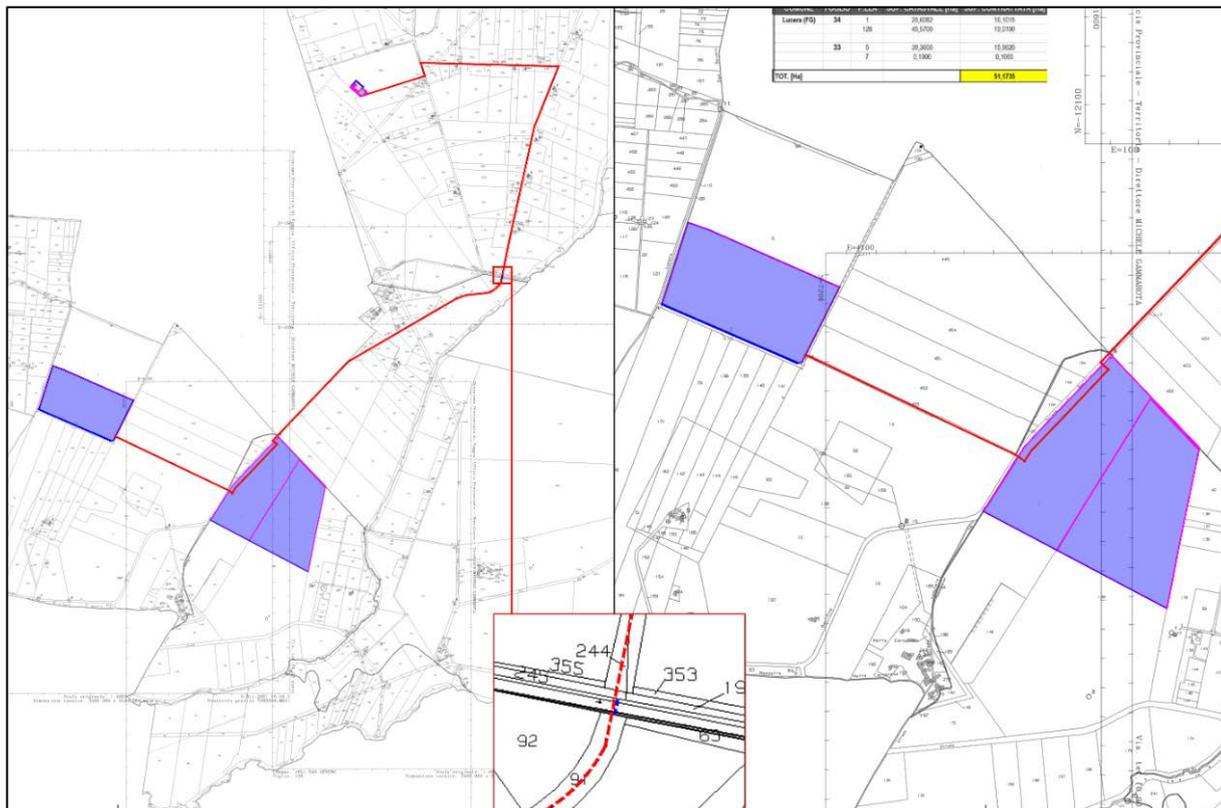
**FIGURA 2 - UBICAZIONE DI DESTINAZIONE DELL'IMPIANTO "LUCERA" SU ORTOFOTO**



**FIGURA 3 – INQUADRAMENTO IMPIANTO AGROVOLTAICO "LUCERA" SU IGM**

Il tracciato del cavidotto di collegamento dell'impianto agrovoltaico con la SSU sarà alloggiato in un cavidotto interrato al fine minimizzare l'impatto ambientale e le interferenze con reticoli idrografici o ulteriori vincoli: il cavidotto interrato si sviluppa complessivamente per circa 5 km in asse con la viabilità stradale, per collegare il campo alla futura SE Utente.

Per i dati catastali dei terreni interessati dal progetto, nonché per tutte le particelle interessate da servitù di elettrodotto o di passaggio fare riferimento all'allegato "AS\_LUC\_A4: Piano Particellare di Esproprio e Disponibilità".



**FIGURA 4 – INQUADRAMENTO IMPIANTO AGROVOLTAICO "LUCERA" E SOTTOSTAZIONE SU CATASTALE**

## 2.2. Descrizione sintetica dell'impianto agricolo

Da alcuni anni in molte parti del Mondo, nonché qualche raro esempio in Italia, viene praticato il cosiddetto agrovoltaico. Grazie alle particolari strutture di sostegno dei pannelli fotovoltaici si riesce a mantenere il terreno tra le file e sotto le file libero e quindi utilizzabile a fini agricoli. Questo garantisce una continuità del terreno in termini di utilizzo agricolo e al contempo permette di realizzare un impianto fotovoltaico che genera energia elettrica senza produrre gas serra. Inoltre, come dimostrato in seguito, si generano anche degli effetti di cooperazione tra impianto fotovoltaico e impresa agricola che favoriscono entrambi. Nel caso dell'impianto in esame si darà continuità alla gestione agricola mantenendo inalterata l'attuale vocazione dei terreni (seminativi, uva da tavola, olivi e ortive) con un occhio all'evoluzione dinamica degli indirizzi colturali secondo logiche di mercato.

La normativa italiana (art. 31 del DL 77/2021 coordinato con la legge di conversione 108 del 29 luglio 2021) ha definito come impianti AGROVOLTAICI gli impianti fotovoltaici *"che adottino soluzioni integrative innovative con montaggio dei moduli elevati da terra, anche prevedendo la rotazione dei moduli stessi, comunque in modo da non compromettere la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale, anche consentendo l'applicazione di strumenti di agricoltura digitale e di precisione"*. Inoltre la suddetta legge permette la incentivazione pubblica di questo tipo di impianti andando a modificare l'art. 65 della Legge 24 marzo 2012, n. 27 che invece sanciva la impossibilità di accedere ad incentivi per tutti gli impianti fotovoltaici a terra realizzati su terreni agricoli. L'accesso agli incentivi per gli impianti agrovoltaici è comunque subordinato *"alla contestuale realizzazione di sistemi di monitoraggio che consentano di verificare l'impatto sulle colture, il risparmio idrico, la produttività agricola per le diverse tipologie di colture e la continuità delle attività delle aziende agricole interessate."*

Come meglio indicato nel par. 3.1.1 gli impianti agrovoltaici sono stati indicati come intervento numero 1 dell'ambito di intervento MC2.1 del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) italiano, pertanto il presente impianto rientra di fatto e di diritto negli interventi del PNRR.

Nello specifico, i vantaggi che l'agrovoltaico porta sono molteplici:

- I pannelli fotovoltaici proteggono le colture dagli eventi atmosferici permettendo all'azienda agricola di ridurre i costi assicurativi sui raccolti;
- Contribuisce a diminuire il fabbisogno idrico in agricoltura;
- Stimola investimenti che accrescono la competitività dell'azienda agricola tramite la digitalizzazione;
- Crea nelle comunità rurali nuove opportunità di lavoro (nelle zone rurali dell'EU la disoccupazione giovanile è in aumento con un tasso medio del 18% nel 2015-2017. Il solare è la fonte energetica che crea più posti di lavoro per TWh installato);
- Consente un duplice uso del suolo, beneficiando inoltre di un introito economico derivante dal ricavo agricolo in aggiunta a quello proveniente dal fotovoltaico;
- Contrasta l'abbandono dei terreni agricoli;
- Ottimizza i costi operativi dell'impianto fotovoltaico;
- Aumenta l'efficienza dei moduli fotovoltaici.

Come riportato nella relazione AS\_LUC\_AFV, il progetto agronomico prevede:

*Orticole in rotazione con foraggiere.* Nella striscia di mezzo tra i tracker, larga metri 4 nonché sotto gli stessi, sarà realizzata la coltivazione di orticole in forza del fatto che esse (come ad esempio carciofo, pomodoro, lattuga, cavolfiore, rape) in rotazione con leguminose da sovescio o per uso zootecnico e intercalare di broccolo.

*Uliveto.* Aree di perimetro ad inerbimento naturale di 15,9826 ha in parte con schermatura ulivetata interna alle recinzioni costituita da filare di 1619 alberi di ulivo ex novo, a coprire 5664 metri lineari di perimetro.

**L'impianto agrivoltaico rispetterà tutti i requisiti (denominati come A, B, C, D, E) dei sistemi agrivoltaici denominati nelle Linee Guida in materia di Impianti Agrivoltaici redatto da CREA, GSE, ENEA e RSE datate giugno 2022 (di seguito Linee Guida CREA) e ripresi sostanzialmente (ad esclusione del requisito A.2 LAOR) anche dal DM pubblicato il 13/02/2024 in G.U. relativo alla promozione della realizzazione di questi sistemi ibridi agricoltura-energia, grazie all'erogazione di un incentivo composto da un contributo in conto capitale, pari al massimo al 40% delle spese sostenute, e di una tariffa incentivante applicata alla produzione di energia elettrica netta immessa in rete.**



**Figura** - Vista Planimetrica dell'impianto agrivoltaico

A seguire vengono analizzati i requisiti

### **Requisito A**

L'impianto agrivoltaico in progetto non compromette la continuità dell'attività agricola, garantendo, al contempo, una sinergica ed efficiente produzione energetica. Tale risultato è raggiunto in quanto sono soddisfatti i requisiti A,B,C,D,E, così come individuati al paragrafo 2.3 delle già menzionate Linee guida CREA /CREA di giugno 2022, ribadite anche nel DM .

#### Requisito A1: superficie minima per l'attività agricola

- Superficie minima coltivata:  $\geq 0,7 \cdot S_{Stot}$

La Superficie minima coltivata viene così definita nelle Linee guida CREA: "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, Stot) che almeno il 70% della superficie sia destinata all'attività agricola, nel rispetto delle Buone Pratiche Agricole (BPA)".

**Nel caso di cui trattasi, la superficie destinata all'agricoltura è pari a complessivi 48,1426 ha (quale sommatoria delle superfici di bordura perimetrale, aree di terreno ad uso agricolo tra e sotto i pannelli) rispetto ad una superficie totale del sistema agro-voltaico di 49,71 ha; pertanto, la superficie coltivata è pari al 96,85%, ben superiore al 70% richiesto.**

Requisito A2: percentuale di superficie complessiva coperta dai moduli (LAOR)

- % di superficie occupata dai moduli di un impianto agrivoltaico (LAOR) massimo:  $\leq 40\%$

**Nel caso di cui trattasi, la superficie occupata dai moduli di impianto agrivoltaico è di complessivi 17,57 ha (superficie pannellata individuata come proiezione ortogonale sul piano di campagna dei moduli fotovoltaici, ovvero pannelli paralleli al terreno) rispetto alla superficie agricola totale di 49,71 ha, che in termini percentuali è pari al 35,35 %, ben al di sotto del 40 % richiesto (LAOR).** Di seguito si riporta il dettaglio delle superfici di uso del suolo dei singoli appezzamenti di agrivoltaico, da cui evincere come siano sempre soddisfatti i parametri richiesti, sia di superficie minima coltivata che per quanto riguarda il LAOR.

- Campo OVEST (superficie pannellata di 5,53 ha -percentualmente circa il 34,4 % rispetto alla superficie complessiva dell'appezzamento di 16,06 ha);
- Campo EST (superficie pannellata di 12,05 ha -percentualmente circa il 35,8 % rispetto alla superficie complessiva dell'appezzamento di 33,65 ha);

Da rimarcare che il citato DM di promozione dei sistemi agrivoltaici non richiede l'ottemperanza del requisito A.2 – LAOR per questo tipo di sistemi.

## **REQUISITO B: la produzione sinergica di energia elettrica e prodotti agricoli**

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. Tali obiettivi sono verificati se è accertato, così come indicato al paragrafo 2.4 delle già menzionate Linee guida CREA . Il Requisito B si divide in due sotto requisiti denominati B1 e B2:

Requisito B1: continuità dell'attività agricola e pastorale sul terreno oggetto dell'intervento ("l'impianto dovrà inoltre dotarsi di un sistema per il monitoraggio dell'attività agricola rispettando, in parte, le specifiche indicate al requisito D").

A riguardo, il territorio in cui ricadono le aree di impianto risulta fortemente parcellizzato con indirizzo vocativo essenzialmente a seminativi, oltre che da uliveti e, in minor misura, da vigneti.

Specificatamente, il territorio in cui ricadono le aree di impianto è tipizzato nella Land Capability Classification (LCC - senza irrigazione) della Regione Puglia come classe "IV c" (suoli con limitazioni molto forti all'utilizzazione agricola; consentono solo una limitata possibilità di scelta con sottoclasse "c-limitazioni dovute al clima"). Le aree d' impianto nella Land Capability Classification (LCC-con irrigazione) sono invece tipizzati nella classe "II s" (suoli con moderate limitazioni, che riducono la scelta colturale o che richiedono alcune pratiche di conservazione, quali un'efficiente rete di affossature e di drenaggi, con sottoclasse "s- limitazioni dovute al suolo"). Invece, nella Carta pedologica della Regione Puglia il territorio in cui ricadono le aree di AFV è tipizzato come "LBR1-LBR2" e solo per una limitata porzione del Campo Ovest "MAR 1". Incrociando i suddetti dati con la tabella di cui alla "Legenda della carta dei suoli della Regione Puglia", sotto riportato, emerge come l'uso del suolo nel contesto in cui ricadono le aree d'impianto sia di "seminativi arborati ed avvicendati" e, solo per una limitata porzione del campo Ovest, di "seminativi avvicendati ed uliveti". I seminativi arborati, così come definiti dalla legenda Corine-Land Cover sono "terreni aventi le stesse caratteristiche dei seminativi semplici, terreni soggetti alla coltivazione erbacea intensiva di cereali, leguminose e colture orticole in campo", ma caratterizzati dalla presenza di piante arboree destinate ad una "produzione agraria accessoria rispetto alle colture erbacee" (di seguito stralcio, sia che siano seminativi irrigui che non irrigui):



	HA	MW/HA
CAMPO OVEST	3,99	0,80
CAMPO EST	1,93	0,62

## REQUISITO C: moduli elevati da terra TIPO 1

L'impianto che si propone può rispondere al TIPO 1 descritto nelle Linee Guida CREA.

*"TIPO 1) l'altezza minima dei moduli (h 2.1 nel caso di attività colturale – altezza minima per consentire l'utilizzo di macchinari funzionali alla coltivazione) è studiata in modo da consentire la continuità delle attività agricole (o zootecniche) anche sotto ai moduli fotovoltaici. Si configura una condizione nella quale esiste un doppio uso del suolo, ed una integrazione massima tra l'impianto agrivoltaico e la coltura, e cioè i moduli fotovoltaici svolgono una funzione sinergica alla coltura, che si può esplicitare nella prestazione di protezione della coltura (da eccessivo soleggiamento, grandine, etc.) compiuta dai moduli fotovoltaici. In questa condizione la superficie occupata dalle colture e quella del sistema agrivoltaico coincidono, fatti salvi gli elementi costruttivi dell'impianto che poggiano a terra e che inibiscono l'attività in zone circoscritte del suolo".*

### 1. REQUISITI D ed E

Le Linee guida CREA in materia di impianti agrivoltaici prevedono sistemi di monitoraggio atti a valutare che i valori dei parametri tipici relativi al sistema agrivoltaico siano 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. A tali scopi il DL 77/2021 ha previsto che, ai fini della fruizione di incentivi statali, sia installato un adeguato sistema di monitoraggio che permetta di verificare le prestazioni del sistema agrivoltaico con particolare riferimento alle seguenti condizioni di esercizio (REQUISITO D):

Nel seguito si riportano i requisiti specifici che sono oggetto di monitoraggio.

#### Requisito D1: Monitoraggio del risparmio idrico

Le aree di impianto dispongono di acqua dal consorzio di bonifica (allo stato attuale massima disponibilità 2050 mc/ettaro/anno, funzionale alla coltivazione del pomodoro, o eventualmente di

altre orticole). La coltivazione delle foraggere sarà attuata in asciutta, come finora fatto a livello aziendale (situazione ex ante). Sarà però installato un sistema di sensori adatti al monitoraggio dello stato di umidità del suolo, sia al di sotto dei moduli che sulle parti non coperte. Per tutto quanto su esposto, per il monitoraggio dell'uso della risorsa idrica a fini irrigui si farà riferimento alla situazione ex ante relativa ad aree limitrofe coltivate con la medesima coltura, in condizioni ordinarie di coltivazione e nel medesimo periodo, in modo da poter confrontare valori di fabbisogno irriguo di riferimento con quelli attuali e valutarne l'ottimizzazione e la valorizzazione, tramite l'utilizzo congiunto delle banche dati SIGRIAN e del database RICA. Nel caso in cui questi dati non fossero disponibili, si farà riferimento ad aziende irrigue (in presenza di impianto irriguo funzionante, in cui si ha un utilizzo di acqua potenzialmente misurabile tramite l'inserimento di contatori lungo la linea di adduzione), o in alternativa, al confronto con gli utilizzi ottenuti in un'campo adiacente priva del sistema agrivoltaico nel tempo, a parità di coltura. Tali valutazioni saranno svolte tramite una relazione triennale redatta da parte di tecnico incaricato. Inoltre, sarà installato un sistema di sensori adatti al monitoraggio dello stato di umidità del suolo, sia al di sotto dei moduli che sulle parti non coperte.

#### Requisito D2: Monitoraggio della continuità dell'attività agricola

Come riportato nelle Linee guida CREA, gli elementi da monitorare nel corso della vita dell'impianto sono:

1. l'esistenza e la resa della coltivazione
2. il mantenimento dell'indirizzo produttivo

**Il monitoraggio della continuità agricola dell'attività agricola sottostante l'impianto avverrà tramite relazioni asseverate periodiche eseguite da un agronomo terzo.**

#### Requisito E1: Monitoraggio del recupero della fertilità del suolo

Saranno previste analisi del terreno ogni 3-5 anni per identificare le caratteristiche fondamentali del suolo e la dotazione di elementi nutritivi: scheletro, tessitura, carbonio organico, pH del suolo, calcare totale e calcare attivo, conducibilità elettrica, azoto totale, fosforo assimilabile, capacità di scambio cationico (CSC), basi di scambio (K scambiabile, Ca scambiabile, Mg scambiabile, Na scambiabile), Rapporto C/N, Rapporto Mg/K.

## Requisito E2: Monitoraggio del microclima

E' prevista l'installazione di sensori agrometeo che permettono di registrare e ottenere numerosi dati relativi alle colture (ad esempio la bagnatura fogliare) e all'ambiente circostante (valori di umidità dell'aria, temperatura, velocità del vento, radiazione solare). I risultati dei monitoraggi verranno appuntati nel piano di monitoraggio

## Requisito E3: Monitoraggio della resilienza ai cambiamenti climatici

I principali cambiamenti climatici nell'area sono legati all'incremento delle temperature medie e alla variazione del regime delle precipitazioni, così come alla variazione nella frequenza e nell'intensità di eventi estremi. Questi fattori influenzano la produttività delle colture. L'installazione dei sensori agrometeo consentirà di verificare la resa delle colture.

## 3. Analisi di compatibilità con le normative comunitarie, nazionali, regionali e locali

All'interno del presente capitolo verrà effettuata un'analisi della compatibilità del progetto esposto con le normative vigenti a livello comunitario e nazionale, regionale e locale.

In Tabella 1 sono riportati i principali riferimenti normativi che si possono applicare ai singoli aspetti ambientali coinvolti.

Aspetto ambientale	Riferimento normativo
Valutazione di Impatto Ambientale (VIA)	D. Lgs. 387/2003 e s.m.i. "Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità"
	D. Lgs. 152/2006 e s.m.i. "Norme in materia ambientale", D.M. n.52 del 30/03/2015
	DM 10 settembre 2010 "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati a fonti rinnovabili"
	D.lgs n. 104/2017 "valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati, ai sensi degli articoli 1 e 14 della legge 9 luglio 2015, n. 114"
Aspetti energetici	Leggi n. 9 e n. 10 del 9 gennaio 1991 "Attuazione del Piano Energetico Nazionale" e s.m.i.

Aspetto ambientale	Riferimento normativo
	<p>Direttiva 96/92/CE del 19 dicembre 1996 concernente norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica</p> <p>D. Lgs. N. 79 del 16 marzo 1999 "Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica" e s.m.i.</p> <p>D. Lgs. N. 387 del 29 dicembre 2003 "Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità" e s.m.i</p> <p>Legge n. 239 del 23 agosto 2004 "Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia" e s.m.i.</p> <p>Direttiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo del Consiglio, del 23 aprile 2009, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE</p> <p>D. Lgs. N. 28 3 marzo 2011 "Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE"</p> <p>D.M. Sviluppo Economico 6 luglio 2012 "Incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti a fonti rinnovabili diversi dai fotovoltaici – Attuazione art. 24 del D. Lgs. 28/2011"</p> <p>D. Lgs. N. 30 del 13 marzo 2013 "Attuazione della direttiva 2009/29/CE che modifica la direttiva 2003/87/CE al fine di perfezionare ed estendere il sistema comunitario per lo scambio di quote di emissione di gas a effetto serra" e s.m.i.</p>
Rumore	<p>D.P.C.M. 01/03/1991 "Limiti massimi di esposizione al rumore negli ambienti abitativi e nell'ambiente esterno"</p> <p>Legge 447/1995 "Legge quadro sull'inquinamento acustico" e s.m.i.</p> <p>D.P.C.M. 14/11/1997 "Determinazione dei valori limite delle sorgenti sonore"</p> <p>D.M. 16/03/1998 "Tecniche di rilevamento e di misurazione dell'inquinamento acustico"</p> <p>Legge Regionale 12 febbraio 2002, n. 3 "Norme di indirizzo per il contenimento e la riduzione dell'inquinamento acustico"</p> <p>D.P.R. 30/03/2004 n. 142 "Disposizioni per il contenimento e la prevenzione dell'inquinamento acustico derivante dal traffico veicolare, a norma dell'Art. 11 della L. 26 ottobre 1995, n. 447"</p> <p>Comune di Foggia – Piano di Zonizzazione Acustica del territorio comunale adottato con delibera del C.C. 490 del 19/11/1997 ed approvato con delibera del C.C. 57 del 20/04/1999</p>

Aspetto ambientale	Riferimento normativo
	D.G.R. 23/10/2012, n. 2122 "Indirizzi per l'integrazione procedimentale per la valutazione degli impatti cumulativi di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili nella Valutazione di Impatto Ambientale"
Impianti elettrici	Legge 01/03/1968 n. 186 "Disposizioni concernenti la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazione di impianti elettrici ed elettronici"
	Legge 08/10/1977 n. 791 "Attuazione della direttiva del Consiglio delle Comunità Europee (n. 73/23/CEE) relativa alle garanzie di sicurezza che deve possedere il materiale elettrico destinato a essere utilizzato entro alcuni limiti di tensione"
	D.M. 10/04/1984 "Eliminazione dei radiodisturbi"
	Direttiva 89/336/CEE, recepita con D. Lgs. 476/92 "Direttiva del Consiglio d'Europa sulla compatibilità elettromagnetica"
	Tabella CEI UNEL 35024/1(1997): cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua – Portate in corrente in regime permanente per posa in aria
	Decreto 4 maggio 1998 "Disposizioni relative alle modalità di presentazione e al contenuto delle domande per l'avvio dei procedimenti di prevenzione incendi, nonché all'uniformità dei connessi servizi resi dai Comandi dei Vigili del Fuoco"
	Norma CEI 20-40 (1998): Guida per l'uso di cavi a bassa tensione
	D.P.R. 06/06/2001 n. 228/01 "Testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia edilizia (Testo A)"
	D.P.R. 22/10/2001 n. 462 "Regolamento di semplificazione del procedimento per la denuncia di installazioni e dispositivi di protezione contro le scariche atmosferiche, di dispositivi di messa a terra di impianti elettrici e di impianti elettrici pericolosi"
	Norma CEI 20-67 (2001): Guida per l'uso di cavi 0,6/1 kV
	D.M. 37-2008 "Regolamento recante riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti all'interno degli edifici"
	Decreto legislativo 9 aprile 2008 n. 81 "Attuazione dell'Art. 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro"
D.P.R. 1 agosto 2011 "Regolamento recante semplificazione della disciplina dei procedimenti relativi alla prevenzione incendio"	
Norma It. CEI EN 50522 – Class. CEI 99-3 Anno 2011 "Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in c.a."	

Aspetto ambientale	Riferimento normativo
	Nota DCPREV prot n. 1324 del 7/2/2012 "Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici"
	Decreto 20 dicembre 2012 "Regola tecnica di prevenzione incendi per gli impianti di protezione attiva contro l'incendio installati nelle attività soggette ai controlli di prevenzione incendi"
	Norma CEI 64-8 ed. 06-2012 "Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua"
	Norma CEI EN 62305-1 ediz. 2013-02 (CEI 81-10 parte 1) "Protezione contro i fulmini. Parte 1: Principi generali"
	Norma CEI EN 62305-2 ediz. 2013-02 (CEI 81-10 parte 2) "Protezione contro i fulmini. Parte 3: Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone"
	Norma CEI EN 62305-3 ediz. 2013-02 (CEI 81-10 parte 3) "Protezione contro i fulmini. Parte 1: Principi generali"
	Norma CEI EN 62305-4 ediz. 2013-02 (CEI 81-10 parte 4) "Protezione contro i fulmini. Parte 4: Impianti elettrici ed elettronici nelle strutture"
	Norma CEI EN 61936-1 – Class. CEI 99-2 Anno 2014 "Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in c.a. Parte 1: Prescrizioni comuni"
	Guida CEI 99-4, 2014-09 "Guida per l'esecuzione di cabine elettriche MT/BT del cliente/utente finale"
	Guida CEI 99-5, 2015-07 "guida per l'esecuzione degli impianti di terra delle utenze attive e passive connesse ai sistemi di distribuzione con tensione superiore a 1 kV in c.a."
	Norma CEI 0-16 ed. aprile 2019 "Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica"
	Norma CEI 11-17 "Impianti di produzione, trasporto e distribuzione di energia elettrica. Linee in cavo"
	Norma CEI 11-20 "Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati alle reti di I e II categoria"
	Norma CEI 11-27 ed. 2014-01 "Lavori su impianti elettrici"
	CEI 11-61 2000-11 "Guida all'inserimento ambientale delle linee aeree e delle stazioni elettriche"
	CEI 11-62 "Stazioni del Cliente finale allacciate a reti di terza categoria"
	CEI 11-63 ed. 2001-03 "Cabine Primarie"

Aspetto ambientale	Riferimento normativo
	Norma CEI 14-4/1 2015-03 "Trasformatori di potenza. Parte 1: Generalità"
	Norma CEI 14-4/10 ed. 2002-01 "Trasformatori di potenza. Parte 10: Determinazione dei livelli di rumore"
	Norma CEI 14-35 ed. 2008-02 "Valutazione dei campi elettromagnetici attorno ai trasformatori di potenza"
	Norma CEI 14-45 ed. 2012-02 "Trasformatori di potenza. Determinazione dei livelli di rumore. Guida di applicazione"
	Norma CEI EN 61439-1 2012-02 (Class.CEI:17-113) "Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 1: Regole generali"
	Norma CEI EN 61439-2 2012-02 (Class.CEI:17-114) "Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 2: Quadri di potenza"
	Norma CEI EN 61439-3 2012-02 (Class.CEI:17-116) "Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 3: Quadri di distribuzione destinati ad essere utilizzati da persone comuni (DBO)"
Campi elettromagnetici	Legge 36/2001 "Legge quadro sulla protezione a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici"
	D.P.C.M. 8 luglio 2003 "Fissazione dei limiti di esposizione dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz generati dagli elettrodotti)"
	Decreto 29 maggio 2008 "Approvazione della metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti"
Suolo e sottosuolo	Art. 8 del D. Lgs. n. 334/1999 "Attuazione della direttiva 96/82/CE relativa al controllo dei pericoli di incidenti rilevanti connessi con determinate sostanze pericolose"
	D.G.R. n. 1005 del 20/07/2001 "Piano Regolatore Generale del comune di Foggia approvato dalla Regione Puglia"
	"Programma di Fabbricazione Vigente e Regolamento Edilizio Comunale del comune di Lucera" approvato con deliberazione di Consiglio Comunale n. 10 del 31/07/2012
	Ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 3274/03 e s.m.i.
	"Piano di Assetto Idrogeologico della Regione Puglia" (PAI) del 30 novembre 2005

Aspetto ambientale	Riferimento normativo
	Parte Terza, Sezione II del D. Lgs. 152/2006 "Piano di Tutela delle Acque della Regione Puglia" (PTA)
	Parte IV D. Lgs. 152/2006 e s.m.i.
	Legge Regionale n. 19 del 19 luglio 2013 "Norme in materia di riordino degli organismi collegiali operanti a livello tecnico-amministrativo e consultivo e di semplificazione dei procedimenti amministrativi"
	D.P.R. n. 120 del 13 giugno 2017 "Riordino e semplificazione della disciplina sulla gestione delle terre e rocce da scavo"
	Progetto IFFI
	Piano Regionale Attività Estrattive (PRAE)
Flora, fauna ed ecosistemi	Direttiva 74/409/CEE del 02/04/1979, concernente la conservazione degli uccelli selvatici Direttiva 92/43/CEE del 21/05/1992, "Conservazione degli habitat naturali e seminaturali e della flora e della fauna selvatiche"
	L.R. n. 98 del 06/05/1981 e s.m.i. "Norme per l'istituzione nella Regione di parchi e riserve naturali"
	Legge 394 del 6 dicembre 1991 "legge quadro sulle aree protette"
	D.P.R. n. 357/1997, "Regolamento recante attuazione della direttiva 92/43/CEE relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali, nonché della flora e della fauna selvatiche" come modificato dal D.P.R. 120/2003
Paesaggio	D. Lgs. 42/2004, "Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio, ai sensi dell'articolo 10 della L. 06/07/2002, n. 137 e s.m.i."
	Art. 136-141-157 D. Lgs. N. 42/2004, "Provvedimento Ministeriale o Regionale di notevole interesse pubblico del vincolo per immobili o aree dichiarate di notevole interesse pubblico"
	Aree Tutelate per legge dall'Art. 142 del D. Lgs. N. 42/2004
	D.P.C.M.12 Dicembre 2005 "Individuazione della documentazione necessaria alla verifica della compatibilità paesaggistica degli interventi proposti, ai sensi dell'articolo 146, comma 3, del Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio di cui al decreto legislativo n. 42 del 22 gennaio 2004"
	Piano Paesaggistico Territoriale della Regione Puglia (PPTR)
	L.R. n. 29 del 20/11/2015 "Norme in materia di tutela delle aree caratterizzate da vulnerabilità ambientali e paesaggistiche"
	Quadro assetto tratturi
	Parchi e Aree Protette – Ulivi monumentali

**TABELLA 1 – ELENCO DEI PRINCIPALI RIFERIMENTI NORMATIVI APPLICABILI AGLI ASPETTI AMBIENTALI COINVOLTI**

In funzione dei tre livelli di pianificazione normativa che interessano il progetto (si veda Tabella 2), si verifica se con esso sussiste una delle seguenti relazioni:

- **Coerenza:** in questo caso il progetto deve rispondere in pieno ai principi e agli obiettivi del piano in esame e deve essere in totale accordo con le modalità di attuazione dello stesso;
- **Compatibilità:** il progetto deve risultare in linea con i principi e gli obiettivi del piano in esame, anche se non è specificatamente previsto dallo strumento di programmazione considerato;
- **Non coerenza:** il progetto è in accordo con i principi e gli obiettivi del piano in esame, ma risulta in contraddizione con le modalità di attuazione dello stesso;
- **Non compatibilità:** in questo caso il progetto risulta in contraddizione con i principi e gli obiettivi del piano in esame.

Livello normativo	Riferimento normativo
Piani di carattere Comunitario e Nazionale	Programma Next Generation EU (NGEU). Piano Nazionale Ripresa e Resilienza (PNRR) Conferenza COP26 delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici del 2021 Strategia Europa 2020 Pacchetto per l'energia pulita (Clean Energy Package) Piano Nazionale per lo Sviluppo Sostenibile Strategia Energetica Nazionale (SEN) 2017 Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima 2030 (PNIEC) Programma Operativo Nazionale (PON) 2014-2020 Piano d'Azione Nazionale per le fonti rinnovabili (PAN) Piano d'Azione Italiano per l'Efficienza Energetica (PAEE) Piano Nazionale di riduzione delle emissioni di gas serra Disposizioni per il contenimento e la prevenzione dell'inquinamento acustico derivante dal traffico veicolare
Piani di carattere Regionale e sovra-regionale	Piano di Assetto Idrogeologico della Regione Puglia (PAI) Piano Paesaggistico Territoriale della Regione Puglia (PPTR) Piano di Tutela delle Acque della Regione Puglia (PTA) Norme di indirizzo per il contenimento e la riduzione dell'inquinamento acustico

Livello normativo	Riferimento normativo
	Norme in materia di riordino degli organismi collegiali operanti a livello tecnico-amministrativo e consultivo e di semplificazione dei procedimenti amministrativi Progetto IFFI Parchi e Aree Protette – Ulivi monumentali Piano Regionale Attività Estrattive (PRAE)
Piani di carattere locale (Provinciale e Comunale)	Piano Territoriale di Coordinamento delle Province (PTCP) Piano Regolatore Generale del Comune di Foggia (PRG Foggia) Piano Regolatore Generale del Comune di LUCERA (PRG Lucera)

**TABELLA 2 – ELENCO DEI PIANI DI CARATTERE COMUNITARIO E NAZIONALE, REGIONALE E LOCALE**

### 3.1. Piani di carattere Comunitario e Nazionale

Gli atti più importanti emanati a livello comunitario a sostegno delle fonti rinnovabili sono il Libro Bianco del 1996, il Libro Bianco del 1997 e la Direttiva 2001/77/CE, abrogata successivamente dalla Direttiva 2009/28/CE a partire dal 01/01/2012, sulla promozione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili; quest'ultima direttiva è quella vigente attualmente sulle Fonti Rinnovabili: crea un quadro comune per l'utilizzo di energie rinnovabili nell'Unione Europea (UE), così da ridurre le emissioni di gas serra e promuovere trasporti più puliti.

Tale direttiva fissa quindi gli obiettivi per i Paesi dell'UE per portare entro il 2020 la quota di energia da fonti energetiche rinnovabili al 20% di tutta l'energia dell'UE e al 10% di energia specificatamente per il settore dei trasporti.

Al fine di raggiungere tali obiettivi, ogni Paese dell'UE deve approntare un piano d'azione nazionale per il 2020, nel quale viene stabilita una quota di energia ottenuta da fonti rinnovabili nel settore dei trasporti, del riscaldamento e della produzione di energia elettrica.

I Paesi dell'UE possono inoltre scambiare energia da fonti rinnovabili e possono quindi anche ricevere questo tipo di energia da Paesi non appartenenti all'Unione Europea, a condizione che l'energia venga consumata nell'UE e che sia prodotta da impianti moderni ed efficienti.

Ogni Paese dell'Unione Europea deve garantire l'origine prodotta da fonti rinnovabili dell'energia elettrica, del riscaldamento e del raffreddamento, e deve costruire infrastrutture atte all'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili nel settore dei trasporti.

I biocarburanti e i bioliquidi devono essere realizzati in maniera sostenibile, senza l'uso di materie prime provenienti da terreni caratterizzati da un elevato valore di biodiversità.

Per quanto riguarda specificatamente l'Italia, la direttiva 2009/28 stabilisce l'obiettivo per il 2020, pari al 17%, relativo alla quota energia da fonti rinnovabili sul consumo finale di energia.

Per la tutela dell'ambiente e gli obiettivi di riduzione dei gas serra bisogna prendere in considerazione la Convenzione delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici di Rio de Janeiro del 1992: 150 Paesi nel mondo, compresa l'Italia, hanno stabilito di seguire l'Agenda 21, nella quale vengono indicate le azioni da intraprendere per ottenere uno sviluppo sostenibile.

Nel 1997 gli Stati membri hanno sottoscritto il Protocollo di Kyoto, nel quale si impegnano a ridurre nel complesso le proprie emissioni di gas serra dell'8% entro il 2008-2012 (Secondo periodo di scambio o Fase 2) e del 13% entro il 2013-2020 (Terzo periodo di scambio).

Il Protocollo di Kyoto è attuato a livello comunitario dalla Direttiva 2003/87/CE, modificata dalla Direttiva 2009/29, che stabilisce l'obbligo per gli impianti assoggettati di esercire l'attività con apposita autorizzazione all'emissione in atmosfera di gas serra e di rendere a fine anno un numero di quote di emissione pari alle stesse rilasciate durante l'anno; tale direttiva costituisce uno scambio di quote di emissioni di gas serra nella Comunità, in quanto, una volta rilasciate, possono essere vendute o acquistate da terzi e il trasferimento delle quote stesse viene registrato in un apposito registro nazionale.

Al livello nazionale il D. Lgs. 30/2013 e s.m.i. rappresenta lo strumento attuativo della direttiva europea.

### 3.1.1. Next Generation EU & PNRR

La pandemia, e la conseguente crisi economica, hanno spinto l'UE a formulare una risposta coordinata a livello sia congiunturale, con la sospensione del Patto di Stabilità e ingenti pacchetti di sostegno all'economia adottati dai singoli Stati membri, sia strutturale, in particolare con il lancio a luglio 2020 del programma Next Generation EU (NGEU).

Il NGEU segna un cambiamento epocale per l'UE. La quantità di risorse messe in campo per rilanciare la crescita, gli investimenti e le riforme ammonta a 750 miliardi di euro, dei quali oltre la metà, 390 miliardi, è costituita da sovvenzioni. Le risorse destinate al Dispositivo per la Ripresa e Resilienza (RRF), la componente più rilevante del programma, sono reperite attraverso l'emissione di titoli

obbligazionari dell'UE, facendo leva sull'innalzamento del tetto alle Risorse Proprie. Queste emissioni si uniscono a quelle già in corso da settembre 2020 per finanziare il programma di "sostegno temporaneo per attenuare i rischi di disoccupazione in un'emergenza" (Support to Mitigate Unemployment Risks in an Emergency - SURE).

Il PNRR (Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza) è il Piano italiano di attuazione del Next Generation EU (NGEU) individua tra i vari ambiti di intervento quello di **INCREMENTARE LA QUOTA DI ENERGIA PRODOTTA DA FONTI DI ENERGIA RINNOVABILE (M2C2.1)**. L'obiettivo di questa componente è di contribuire al raggiungimento degli obiettivi strategici di decarbonizzazione attraverso cinque linee di riforme e investimenti, concentrate nei primi tre settori (cft. Tabella 3).

La prima linea di investimento ha come obiettivo l'incremento della quota di energie rinnovabili. L'attuale target italiano per il 2030 è pari al 30 per cento dei consumi finali, rispetto al 20 per cento stimato preliminarmente per il 2020. Per raggiungere questo obiettivo l'Italia può fare leva sull'abbondanza di risorsa rinnovabile a disposizione e su tecnologie prevalentemente mature, e nell'ambito degli interventi di questa Componente del PNRR: i) sbloccando il potenziale di impianti utility-scale, in molti casi già competitivi in termini di costo rispetto alle fonti fossili ma che richiedono in primis riforme dei meccanismi autorizzativi e delle regole di mercato per raggiungere il pieno potenziale, e valorizzando lo sviluppo di opportunità agro-voltaiche; ii) accelerando lo sviluppo di comunità energetiche e sistemi distribuiti di piccola taglia, particolarmente rilevanti in un Paese che sconta molte limitazioni nella disponibilità e utilizzo di grandi terreni ai fini energetici; iii) incoraggiando lo sviluppo di soluzioni innovative, incluse soluzioni integrate e offshore; iv) rafforzando lo sviluppo del biometano.

Nel PNRR inoltre si legge che per arrivare agli obiettivi europei con la attuale legislazione si tarderebbe troppo, infatti: *"da un'analisi della durata media delle procedure relative ai progetti di competenza del MIMS elaborata in base ai dati degli anni 2019, 2020 e 2021, si riscontrano tempi medi per la conclusione dei procedimenti di VIA di oltre due anni, con punte di quasi sei anni, mentre per la verifica di assoggettabilità a VIA sono necessari circa 11 mesi (da un minimo di 84 giorni a un massimo di 634). Tale dato risulta sostanzialmente identico a quello del 2017 riportato nella relazione illustrativa del decreto legislativo n. 104/2017 di recepimento della direttiva VIA n. 2014/52/UE. Secondo alcune stime, considerando l'attuale tasso di rilascio dei titoli autorizzativi per la costruzione ed esercizio di impianti rinnovabili, sarebbero necessari 24 anni per raggiungere i*

target Paese, con riferimento alla produzione di energia da fonte eolica e ben 100 anni per il raggiungimento dei target di fotovoltaico”, pertanto una delle misure che il Piano prevede per ridurre queste tempistiche è quella di adattare una VIA Statale.

M2C2 - ENERGIA RINNOVABILE, IDROGENO, RETE E MOBILITA' SOSTENIBILE	
Ambiti di intervento/Misure	Totale
<b>1. Incrementare la quota di energia prodotta da fonti di energia rinnovabile</b>	<b>5,90</b>
Investimento 1.1: Sviluppo agro-voltaico	1,10
Investimento 1.2: Promozione rinnovabili per le comunità energetiche e l'auto-consumo	2,20
Investimento 1.3: Promozione impianti innovativi (incluso <i>off-shore</i> )	0,68
Investimento 1.4: Sviluppo biometano	1,92
Riforma 1.1: Semplificazione delle procedure di autorizzazione per gli impianti rinnovabili <i>onshore</i> e <i>offshore</i> , nuovo quadro giuridico per sostenere la produzione da fonti rinnovabili e proroga dei tempi e dell'ammissibilità degli attuali regimi di sostegno	-
Riforma 1.2: Nuova normativa per la promozione della produzione e del consumo di gas rinnovabile	-
<b>2. Potenziare e digitalizzare le infrastrutture di rete</b>	<b>4,11</b>
Investimento 2.1: Rafforzamento <i>smart grid</i>	3,61
Investimento 2.2: Interventi su resilienza climatica delle reti	0,50
<b>3. Promuovere la produzione, la distribuzione e gli usi finali dell'idrogeno</b>	<b>3,19</b>
Investimento 3.1: Produzione in aree industriali dismesse	0,50
Investimento 3.2: Utilizzo dell'idrogeno in settori <i>hard-to-abate</i>	2,00
Investimento 3.3: Sperimentazione dell'idrogeno per il trasporto stradale	0,23
Investimento 3.4: Sperimentazione dell'idrogeno per il trasporto ferroviario	0,30
Investimento 3.5: Ricerca e sviluppo sull'idrogeno	0,16
Riforma 3.1: Semplificazione amministrativa e riduzione degli ostacoli normativi alla diffusione dell'idrogeno	-
Riforma 3.2: Misure volte a promuovere la competitività dell'idrogeno	-
<b>4. Sviluppare un trasporto locale più sostenibile</b>	<b>8,58</b>
Investimento 4.1: Rafforzamento mobilità ciclistica	0,60
Investimento 4.2: Sviluppo trasporto rapido di massa	3,60
Investimento 4.3: Sviluppo infrastrutture di ricarica elettrica	0,74
Investimento 4.4: Rinnovo flotte bus e treni verdi	3,64
Riforma 4.1: Procedure più rapide per la valutazione dei progetti nel settore dei sistemi di trasporto pubblico locale con impianti fissi e nel settore del trasporto rapido di massa	-
<b>5. Sviluppare una <i>leadership</i> internazionale industriale e di ricerca e sviluppo nelle principali filiere della transizione</b>	<b>2,00</b>
Investimento 5.1: Rinnovabili e batterie	1,00
Investimento 5.2: Idrogeno	0,45
Investimento 5.3: Bus elettrici	0,30
Investimento 5.4: Supporto a start-up e venture capital attivi nella transizione ecologica	0,25

TABELLA 3 – QUADRO MISURE DEL M2C2: ENERGIA RINNOVABILE, IDROGENO, RETE E MOBILITÀ SOSTENIBILE

Come si vede dalla Tabella precedente tratta dal PNRR il primo investimento è proprio quello relativo allo sviluppo degli impianti agrovoltaici, infatti il settore agricolo è responsabile del 10% delle emissioni di gas serra in Europa. Con questa iniziativa le tematiche di produzione agricola sostenibile e produzione energetica da fonti rinnovabili vengono affrontate in maniera coordinata con l'obiettivo di diffondere impianti agro-voltaici di medie e grandi dimensioni.

La misura di investimento nello specifico prevede:

- l'implementazione di sistemi ibridi agricoltura-produzione di energia che non compromettano l'utilizzo dei terreni dedicati all'agricoltura, ma contribuiscano alla sostenibilità ambientale ed economica delle aziende coinvolte, anche potenzialmente valorizzando i bacini idrici tramite soluzioni galleggianti;
- il monitoraggio delle realizzazioni e della loro efficacia, con la raccolta dei dati sia sugli impianti fotovoltaici sia su produzione e attività agricola sottostante, al fine di valutare il microclima, il risparmio idrico, il recupero della fertilità del suolo, la resilienza ai cambiamenti climatici e la produttività agricola per i diversi tipi di colture.

L'investimento si pone il fine di rendere più competitivo il settore agricolo, riducendo i costi di approvvigionamento energetico (ad oggi stimati pari a oltre il 20% dei costi variabili delle aziende e con punte ancora più elevate per alcuni settori erbivori e granivori), e migliorando al contempo le prestazioni climatiche-ambientali.

L'obiettivo dell'investimento è installare a regime una capacità produttiva da impianti agrovoltaici di 1,04 GW, che produrrebbe circa 1.300 GWh annui, con riduzione delle emissioni di gas serra stimabile in circa 0,8 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub>.

Gli atti più importanti emanati a livello comunitario a sostegno delle fonti rinnovabili sono il Libro Bianco del 1996, il Libro Bianco del 1997 e la Direttiva 2001/77/CE, abrogata successivamente dalla Direttiva 2009/28/CE a partire dal 01/01/2012, sulla promozione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili; quest'ultima direttiva è quella vigente attualmente sulle Fonti Rinnovabili: crea un quadro comune per l'utilizzo di energie rinnovabili nell'Unione Europea (UE), così da ridurre le emissioni di gas serra e promuovere trasporti più puliti.

Tale direttiva fissa quindi gli obiettivi per i Paesi dell'UE per portare entro il 2020 la quota di energia da fonti energetiche rinnovabili al 20% di tutta l'energia dell'UE e al 10% di energia specificatamente per il settore dei trasporti.

Al fine di raggiungere tali obiettivi, ogni Paese dell'UE deve approntare un piano d'azione nazionale per il 2020, nel quale viene stabilita una quota di energia ottenuta da fonti rinnovabili nel settore dei trasporti, del riscaldamento e della produzione di energia elettrica.

I Paesi dell'UE possono inoltre scambiare energia da fonti rinnovabili e possono quindi anche ricevere questo tipo di energia da Paesi non appartenenti all'Unione Europea, a condizione che l'energia venga consumata nell'UE e che sia prodotta da impianti moderni ed efficienti.

Ogni Paese dell'Unione Europea deve garantire l'origine prodotta da fonti rinnovabili dell'energia elettrica, del riscaldamento e del raffreddamento, e deve costruire infrastrutture atte all'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili nel settore dei trasporti.

I biocarburanti e i bioliquidi devono essere realizzati in maniera sostenibile, senza l'uso di materie prime provenienti da terreni caratterizzati da un elevato valore di biodiversità.

Per quanto riguarda specificatamente l'Italia, la direttiva 2009/28 stabilisce l'obiettivo per il 2020, pari al 17%, relativo alla quota energia da fonti rinnovabili sul consumo finale di energia.

Per la tutela dell'ambiente e gli obiettivi di riduzione dei gas serra bisogna prendere in considerazione la Convenzione delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici di Rio de Janeiro del 1992: 150 Paesi nel mondo, compresa l'Italia, hanno stabilito di seguire l'Agenda 21, nella quale vengono indicate le azioni da intraprendere per ottenere uno sviluppo sostenibile.

Nel 1997 gli Stati membri hanno sottoscritto il Protocollo di Kyoto, nel quale si impegnano a ridurre nel complesso le proprie emissioni di gas serra dell'8% entro il 2008-2012 (Secondo periodo di scambio o Fase 2) e del 13% entro il 2013-2020 (Terzo periodo di scambio).

Il Protocollo di Kyoto è attuato a livello comunitario dalla Direttiva 2003/87/CE, modificata dalla Direttiva 2009/29, che stabilisce l'obbligo per gli impianti assoggettati di esercire l'attività con apposita autorizzazione all'emissione in atmosfera di gas serra e di rendere a fine anno un numero di quote di emissione pari alle stesse rilasciate durante l'anno; tale direttiva costituisce uno scambio di quote di emissioni di gas serra nella Comunità, in quanto, una volta rilasciate, possono essere

vendute o acquistate da terzi e il trasferimento delle quote stesse viene registrato in un apposito registro nazionale.

Al livello nazionale il D. Lgs. 30/2013 e s.m.i. rappresenta lo strumento attuativo della direttiva europea.

### 3.1.2. Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima 2030 (PNIEC)

Il PNIEC è uno strumento fondamentale che segna l'inizio di un importante cambiamento nella politica energetica e ambientale del nostro Paese verso la decarbonizzazione e di fatto supera la SEN 2017. Il PNIEC 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 è il risultato di un processo articolato. A dicembre 2018 è stata inviata alla Commissione Europea la bozza del Piano, predisposta sulla base di analisi tecniche e scenari evolutivi del settore energetico svolte con il contributo dei principali organismi pubblici operanti sui temi energetici e ambientali (GSE, RSE, Enea, Ispra, Politecnico di Milano). A giugno 2019 la Commissione Europea ha formulato le proprie valutazioni e raccomandazioni sulle proposte di Piano presentate dagli Stati membri dell'Unione, compresa la proposta italiana, valutata, nel complesso, positivamente. Nel corso del 2019, inoltre, è stata svolta un'ampia consultazione pubblica ed è stata eseguita la Valutazione ambientale strategica del Piano. A novembre 2019, il Ministro Patuanelli ha illustrato le linee generali del Piano alla Commissione attività produttive della Camera dei Deputati. Infine, il Piano è stato oggetto di proficuo confronto con le Regioni e le Associazioni degli Enti Locali, le quali, il 18 dicembre 2019, hanno infine espresso un parere positivo a seguito del recepimento di diversi e significativi suggerimenti. Per il raggiungimento del target relativo alle FER elettriche al 2030 ovvero il 55,4% dei consumi finali elettrici lordi coperto da energia rinnovabile, contro il 34,1% del 2017 - il fotovoltaico e l'eolico ricopriranno, secondo il PNIEC, un ruolo cruciale, attraverso l'installazione di impianti fotovoltaici.

Secondo la Proposta del PNIEC gli impianti fotovoltaici saranno uno dei principali pilastri della transizione energetica nazionale, il raggiungimento al 2030 di 74,5 TWh di energia elettrica si

traduce in ulteriori 40.000 MW di impianti fotovoltaici da costruire entro il 2030 (si dovrebbero quindi costruire in media 4.000 MW di impianti ogni anno. Questo obiettivo non è assolutamente raggiungibile installando gli impianti fotovoltaici sopra e coperture degli edifici, pensili, tettoie o in zone industriali. Si dovranno utilizzare pertanto anche le aree agricole se l'Italia vorrà raggiungere gli obiettivi prefissati al 2030. Come sarà meglio illustrato di seguito, gli impianti fotovoltaici non sottraggono lavoro alla agricoltura, infatti, essendo realizzati su terreni agricoli, abbisognano di una manutenzione specialistica di cura del verde. Infatti sarà necessario utilizzare anche maggiore manodopera a parità di superficie di terreno, in quanto in molte zone (per esempio quelle sotto i pannelli) l'erba dovrà essere tagliata a mano, senza l'ausilio di trattori con trince, senza contare i benefici ambientali apportati dalla produzione di energia solare (analizzati meglio nei paragrafi successivi).

In relazione all'analisi effettuata, il progetto in esame risulta:

- **Coerente:** presenta elementi di totale coerenza con gli obiettivi e gli indirizzi generali previsti dalla SEN, in quanto trattasi di impianto di produzione energetica da fonte rinnovabile;
- **Compatibile:** non risulta specificatamente contemplato dal PNIEC, che opera infatti a un livello decisamente superiore di programmazione.

### 3.1.3. Strategia Europa 2020

La Strategia Europa 2020 è stata elaborata dalla Comunità Europea per promuovere, sia a livello comunitario che nazionale, un tipo di crescita

- **intelligente**, che vuol dire sviluppare un'economia basata sulla conoscenza e sull'innovazione;
- **sostenibile**, cioè promuovere un'economia più efficiente per le risorse, più verde e più competitiva;
- **inclusiva**, atta a promuovere un'economia con un alto tasso di occupazione che favorisca la coesione sociale e territoriale.

Entro il 2020 bisogna quindi ottenere:

- occupazione per il 75% della popolazione che abbia un'età compresa tra i 20 e 64 anni;

- investimento del 3% del PIL dell'UE in ricerca e sviluppo;
- riduzione delle emissioni di gas serra almeno del 20% rispetto al 1990, portando al 20% la quota delle fonti di energia rinnovabile nel consumo finale di energia e migliorando del 20% l'efficienza energetica (i cosiddetti traguardi "20/20/20");
- tasso di abbandono scolastico inferiore al 10% e almeno il 40% dei giovani deve essere laureato;
- su un totale di circa 500 milioni, 20 milioni di persone in meno devono essere a rischio di povertà.

Affinché ogni Stato membro adatti la Strategia Europa 2020 alla propria situazione, questi obiettivi UE (ovviamente connessi tra loro) sono riportati in obiettivi nazionali, ognuno con il proprio percorso, caratterizzato da particolari azioni da attuare a livello nazionale, europeo e mondiale.

La Commissione ha quindi previsto un Programma Europa 2020, che comprende un insieme di iniziative da seguire come esempi, al fine di identificare i progressi di ogni priorità secondo lo schema riportato in Tabella 4.

Iniziativa	Obiettivi
L'Unione dell'innovazione	Migliorare le condizioni generali e l'accesso ai finanziamenti per la ricerca e l'innovazione, in modo che le idee innovative si trasformino in nuovi prodotti e servizi che stimolino la crescita e l'occupazione
Youth on the move	Migliorare l'efficienza dei sistemi di insegnamento e agevolare l'ingresso dei giovani nel mondo del lavoro
Un'agenda europea del digitale	Accelerare la diffusione di internet ad alta velocità e sfruttare i vantaggi del mercato unico digitale per famiglie e imprese
Un'Europa efficiente sotto il profilo delle risorse	Contribuire a separare crescita economica e uso delle risorse, favorire il passaggio a un'economia a basse emissioni di carbonio, incrementare l'uso delle fonti di energia rinnovabile, modernizzare il settore dei trasporti e promuovere l'efficienza energetica
Una politica industriale per l'era della globalizzazione	Migliorare il clima imprenditoriale e favorire lo sviluppo di una base industriale e sostenibile in grado di competere su scala mondiale
Un'agenda europea del digitale per nuove competenze e nuovi posti di lavoro	Modernizzare i mercati occupazionali e consentire un miglioramento delle competenze dei lavoratori in tutto l'arco della vita, per aumentare la partecipazione al mercato del lavoro e conciliare meglio l'offerta e la domanda di manodopera, anche tramite la mobilità dei lavoratori

Iniziativa	Obiettivi
L'Europa contro la povertà	Garantire coesione sociale e territoriale perché i benefici della crescita e dei posti di lavoro siano equamente distribuiti e le persone vittime di povertà ed esclusione sociale possano vivere in condizioni dignitose e partecipare attivamente alla società

**TABELLA 4 – INIZIATIVE PREVISTE DALLA COMMISSIONE ALL'INTERNO DEL PROGRAMMA EUROPA 2020**

Nell'ambito della crescita sostenibile gli obiettivi sono quindi favorire il passaggio verso un uso più efficiente delle risorse economiche e un'economia a basse emissioni di carbonio efficiente, ridurre le missioni di CO<sub>2</sub>, migliorare la competitività e promuovere una maggiore sicurezza energetica.

Per l'incremento del consumo di energia derivante da fonti rinnovabili, la Strategia Europa 2020 prevede che la Commissione raggiunga principalmente i seguenti traguardi:

- mobilitare gli strumenti comunitari finanziari in modo che possano essere di aiuto a quelli nazionali;
- migliorare l'utilizzo di strumenti di mercato, quali ad esempio lo scambio di quote di emissione, la revisione della tassazione dei prodotti energetici, un quadro per gli aiuti di Stato, o la promozione di un uso maggiore degli appalti verdi pubblici;
- proporre l'ammodernamento e la decarbonizzazione del settore dei trasporti, per esempio tramite la distribuzione iniziale di infrastrutture di rete di mobilità elettrica, gestione intelligente del traffico, migliore logistica, riducendo così le emissioni di CO<sub>2</sub> per i veicoli stradali, per il trasporto aereo e i settori marittimi;
- accelerare la realizzazione di progetti strategici con un alto valore aggiunto europeo, al fine di eliminare le strozzature critiche, come le sezioni transfrontaliere e i nodi intermodali (città, porti, logistica, piattaforme, ...);
- adottare un piano d'azione dell'efficienza energetica e promuovere un programma sostenibile nell'efficienza delle risorse attraverso l'uso di fondi strutturali;
- stabilire cambiamenti strutturali e tecnologici, necessari per passare a un basso tenore di carbonio entro il 2050, che consentirà all'UE di raggiungere gli obiettivi di riduzione delle emissioni e di biodiversità; ciò implica la prevenzione e la risposta alle catastrofi naturali, sfruttando il contributo di coesione, lo sviluppo rurale, agricolo e le politiche marittime per affrontare i cambiamenti climatici.

All'interno dello stesso obiettivo, ogni Stato membro deve, a livello nazionale:

- ridurre le sovvenzioni che hanno ripercussioni negative sull'ambiente e garantire una ripartizione equa dei relativi costi e benefici, limitando le eccezioni alle persone socialmente bisognose;
- incentivare l'uso dell'energia rinnovabile e di tecnologie pulite e resistenti al cambiamento climatico e promuovere il risparmio energetico e l'eco-innovazione;
- servirsi di strumenti normativi, non normativi e di bilancio, tra cui gli standard di rendimento energetico per i prodotti e gli edifici, le sovvenzioni, i prestiti preferenziali e gli *appalti verdi*, per incentivare un adattamento economicamente efficace dei modelli di produzione e di consumo, promuovere il riciclaggio, passare a un'economia efficiente sotto il profilo delle risorse e a basse emissioni di carbonio e progredire verso la decarbonizzazione dei trasporti e della produzione di energia;
- sviluppare infrastrutture intelligenti, potenziate e totalmente interconnesse nei settori dei trasporti e dell'energia, utilizzare le tecnologie dell'informazione e della comunicazione, per incrementare la produttività, coordinare i progetti infrastrutturali e favorire lo sviluppo di mercati di rete aperti, competitivi e integrati;
- coordinare i progetti infrastrutturali all'interno della rete europea, al fine di contribuire efficacemente al sistema di trasporto europeo;
- mobilitare integralmente i fondi UE per favorire il conseguimento di questi obiettivi.

Ciascuno Stato membro dovrà quindi fornire il proprio contributo alla realizzazione della Strategia Europa 2020, seguendo percorsi nazionali specifici che verranno controllati dalla Commissione; nel caso di *risposta inadeguata*, la Commissione formulerà una *raccomandazione*, che dovrà essere attuata in un determinato lasso di tempo; trascorso questo intervallo temporale senza una reazione adeguata, la Commissione emetterà quindi un *avvertimento politico*.

Dal report nazionale emesso dalla Commissione Europea il 26/02/2016 (SWD (2016) 81 final) si evince che il raggiungimento dell'obiettivo europeo del 20% del consumo di energia da fonti rinnovabili si traduce nell'obiettivo nazionale del 17% (già raggiunto nel 2013), grazie soprattutto alle tariffe fiscali agevolate e al meccanismo dei certificati verdi.

I report nazionali e le raccomandazioni annuali vengono emessi ogni sei mesi dalla Commissione Europea e pubblicati sul sito web <http://ec.europa.eu/europe2020/>.

**In relazione all'analisi effettuata, il progetto in esame risulta:**

- **Coerente:** presenta elementi di totale coerenza con gli obiettivi e gli indirizzi generali previsti dalla Strategia Europa 2020, poiché trattasi di impianto di produzione di energia da fonte rinnovabile;
- **Compatibile:** non risulta specificatamente contemplato dalla Strategia Europea 2020, che opera a un livello superiore di programmazione.

#### 3.1.4. Pacchetto per l'energia pulita (Clean Energy Package)

Il 30 novembre 2016 la Commissione UE ha adottato il *Pacchetto legislativo* denominato "*Energia pulita per tutti gli europei*" (*Clean Energy for all Europeans*), attraverso il quale si stabiliscono gli obiettivi per il 2030 per le emissioni di gas serra, fonti rinnovabili ed efficienza energetica, assicurandosi che l'energia sia economicamente accessibile, sia sicura e sia sostenibile.

Questo Pacchetto legislativo ha tre obiettivi principali:

- efficienza energetica
- leadership a livello mondiale nelle rinnovabili
- mercato energetico che dia più potere ai consumatori nelle scelte energetiche.

Per ottenere tutto ciò, la UE punta a raggiungere una produzione di energia da fonti rinnovabili pari al 27% entro il 2030.

Con la revisione della Direttiva 2009/28/CE sulle rinnovabili, la Commissione punta ad adattare il mercato elettrico, remunerare la flessibilità della generazione, della domanda e dello stoccaggio; il dispacciamento prioritario viene confermato per le installazioni già esistenti, per le piccole installazioni e nel caso in cui lo Stato membro abbia bisogno di raggiungere l'obiettivo sulle fonti rinnovabili, mentre la riduzione della produzione di energia da fonti rinnovabili dovrebbe essere minima.

**In relazione all'analisi effettuata, il progetto in esame risulta:**

- **Coerente:** presenta elementi di totale coerenza con gli obiettivi e gli indirizzi generali previsti dal Pacchetto, poiché si tratta di un impianto di produzione di energia da fonte rinnovabile;
- **Compatibile:** non risulta specificatamente contemplato dal Pacchetto che opera a un livello superiore di programmazione.

### 3.1.5. Piano Nazionale per lo Sviluppo Sostenibile

Il *Piano Nazionale per lo Sviluppo Sostenibile* (o indicato anche come *Strategia*) è stato presentato al Consiglio dei Ministri in 2 ottobre 2017 ed è stato approvato il 22 dicembre 2017, sulla stessa linea della *Strategia d'azione ambientale per lo sviluppo sostenibile in Italia 2002-2010*; l'obiettivo primario è quello della sostenibilità.

La Strategia coinvolge cinque aree principali, quali le persone, il pianeta, la prosperità, la pace e la partnership.

Nel caso particolare della prosperità, uno degli obiettivi è quello di decarbonizzare l'economia, in modo da "incrementare l'efficienza energetica e la produzione di energia da fonte rinnovabile evitando o riducendo gli impatti sui beni culturali ed il paesaggio".

#### **In relazione all'analisi effettuata, il progetto in esame risulta:**

- **Coerente:** presenta elementi totalmente coerenti con gli obiettivi e gli indirizzi generali previsti dalla Strategia, visto che si tratta di un impianto di produzione di energia da fonte rinnovabile;
- **Compatibile:** non risulta specificatamente contemplato dalla Strategia, poiché opera a un livello superiore di programmazione.

### 3.1.6. Strategia Energetica Nazionale (SEN) 2017

Grazie al Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 10 novembre 2017, è stato adottato il Piano denominato *Strategia Energetica Nazionale* (in seguito indicato anche con SEN) 2017, che è andato a sostituire il Piano del 2013, già successivo a quello del 1988.

All'interno della SEN l'Italia ha già raggiunto gli obiettivi europei, se si considera infatti che rispetto ai consumi previsti per il 2020 che erano pari al 17%, lo sviluppo delle rinnovabili sui consumi

complessivi al 2015 era già del 17,5%; inoltre ci sono stati importanti sviluppi tecnologici al fine di conciliare prezzi contenuti dell'energia e sostenibilità.

La SEN si focalizza sul sistema energetico nazionale, provando a renderlo più

- competitivo, riducendo la differenza tra prezzo e costo dell'energia del Paese rispetto al resto dell'Europa, considerando anche che i prezzi internazionali sono in continuo aumento;
- sostenibile, raggiungendo gli obiettivi ambientali e di decarbonizzazione definiti dalla UE;
- sicuro, migliorando la sicurezza di approvvigionamento e la flessibilità dei sistemi e delle infrastrutture energetiche, in modo da rendere l'Italia energeticamente indipendente.

Gli obiettivi della SEN sono quindi i seguenti:

- efficienza energetica, tramite la riduzione dei consumi finali da 118 a 108 Mtep, con un risparmio di circa 10 Mtep fino al 2030;
- fonti rinnovabili, ottenendo il 28% di rinnovabili sui consumi complessivi al 2030 rispetto al 17,5 del 2015;
- riduzione del differenziale di prezzo dell'energia, che possa contenere il divario tra il gas italiano e quello del nord Europa (circa 2€/MWh nel 2016) e quello sui prezzi dell'elettricità rispetto alla media della UE (circa 35 €/MWh nel 2015 per una famiglia media e 25% circa per le imprese);
- cessazione della produzione di energia elettrica da carbone, con l'obiettivo di accelerazione al 2025 tramite interventi infrastrutturali;
- realizzazione del downstream petrolifero, che abbia un'evoluzione crescente di biocarburanti sostenibili e del GNL nei trasporti derivati dal petrolio;
- decarbonizzazione al 2050, con una diminuzione delle emissioni, rispetto al 1990, del 39% al 2030 e del 63% al 2050;
- raddoppio degli investimenti in ricerca e sviluppo tecnologico clean energy, da 222 milioni nel 2013 a 444 milioni nel 2021;
- promozione della mobilità sostenibile e dei servizi di mobilità condivisa;

- investimenti sulle reti per ottenere una maggiore flessibilità, adeguatezza e resilienza, una maggiore integrazione con l'Europa, nonché una diversificazione delle fonti e delle rotte di approvvigionamento gas, e una gestione più efficiente dei flussi e delle punte di domanda;
- riduzione della dipendenza energetica dall'estero dal 76% del 2015 al 64% del 2030, considerando il rapporto tra il saldo import/export dell'energia primaria atta a coprire il fabbisogno e il consumo interno lordo.

Affinché tutti questi obiettivi siano raggiungibili, è necessario che sussistano le seguenti condizioni:

- infrastrutture e semplificazioni: la SEN 2017 prevede azioni di semplificazione e razionalizzazione della regolamentazione per garantire la realizzazione delle infrastrutture e degli impianti necessari alla transizione energetica, senza indebolire la normativa ambientale e di tutela del paesaggio e del territorio, né il grado di partecipazione alle scelte strategiche;
- costi della transizione: grazie all'evoluzione tecnologica e a un'accurata regolazione, è possibile fare efficienza e produrre energia da fonti rinnovabili a costi sostenibili;
- compatibilità tra obiettivi energetici e tutela del paesaggio: quest'ultimo è un valore irrinunciabile, quindi le fonti rinnovabili con maggiore potenziale residuo sfruttabile (eolico e fotovoltaico) avranno priorità sull'uso di aree industriali dismesse, capannoni e tetti, oltre che sui recuperi di efficienza degli impianti esistenti; le Regioni e le amministrazioni che tutelano il paesaggio dovranno quindi individuare le aree da destinare alla produzione energetica rinnovabile, che non siano altrimenti valorizzabili;
- effetti sociali e occupazioni della transizione: l'efficienza energetica e la sostituzione delle fonti fossili con quelle rinnovabili generano un bilancio positivo anche in termini occupazionali, che va però monitorato e governato, intervenendo tempestivamente per riqualificare i lavoratori spiazzati dalle nuove tecnologie e formare nuove professionalità, al fine di generare opportunità di lavoro e crescita.

Considerato in particolare l'obiettivo di promuovere la diffusione di tecnologie rinnovabili, la SEN 2017 prevede il raggiungimento del 28% di rinnovabili sui consumi complessivi al 2030, rispetto al 17,5% del 2015.

Facendo un'analisi settoriale, l'obiettivo si svilupperà in una quota di rinnovabili sul consumo elettrico del 55% al 2030 rispetto al 33,5% del 2015, una quota di rinnovabili sugli usi termici del 30% al 2030 rispetto al 19,2% del 2015, e una quota di rinnovabili nei trasporti del 21% al 2030 rispetto al 6,4% del 2015.

**In relazione all'analisi effettuata, il progetto in esame risulta:**

- **Coerente:** presenta elementi di totale coerenza con gli obiettivi e gli indirizzi generali previsti dalla SEN, in quanto trattasi di impianto di produzione energetica da fonte rinnovabile;
- **Compatibile:** non risulta specificatamente contemplato dalla SEN, che opera infatti a un livello decisamente superiore di programmazione.

3.1.7. Programma Operativo Nazionale (PON) 2014/2020

In data 24 novembre 2015 la Commissione Europea ha modificato un programma già approvato in data 23 giugno 2015, denominato *Programma Operativo Nazionale (anche detto PON) Imprese e Competitività 2014/2020*; tale programma si avvale di budget complessivo di oltre 2,4 miliardi di euro, di cui 1,7 miliardi sono provenienti dal Fondo Europeo per lo Sviluppo Regionale (di seguito anche FESR) e 643 milioni di cofinanziamento nazionale.

Lo scopo del PON è aumentare gli investimenti nei settori chiave nelle regioni meno sviluppate, quali Calabria, Basilicata, Puglia, Campania e Sicilia, e in quelle in transizione, come Abruzzo, Molise e Sardegna.

Vengono interessate da questo programma soprattutto le piccole e medie imprese, che devono quindi raggiungere i seguenti obiettivi:

- OT1 – Rafforzare ricerca, sviluppo tecnologico e innovazione;
- OT2 – Migliorare accesso, utilizzo e qualità del ICT;
- OT3 – Promuovere competitività di piccole e medie imprese;
- OT4 – Sostenere transizione verso un'economia a basse emissioni di CO<sub>2</sub> in tutti i settori.

**In relazione all'analisi effettuata, il progetto in esame risulta:**

- **Coerente:** presenta elementi di totale coerenza con gli obiettivi e gli indirizzi generali previsti dal PON, in quanto si tratta di un impianto di produzione energetica da fonte rinnovabile;
- **Compatibile:** non risulta specificatamente contemplato dal PON, perché opera a un livello superiore di programmazione.

#### 3.1.8. Piano d'Azione Nazionale per le fonti rinnovabili (PAN)

Nel luglio del 2020 è stato redatto il Piano di Azione Nazionale per le fonti rinnovabili (anche detto PAN), in conformità alla Direttiva 2009/28/CE; tale Piano costituisce appunto una descrizione delle politiche riguardanti le fonti rinnovabili, delle misure già presenti e di quelle da adottare in futuro; fornisce inoltre una descrizione di ciò che è stato eseguito in passato per la produzione dell'energia elettrica, del riscaldamento e dei trasporti.

Nello specifico, il PAN definisce il contributo totale fornito da ogni tecnologia rinnovabile, al fine di raggiungere gli obiettivi fissati per il 2020 per la produzione di energia.

#### In relazione all'analisi effettuata, il progetto in esame risulta:

- **Coerente:** presenta elementi di totale coerenza con gli obiettivi e gli indirizzi generali del PAN, in quanto impianto di produzione di energia da fonte rinnovabile;
- **Compatibile:** non risulta specificatamente contemplato dal PAN, perché definito a un livello superiore di programmazione.

#### 3.1.9. Piano d'Azione Italiano per l'Efficienza Energetica (PAEE)

Come previsto dalla Direttiva di efficienza energetica 2012/27/UE, recepita in Italia con il D. Lgs. 102/2014, e in accordo con la Strategia Energetica Nazionale (SEN), approvata con D.M. dell'8 marzo 2013 e attualmente sostituita dalla SEN 2017, nel luglio 2014 è stato emesso il Piano di Azione per l'Efficienza Energetica (di seguito indicato anche come PAEE).

Questo Piano definisce gli obiettivi di efficienza energetica, quali la riduzione dei consumi e i risparmi negli usi finali per singolo settore, fissati per al 2020 per l'Italia e le misure che si dovranno adottare per conseguirli:

- Risparmio di 15.5 Mtep di energia finale su base annua e di 20 Mtep di energia primaria, per raggiungere nel 2020 un livello di consumi inferiore di circa il 24% rispetto allo scenario di riferimento europeo;
- Evitare l'emissione annua di circa 55 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub>;
- Risparmiare circa 8 miliardi di euro all'anno di importazioni di combustibili fossili.

Le aree interessate da questi obiettivi sono l'edilizia, gli edifici degli enti pubblici, il settore di industrie e trasporti, regolamentazione della rete elettrica, riscaldamento e raffreddamento (compresa la cogenerazione), formazione e informazione dei consumatori, regimi obbligatori di efficienza energetica.

**In relazione all'analisi effettuata, il progetto in esame risulta:**

- **Coerente:** presenta elementi di totale coerenza con gli obiettivi e gli indirizzi generali previsti dal PAEE, poiché trattasi di impianto di produzione di energia da fonte rinnovabile;
- **Compatibile:** non risulta specificatamente contemplato dal PAEE, in quanto opera a un livello decisamente superiore di programmazione.

3.1.10. Piano Nazionale di riduzione delle emissioni di gas serra

Con delibera dell'8 marzo 2013, il Comitato Interministeriale per la Programmazione Economica (CIPE) ha approvato il Piano Nazionale per la riduzione dei livelli di emissione di gas a effetto serra, che ha come obiettivo per l'Italia la riduzione delle emissioni entro il 2020 di gas serra del 13% rispetto ai livelli del 2015, così come stabilito dalla Decisione del Parlamento e del Consiglio Europeo n. 406/2009 del 23 aprile 2009 (anche detta *decisione effort-sharing*).

Attualmente il Piano non risulta ancora redatto, ma all'interno della delibera sono state definiti gli obiettivi e le modalità per raggiungerli, tra cui è presente la valutazione della fattibilità tecnico-economica dell'istituzione, presso il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, del Catalogo delle tecnologie, dei sistemi e dei prodotti per la decarbonizzazione dell'economia del Paese, soprattutto per le risorse finanziarie, umane e strumentali.

Tra le misure da adottare sono presenti inoltre i certificati verdi, la tariffa omnicomprensiva e il Piano di azione Nazionale per le energie rinnovabili (rif. Paragrafo 3.1.7).

**In relazione all'analisi effettuata, il progetto in esame risulta:**

- **Coerente:** presenta elementi di totale coerenza con gli obiettivi e gli indirizzi generali previsti dal Piano per la riduzione di gas serra, poiché è un impianto di produzione di energia da fonte rinnovabile;
- **Compatibile:** non risulta specificatamente contemplato dal Piano per la riduzione di gas serra, in quanto opera a un livello superiore di programmazione.

#### 3.1.11. Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio

Il "Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio" (D. Lgs. 42/2004) indica le procedure da seguire per gli interventi che riguardano i Beni Culturali e Paesaggistici.

Vengono definiti Beni Culturali quei beni, mobili e immobili, che presentano interesse artistico, storico, archeologico, antropologico, archivistico, bibliografico e quelli che hanno valore di civiltà.

I Beni Paesaggistici invece sono immobili e aree indicate dall'Art. 134 del suddetto D. Lgs., che costituiscono espressione del valore storico, culturale, naturale, morfologico ed estetico del territorio.

Per maggiori dettagli consultare l'Allegato "AS\_LUC\_REP: Relazione paesaggistica".

In relazione all'analisi effettuata, il progetto in esame risulta:

- **Coerente:** presenta elementi di totale coerenza con gli obiettivi e gli indirizzi generali previsti dal "Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio", poiché è un impianto di produzione di energia da fonte rinnovabile;
- **Compatibile:** nessun componente del progetto in esame interessa aree vincolate ai sensi del D. Lgs. N. 42/2004.

#### 3.1.12. Programmi di Sviluppo Rurale (PSR) 2014-2020 della Regione Puglia

La politica di sviluppo rurale dell'Unione europea è attuata mediante Programmi di sviluppo rurale (PSR), redatti dagli Stati membri.

Il Programma di Sviluppo Rurale è il principale strumento di finanziamento, programmazione e attuazione del Fondo Europeo Agricolo per lo Sviluppo Rurale (FEASR) attraverso il quale la Regione Puglia promuove gli interventi utili per lo sviluppo del territorio.

Il Programma di Sviluppo Rurale consente di investire su conoscenza ed innovazione, sui processi di ammodernamento delle aziende, sulla crescita e il miglioramento delle infrastrutture; consente di

rafforzare la collaborazione tra imprenditori e la diversificazione delle attività, dedicando ampio spazio ai giovani e alla formazione. Il sostegno agli investimenti è finalizzato ad aumentare la competitività del sistema imprenditoriale, sostenere la crescita del settore, migliorare le condizioni di vita delle comunità locali rurali, salvaguardare l'ambiente dei territori, favorendone uno sviluppo equilibrato e sostenibile.

È stato approvato dalla Commissione Europea con decisione C(2015) 8412 del 24 novembre 2015 e ratificato dalla Giunta regionale con Delibera n. 2424 del 30 dicembre 2015 (BURP n. 3 del 19 01 2016). Il programma si articola in 14 misure funzionali al perseguimento di 6 obiettivi principali (Priorità), 18 obiettivi di maggior specificità (Focus Area) e 3 obiettivi trasversali.

Il tipo di colture previsto con l'impianto agrovoltico rientra nei Programmi di Sviluppo Rurale (PSR) 2014-2020 della regione Puglia – Misura M10. La Misura 10 sostiene interventi finalizzati ad una gestione sostenibile delle superfici agricole per limitare i danni provocati dallo sfruttamento delle risorse naturali e generare effetti ambientali positivi e finanzia i comportamenti virtuosi degli agricoltori, tra cui l'introduzione di una "cover crop".

Le "cover crops", come dice la parola stessa, sono delle colture di copertura. Generalmente si utilizzano due o più specie, le cui principali caratteristiche non sono quelle di dare dei benefici economici direttamente e nell'immediato, bensì indirettamente ed in un lasso di tempo più ampio, attraverso il miglioramento ed il riequilibrio delle caratteristiche del terreno, condizioni mediante le quali risulta possibile l'ottenimento di produzioni più elevate e di qualità superiore. Le "cover crops" troveranno impiego nella striscia larga 4 m, posta sotto gli inseguitori fotovoltaici.

#### 3.1.13. Aree idonee.

Il D.Lgs 199/21 e s.m.i., all'articolo 20, comma 8, identifica come aree idonee i seguenti siti:

a) siti ove sono già installati impianti della stessa fonte e in cui vengono realizzati interventi di modifica non sostanziale ai sensi dell'articolo 5, commi 3 e seguenti, del decreto legislativo 3 marzo 2011 n. 28, nonché, per i soli impianti solari fotovoltaici, i siti in cui sono presenti impianti fotovoltaici sui quali, senza variazione dell'area occupata o comunque con variazioni dell'area occupata nei limiti di cui alla lettera c-ter), numero 1), sono eseguiti interventi di modifica sostanziale per rifacimento, potenziamento o integrale ricostruzione, anche con l'aggiunta di sistemi di accumulo di capacità non superiore a 3 MWh per ogni MW di potenza dell'impianto fotovoltaico;

b) le aree dei siti oggetto di bonifica di cui alla Parte IV, Titolo V del D.Lgs. 152/2006 (artt. 239 ss.)

c) le cave e miniere cessate, non recuperate o abbandonate o in condizioni di degrado ambientale;

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,

c-ter) esclusivamente per gli impianti fotovoltaici, anche con moduli a terra, in assenza di vincoli ai sensi della parte seconda del codice dei beni culturali e del paesaggio, di cui al d.lgs. 42/2004:

- 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;
- le aree interne agli impianti industriali e agli stabilimenti, questi ultimi definiti come "complesso unitario e stabile, che si configura come un complessivo ciclo produttivo, sottoposto al potere decisionale di un unico gestore, in cui sono presenti uno o più impianti o sono effettuate una o più attività che producono emissioni attraverso, per esempio, dispositivi mobili, operazioni manuali, deposizioni e movimentazioni. Si considera stabilimento anche il luogo adibito in modo stabile all'esercizio di una o più attività", nonché le aree classificate agricole racchiuse in un perimetro i cui punti distino non più di 500 metri dal medesimo impianto o stabilimento;
- 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 42/2004 ((includere 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 (i.e. beni culturali) oppure dell'articolo 136 del medesimo decreto legislativo (i.e. immobili ed aree di notevole interesse pubblico). 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 500 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.

**In relazione all'analisi effettuata (cfr. AS\_LUC\_R14 e AS\_LUC\_V21), l'area di progetto risulta idonea ai sensi del D.Lgs 199/21.**

Infatti, come meglio descritto nella relazione AS\_GIN\_R14 "Verifica Aree Idonee" e nell'elaborato grafico AS\_LUC\_V21, il 100% dell'opera ricade nella definizione di aree idonee ai sensi dell'art. 20, c.8, lettera c-quater del Dlgs 199/21 e oltre l'34% dell'opera ricade nella definizione aree idonee ai sensi dell'art. 20, c.8, lettera c-ter punto 2 del menzionato decreto.

### 3.2. Piani di carattere Regionale e sovra-regionale

Al livello regionale la normativa è governata principalmente da piani di sviluppo che puntano alla protezione e alla tutela del territorio e dell'ambiente.

#### 3.2.1. Piano di Assetto Idrogeologico della Regione Puglia (PAI)

Il 30 novembre 2005, con Delibera Istituzionale n°39 del 30/11/2005, l'Autorità di Bacino della Regione Puglia ha approvato il Piano di Assetto Idrogeologico della Regione Puglia (di seguito indicato anche come PAI).

Tale Piano definisce i concetti di rischio idrogeologico, pericolosità di frana e pericolosità idrogeologica; considerato un determinato intervallo di tempo e una determinata area, il rischio (R) viene definito come l'entità del danno atteso successivamente a una determinata calamità; la pericolosità (P) invece è definita come l'accadimento della calamità in un determinato tempo (frequenza), caratterizzata da una determinata magnitudo (intensità). Rischio e pericolosità sono evidentemente correlati.

Per quanto riguarda l'assetto idraulico, il PAI distingue le aree del territorio in base a tre livelli di pericolosità:

- Alta pericolosità idraulica (AP);

- Media pericolosità idraulica (MP);
- Bassa pericolosità idraulica (BP).

Per quanto riguarda l'assetto geomorfologico, le aree si distinguono in tre livelli di pericolosità:

- Pericolosità geomorfologica molto elevata (PG3);
- Pericolosità geomorfologica elevata (PG2);
- Pericolosità geomorfologica media e moderata (PG1).

Per il rischio invece le aree vengono classificate in quattro livelli:

- Moderato (R1), dove i danni sociali, economici e al patrimonio ambientale sono marginali;
- Medio (R2), per il quale si possono verificare danni minori a edifici, infrastrutture e patrimonio ambientale, che però non coinvolgono l'incolumità personale, l'agibilità degli edifici e la funzionalità delle attività economiche;
- Elevato (R3), quando ci sono possibili problemi per l'incolumità delle persone, danni funzionali agli edifici e alle infrastrutture, tali da renderli inagibili, interruzione delle attività socioeconomiche e danni rilevanti al patrimonio ambientale;
- Molto elevato (R4), dove è possibile la perdita di vite umane, lesioni gravi alle persone, danni gravi a edifici, infrastrutture e patrimonio ambientale, e distruzione delle attività socioeconomiche.

In Figura 5 si può vedere la cartografia sulla quale è stata effettuata la verifica, consultabile sul sito dell'Autorità di Bacino della Regione Puglia e aggiornata al 19/01/2016.

In particolare, in riferimento a quanto prescritto dalle N.T.A. del Piano di Bacino (PAI), si precisa che, in base alla cartografia ufficiale del PAI, **nessuna delle aree destinate all'impianto fotovoltaico (Lotto Ovest e Lotto Est) rientra tra quelle interessate da pericolosità idraulica e/o rischio geomorfologico.**

Per quel che riguarda il tracciato del cavidotto di collegamento dell'impianto agrovoltaco con la SSE, lo stesso è stato scelto con particolare attenzione per minimizzare interferenze e punti di intersezione con reticoli idrografici o ulteriori vincoli: il cavidotto interrato si sviluppa in asse con la viabilità stradale, per collegare i campi alla futura SSE.

In particolare, il cavidotto per circa metà della sua lunghezza ricade in area perimetrata PAI e rientra tra le opere consentite dal PAI, di cui alla lettera "d" del comma "1" degli art.li 8 e 9 delle NTA del PAI (nuove infrastrutture a rete di interesse pubblico, non delocalizzabili), trattandosi comunque di opere completamente interrato e su strada. Il tracciato del cavidotto prevede n° 2 attraversamenti del reticolo idrografico, entrambi saranno superati mediante tecnica della trivellazione orizzontale controllata T.O.C..

La Sottostazione Utente rientra nell'area definita dal PAI a "bassa pericolosità idraulica" dove, in base all'art. 9 delle NTA del PAI, sono consentiti tutti gli interventi previsti dagli strumenti di governo del territorio (come dimostra anche la presenza della Stazione Elettrica di Terna "San Severo"). Lo studio ha identificato un'altezza massima del tirante idrico pari a 40 cm. Le opere di progetto dovranno quindi collocarsi ad un'altezza dal piano campagna superiore a questa misura. Infine la particolare collocazione della SSU non comporterà nessuna modifica dell'attuale regime idraulico.

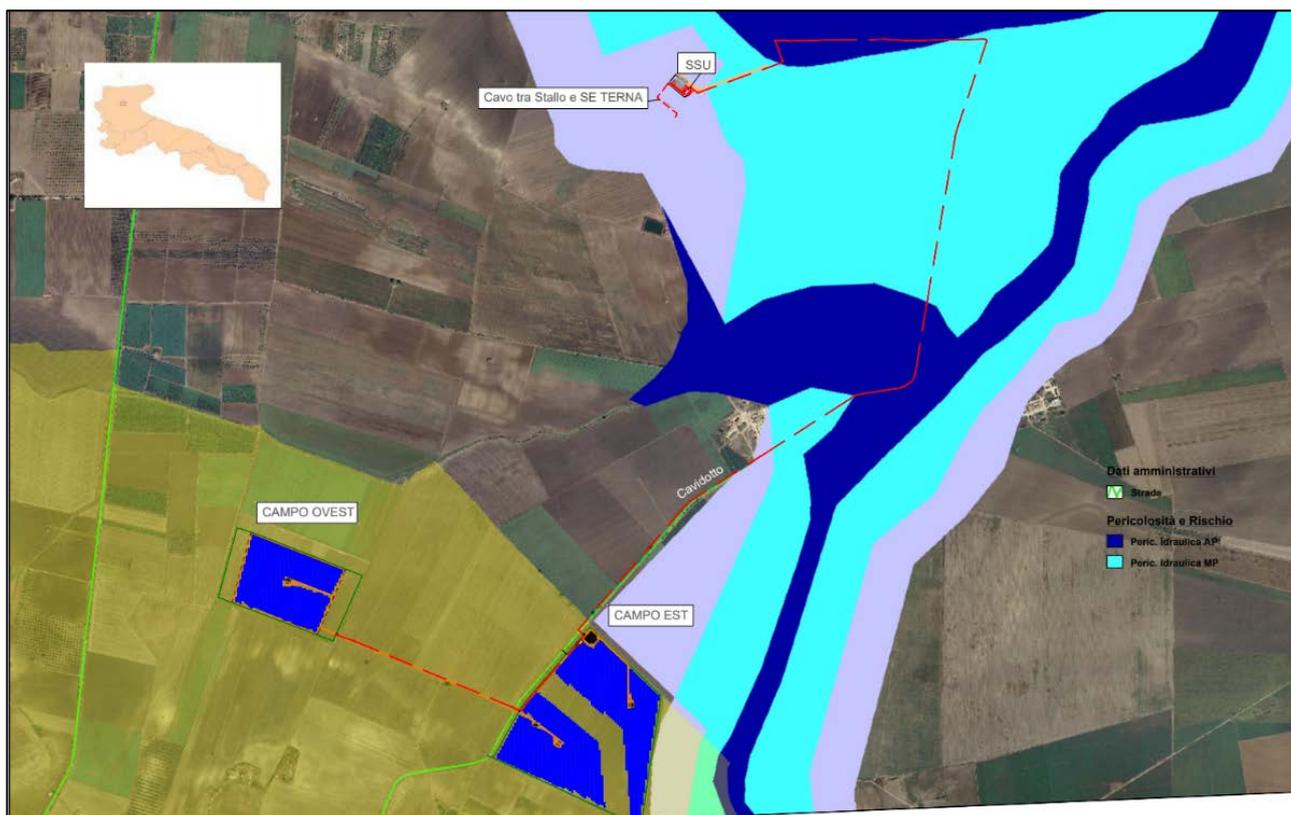


FIGURA 5 – PIANO DI BACINO STRALCIO PER L'ASSETTO IDROGEOLOGICO



**FIGURA 6 – INTERFERENZA DEL CAVIDOTTO MT INTERRATO CON IL RETICOLO IDRAULICO**

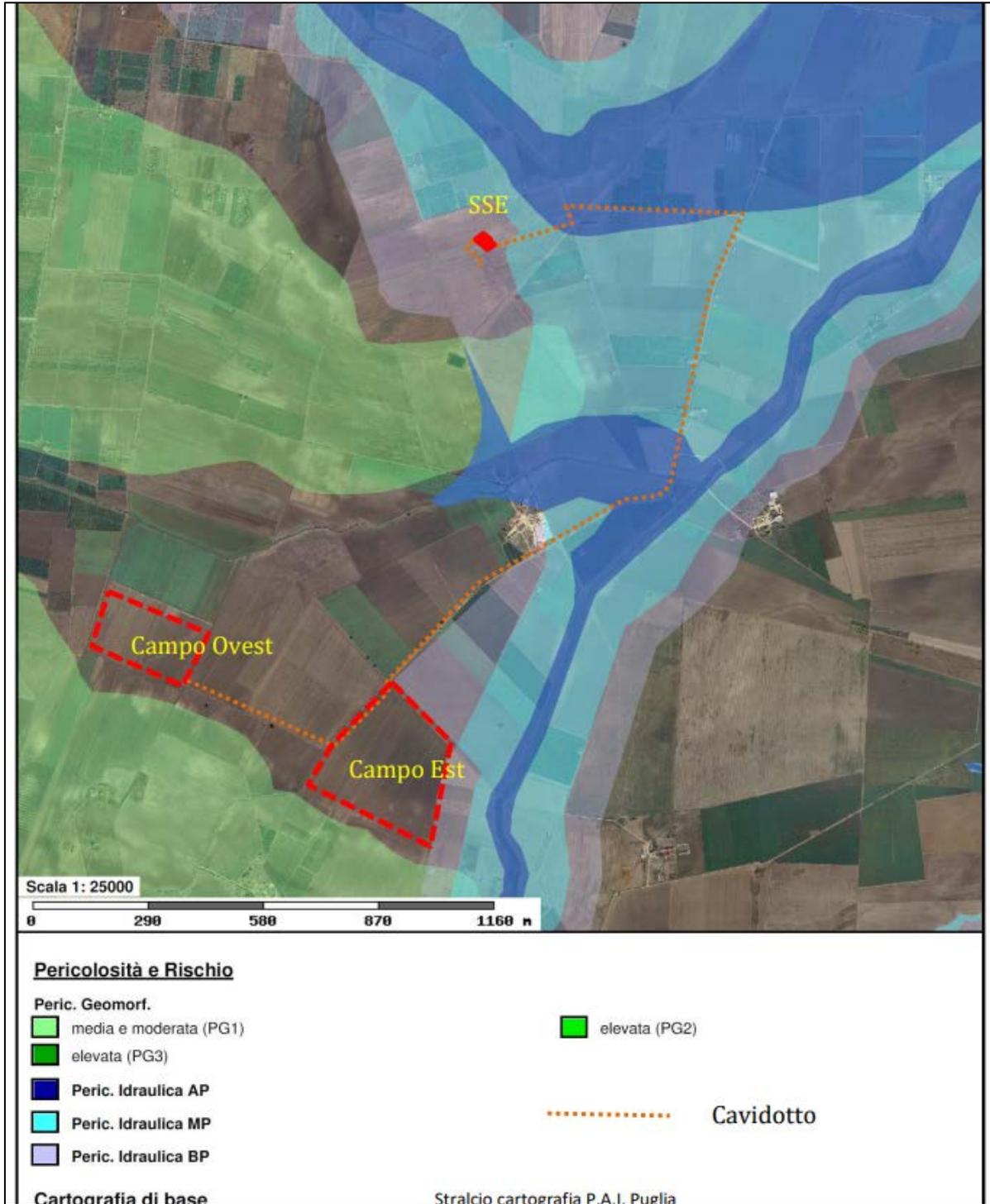
In relazione all'analisi effettuata, il progetto in esame risulta:

- **Coerente:** presenta elementi di totale coerenza con gli obiettivi e gli indirizzi generali previsti dal PAI, poiché è un impianto di produzione di energia da fonte rinnovabile;
- **Compatibile:** sull'area interessata sono assenti sia pericolosità idraulica, sia pericolosità geomorfologica, sia aree di rischio.

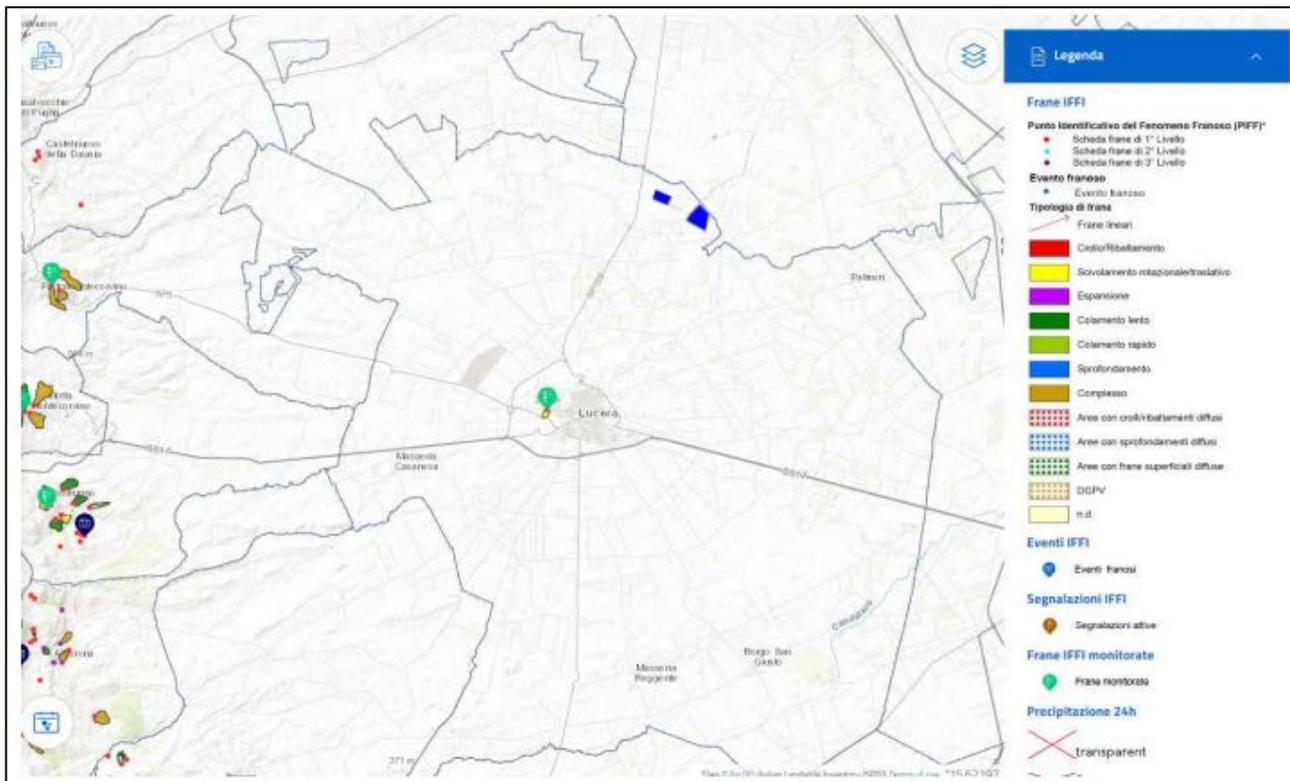
### 3.2.2. Rischio Geomorfologico

Per verificare l'esistenza di rischi geomorfologici, nella "AS\_LUC\_R04 – Relazione Geologica" e nella "AS\_LUC\_R07: Relazione geotecnica - Sismicità", oltre alle mappe PAI, sono state consultate anche le cartografie riguardo la presenza di frane, così come previsto dal cosiddetto "Progetto IFFI" (Inventario dei Fenomeni Franosi in Italia) previsto dall'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA) (rif. Figura 8) e il Catasto delle Grotte (rif. Figura 9).

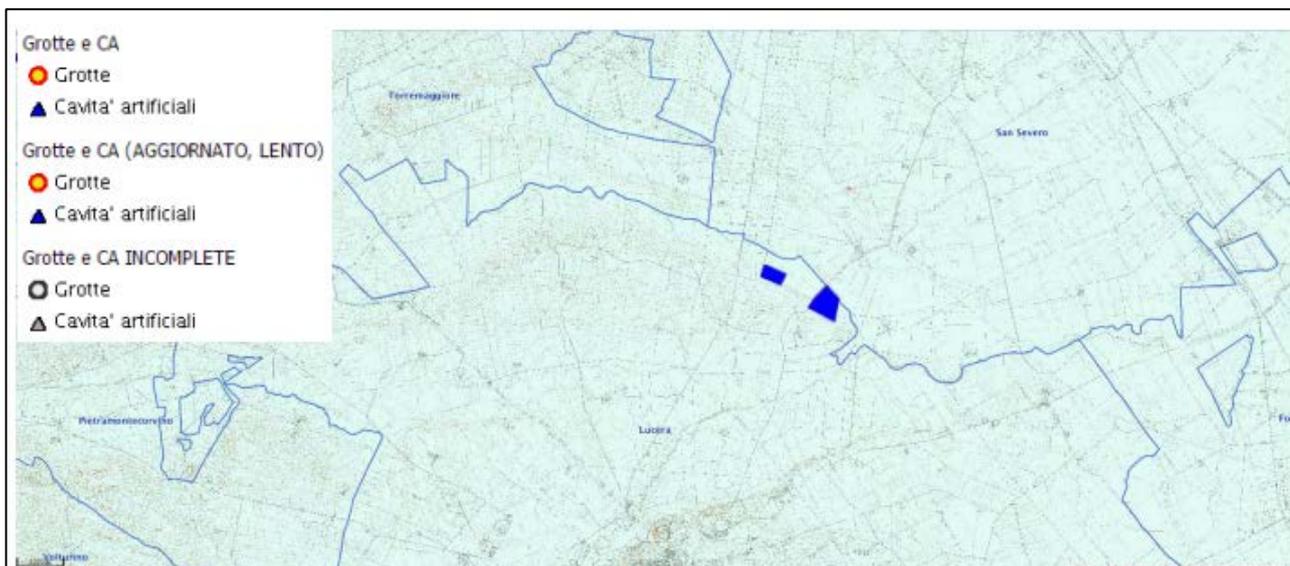
Tutti i suddetti piani escludono rischi di natura geomorfologica.



**FIGURA 7 – STRALCIO CARTA CATASTO GROTTI E CAVITÀ ARTIFICIALI (CATASTO GROTTI)**



**FIGURA 8 – INVENTARIO DEI FENOMENI FRANOSI – PROGETTO IFFI (ISPRA)**



**FIGURA 9 – STRALCIO CARTA CATASTO GROTTA E CAVITÀ ARTIFICIALI (CATASTO GROTTA)**

### 3.2.3. Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (PPTR)

Con il D.G.R. n. 357 del 27 marzo 2007 è stato istituito il Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (anche denominato PPTR), che aggiorna il PUTT/P, costituendo, di fatto, un Piano coerente con il Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio, regolamentato dal D. Lgs. N. 42 del 22 gennaio 2004.

Il PPTR definisce vincoli per la tutela di determinati ambienti territoriali, già classificati dal PUTT, e valorizza l'aumento della qualità paesaggistico-ambientale della Regione.

Tale Piano presenta inoltre un collegamento con il Piano Energetico Nazionale, che prevede infatti l'aumento della produzione di energie rinnovabili per ridurre la dipendenza energetica e le emissioni inquinanti in atmosfera. Il PPTR definisce i termini autorizzativi delle linee guida, le localizzazioni, le tipologie degli impianti di produzione FER.

Gli obiettivi del Piano sono quindi i seguenti:

- favorire lo sviluppo di energie rinnovabili sul territorio regionale;
- definire standard di qualità territoriale e paesaggistica nello sviluppo di tali energie;
- proteggere il paesaggio;
- definire misure per coinvolgere i comuni nella produzione di megafotovoltaico.

Per raggiungere tali obiettivi, ci si ricollega all'Art. 143, comma 8, del Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio, che indica quanto segue: *"Il piano paesaggistico può anche individuare linee guida prioritarie per progetti di conservazione, recupero, riqualificazione, valorizzazione di aree regionali, individuandone gli strumenti di attuazione, comprese le misure incentivanti"*.

L'area dell'impianto fotovoltaico in esame viene identificato con i termini indicati nella scheda B2.2 dell'elaborato n. 5 del PPTR, poiché ricade in una zona dove non sono presenti gravine, né con visuali; non interferirà né modificherà l'attuale strutturazione della rete viaria.

Ciò che si prevede dall'analisi effettuata è che le aree di impianto fotovoltaico non apporteranno modifiche compromettenti in modo pregiudizievole al mantenimento della flora e allo status di presenza della fauna frequentante l'habitat; questo infatti non viene individuato come "habitat prioritario" dalla specifica direttiva Europea 92/42/CEE.

Il sistema suolo-vegetazione spontanea rimarrà pressoché inalterato e non compromesso, poiché, durante la fase di esercizio dell'impianto, il terreno sarà mantenuto naturalmente inerbito,

lasciando comunque la possibilità di coltivare colture da sovescio, per preservare la fertilità del terreno.

Infine le aree del sito in esame non rientrano tra quelle censite dal Corpo Forestale dello Stato e facenti parte del Catasto Incendi ai sensi della Legge n. 353 del 21/11/2000 (per maggiori dettagli, consultare l'Allegato "AS\_LUC\_REP: Relazione paesaggistica"). Vista la giacitura pianeggiante delle aree in esame, non ci sono coni visuali rispetto al contesto circostante; perciò **l'impatto paesaggistico-visivo sulla struttura dei paesaggi rurali è trascurabile.**

Analogamente l'impatto visivo è trascurabile sia sul contorno di contesto, sia sul centro abitato di Lucera, i cui primi caseggiati distano circa 6,5 km.

Riguardo al PPTR, Si fa notare che sebbene il terreno in disponibilità giuridica del Lotto Ovest sia lambito in due lati dal reticolo idrografico di connessione della R.E.R. la recinzione dell'impianto fotovoltaico è esterna a tale vincolo. Inoltre, la linea di connessione in Media Tensione interferisce con il buffer di BP – Fiumi, torrenti e corsi d'acqua iscritti negli elenchi delle acque pubbliche, ma nel tratto interferente la linea non solo è interrata ma passa al di sotto di una strada asfaltata carrabile (la SP 20) e pertanto è da ritenere un'opera ammissibile anche ai sensi dell'art. 46 delle NTA del PPTR, in quanto riconducibile alla fattispecie di cui al comma 2, lett. A10) del medesimo articolo.

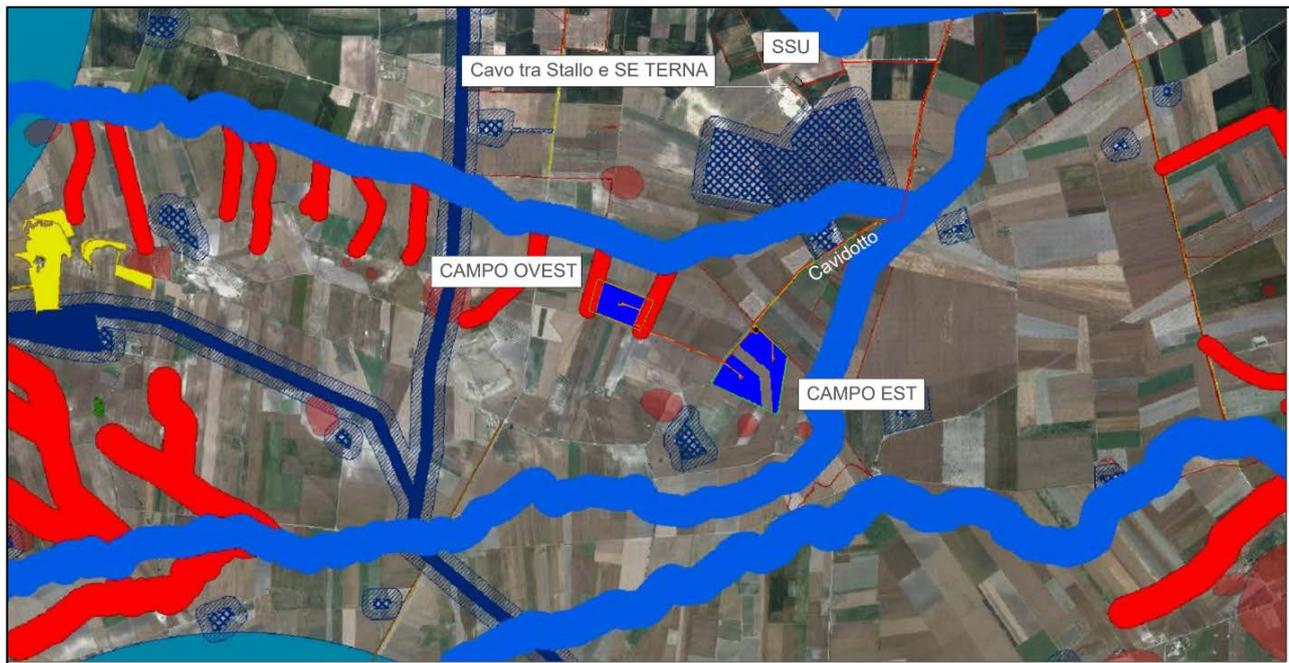


FIGURA 10 – CARTA DEI VINCOLI DEL PPTR (AS\_LUC\_V02)

In relazione all'analisi effettuata, il progetto in esame risulta:

- **Coerente:** presenta elementi di totale coerenza con gli obiettivi e gli indirizzi generali previsti dal PPTR, poiché è un impianto di produzione di energia da fonte rinnovabile;
- **Compatibile:** nessun componente dell'impianto interessa aree tutelate elencate nell'art. 38 delle NTA del PPTR. Il cavidotto MT interferente per un tratto al *BP – Fiumi, torrenti e corsi d'acqua iscritti negli elenchi delle acque pubbliche*, è **da ritenere un'opera ammissibile/compatibile ai sensi dell'art. 46 delle NTA del PPTR, in quanto riconducibile alla fattispecie di cui al comma 2, lett. A10) del medesimo articolo.**

#### 3.2.4. Struttura ecosistemico-ambientale

I valori patrimoniali ecosistemico-ambientali sono rappresentati dalle zone umide costiere e dalle residue aree boschive; qui si ha la presenza di diversi habitat comunitari e prioritari ai sensi della Direttiva Habitat 92/43/CEE e la presenza di specie floristiche e faunistiche di interesse conservatoristico, che hanno portato alla definizione di alcune aree appartenenti al sistema di conservazione della natura della Regione Puglia, e che rientrano nella Rete Ecologica Regionale come nodi secondari, dai quali hanno origine le principali connessioni ecologiche con le residue aree naturali all'interno.

Con riferimento ai Beni ed agli ulteriori contesti paesaggistici individuati come componenti botanico-vegetazionali dal PPTR, le aree interessate dalla realizzazione con le relative pertinenze non ricadono in zone identificate nel sistema di tutela paesaggistica. Su area vasta non si riscontrano componenti botanico-vegetazionali (il più vicino è l'UCPformazioni arbustive in evoluzione, a distanza di > 3 Km, nonché l'UCP – prati e pascoli naturali, a distanza di > 4 Km dalle aree di impianto (cfr. GIS -SIT Puglia- anno 2019, scala 1:100000, sotto riportata)



**FIGURA 11 – CARTA DEI VINCOLI PAESAGGISTICI BOSCO**

Per maggiori dettagli consultare l'Allegato "AS\_LUC\_REP: Relazione paesaggistica" e l'Allegato "AS\_LUC\_V.03: Carta dei Vincoli nell'Area di Intervento - Vincoli Paesaggistici Bosco".

Sebbene i terreni non sono classificati come bosco o pascolo, si specifica che non rientrano nemmeno tra le aree percorse dal fuoco.

**In relazione all'analisi effettuata, il progetto in esame risulta:**

- **Compatibile:** le aree scelte per l'intervento risultano esterne dell'ambito del "Sistema di conservazione della Natura" e ubicate a distanza da esse; l'impianto fotovoltaico non ricadrà in un contesto significativamente critico e fragile nelle componenti di agrosistema.

### 3.2.5. Aree non idonee all'installazione di impianti FER

Con il Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 10/09/2010, "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili" sono state individuate le aree non idonee alla costruzione e all'esercizio di impianti a fonte rinnovabile, al fine di facilitarne e velocizzarne l'iter autorizzativo.

La Regione Puglia ha quindi emesso il Regolamento Regionale n. 24 del 30/12/2010, "Regolamento attuativo del Decreto del Ministero per lo Sviluppo Economico del 10 settembre 2010, "Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili", recante la individuazione di aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili nel territorio della regione Puglia".

Per maggiori dettagli consultare l'Allegato "AS\_LUC\_REP: Relazione paesaggistica".

I Lotti Ovest ed Est ricadono nei coni visuali dei 10 Km; specificatamente il Campo Ovest al limitare del cono visuale dei 10 Km di Castel Fiorentino- Comune di Torremaggiore e a circa 8,5 Km dal Castello di Lucera, mentre il Campo Est a circa 8,5 Km dal Castello di Lucera (cfr. ortofoto SIT Puglia sotto riportate). Nello specifico delle due aree di impianto (a scala di dettaglio), esse si trovano in realtà a valle di rilievi arrotondati i quali di fatto schermano l'impianto AFV, non rendendoli visivamente traguardabili dai coni visivi di Castel Fiorentino e Castello di Lucera.

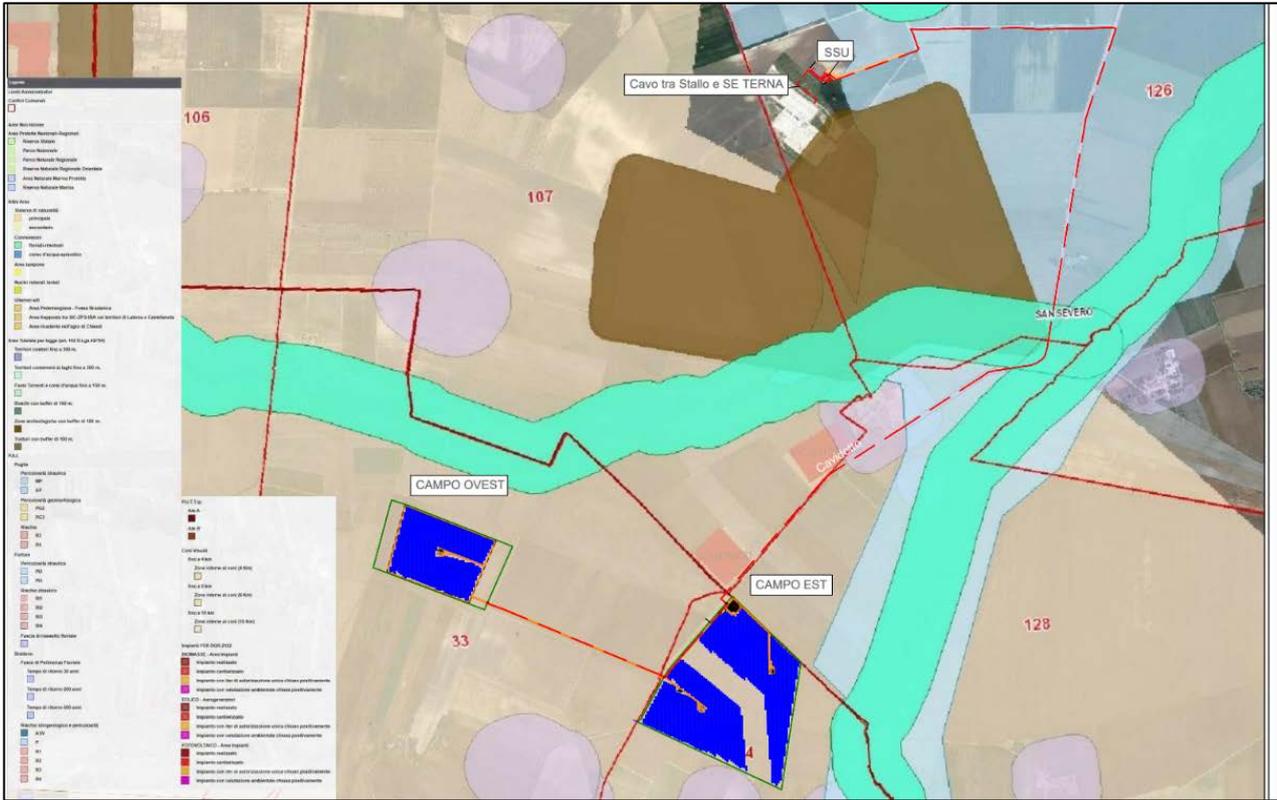


FIGURA 12 – STRALCIO MAPPA AREE NON IDONEE FER

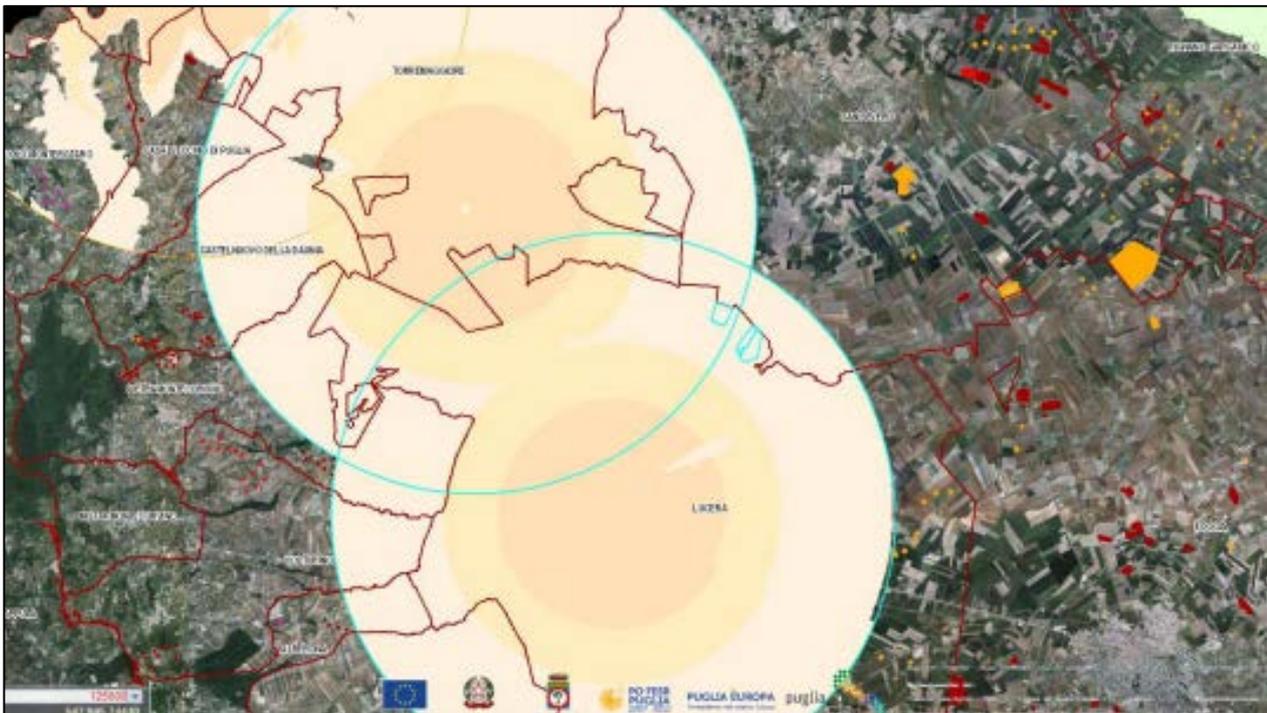
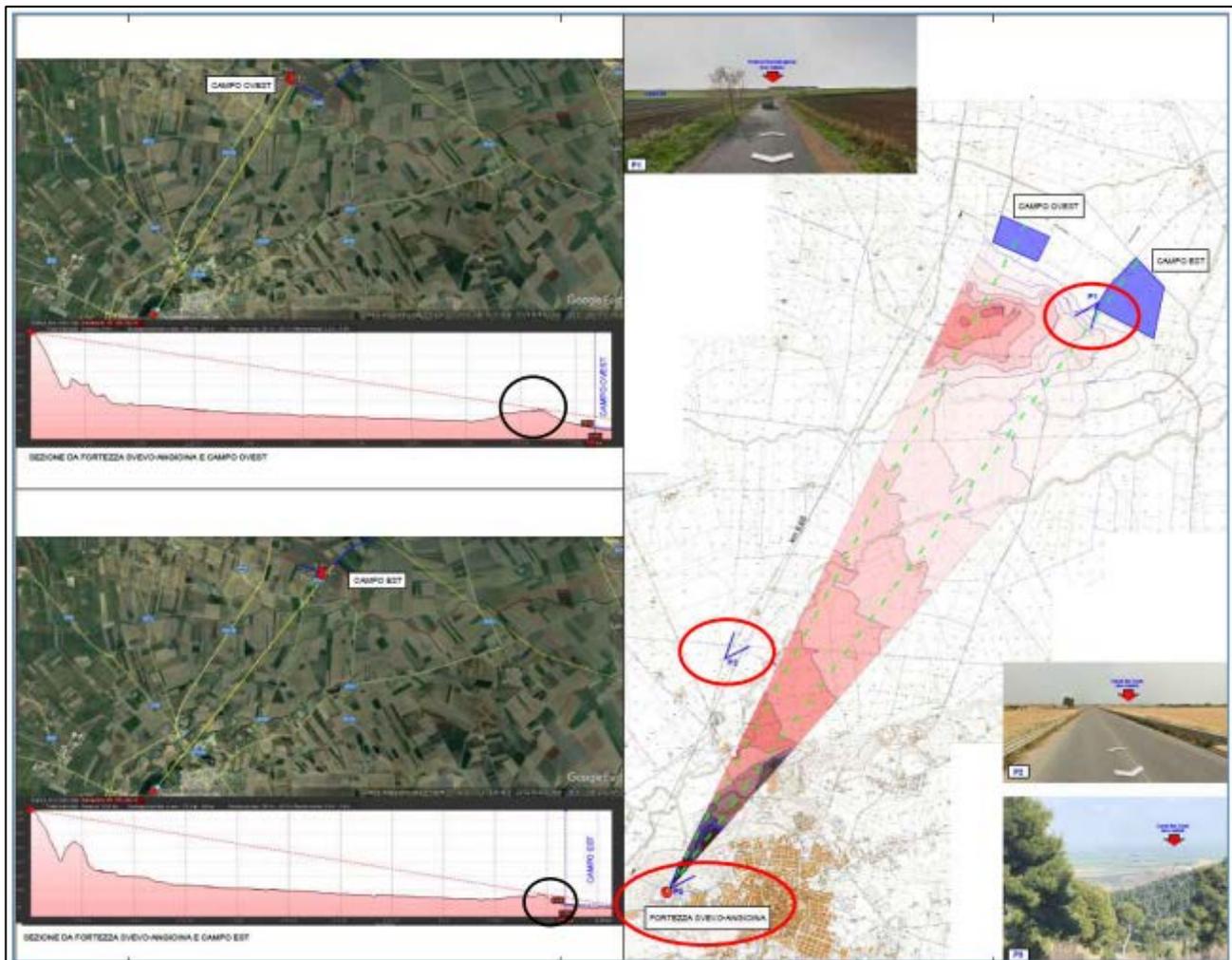


FIGURA 13 – SIT PUGLIA, ANNO 2019 – IMPIANTI FER DGR 2122 DEL 23/10/2012 – CONI VISUALI FINO A 10 KM

Quanto asserito circa la non visibilità delle aree di impianto, trova oggettivo fondamento sull'esito di acquisizione di dati territoriali e relative elaborazioni finalizzata alla restituzione di vere e proprie scansioni di sezioni del paesaggio, dove nelle ordinate sono riportate le altezze delle geometrie di territorio e nelle ascisse le distanze), di seguito riportate.



**Dalla scansione di paesaggio sopra riportata e relativi punti di ripresa fotografica (evidenziati con cerchi in rosso e relative foto) si evince chiaramente come i rilievi collinari (cerchiati in nero) si frappongano ai coni visuali del Castello di Lucera e di Castel Fiorentino, mascherando di fatto le aree di impianto, poste a valle dei predetti rilievi.**

In relazione all'analisi effettuata, il progetto in esame risulta:

- **Coerente:** presenta elementi di totale coerenza con gli obiettivi e gli indirizzi generali previsti dalle "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili", poiché trattasi un impianto agrivoltaico;

- **Compatibile:** l'impianto agrovoltaico in progetto non interferisce con aree non idonee ai sensi del Regolamento in esame. **Riguardo all'interferenza con la fascia di rispetto più lontana di due coni visuali generati dal Castello di Lucera e dal Castel Fiorentino risulta compatibile in quanto la visuale è impedita dai rilievi orografici che vi si frappongono.**

### 3.2.6. Rete natura 2000 e IBA (Important Bird Area)

Rete Natura 2000 è un sistema di aree presenti nel territorio dell'Unione Europea, destinate alla salvaguardia della diversità biologica mediante la conservazione degli habitat naturali, seminaturali, nonché della flora e della fauna selvatiche indicati negli allegati delle Direttive 92/43/CEE del 21 maggio 1992 "Direttiva Habitat" e 79/409/CEE del 2 aprile 1979 "Direttiva Uccelli".

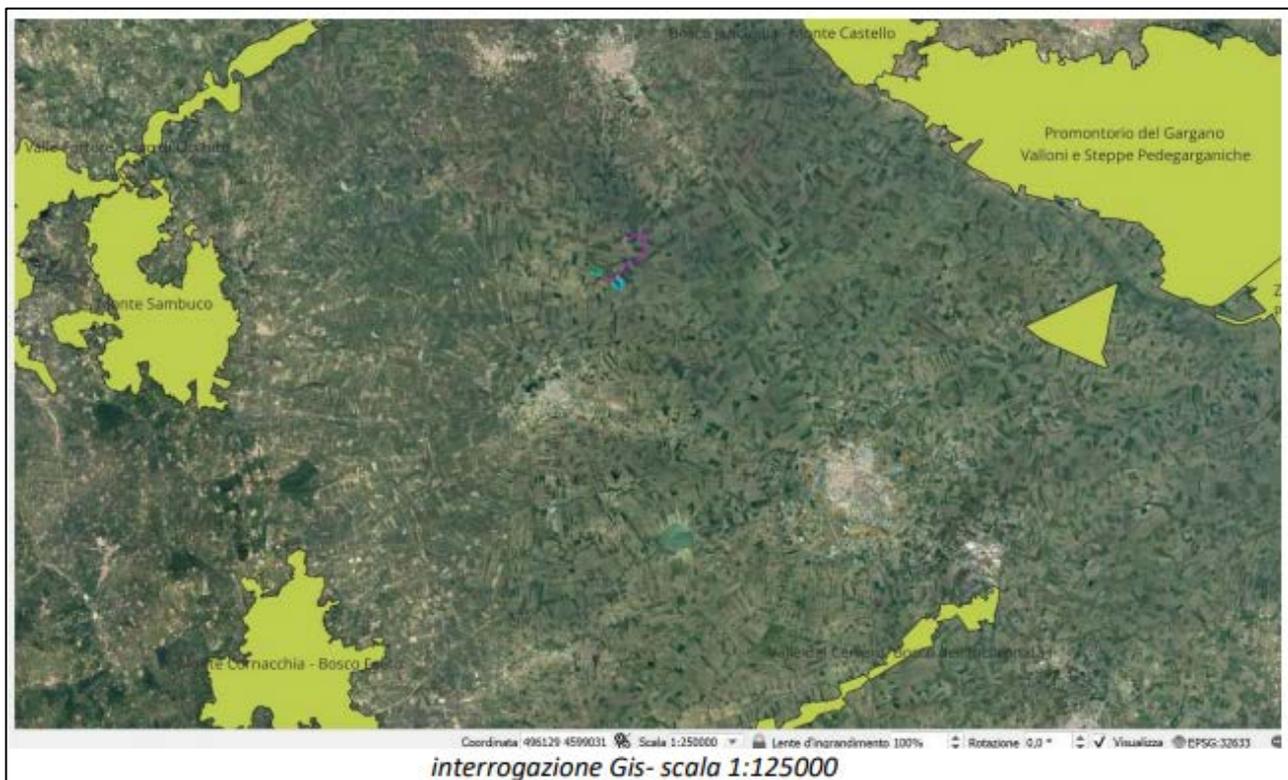
Rete Natura 2000 è composta da due tipi di aree: i Siti di Importanza Comunitaria (SIC) e le Zone di Protezione Speciale (ZPS), previste dalla Direttiva "Uccelli". Tali zone possono avere tra loro diverse relazioni spaziali, dalla totale sovrapposizione alla completa separazione.

Alle suddette aree si applicano le misure di conservazione necessarie al mantenimento o al ripristino in uno stato di conservazione soddisfacente, degli habitat naturali e/o delle specie animali e vegetali.

Come mostrato nell'Allegato "AS\_LUC\_V.09: Stralcio Mappatura Parchi e Riserve e Siti di Rilevanza Naturalistica", le aree protette, quali parchi nazionali e regionali, si sviluppano all'esterno del sito interessato e ben lontane da esso (rif. Figura 14); in particolare:

	distanza dal punto più prossimo (Km) da	
	Campo Est	Campo Ovest
Sito ZSC IT 9110035 "Monte Sambuco"	22	21
Sito ZSC IT9110002 "Valle Fortore, Lago di Occhito"	24	23
Sito ZSC IT9110003 "Monte Cornacchia-Bosco di Faeto"	24,5	24
Sito ZSC IT9110008 "Valloni e Steppe pedegarganiche"	24	25
Sito ZPS IT9110039 "Promontorio del Gargano"	24	25
Sito ZSC IT 9110032 "Valle del Cervaro, Bosco dell'Incoronata"	26,5	28
Sito ZSC IT9110027 "Bosco Jancuglia-Monte Castello"	18	18,5
Parco Nazionale del Gargano	19	19,5
IBA 023 - Promontorio del Gargano e Zone Umide della Capitanata	18,5	18
Zone Ramsar "Saline di Margherita di Savoia" DPR n.488 del 13/05/1976	50	51,5

**TABELLA 5 – DISTANZA DEL PROGETTO DALLE AREE NATURALI PROTETTE**



**FIGURA 14 – STRALCIO MAPPATURA PARCHI E RISERVE E SITI DI RILEVANZA NATURALISTICA**

Inoltre, dagli strati informativi di cui alla D.G.R. n. 2442 del 21/12/2018 "Rete Natura 2000. Individuazione di Habitat e Specie vegetali e animali di interesse comunitario nella Regione Puglia", le aree d' intervento non risultano prossime ad Habitat della Rete Natura 2000; infatti, gli Habitat di area vasta risultano ben distanti come di seguito:

Habitat	distanza dal punto più prossimo (Km) da	
	Campo Est	Campo Ovest
62aO - Formazioni erbose secche della regione subMediterranea orientale (Scorzoneratalia villosae)	5	4
3280 - Fiumi Mediterranei a flusso permanente con vegetazione dell'alleanza Paspalo- Agrostidion e con filari ripari di Salix e Populus alba	3	3

**TABELLA 6 – DISTANZA DEL PROGETTO DALLE AREE HABITAT**

**In relazione all'analisi effettuata, il progetto in esame risulta:**

- **Compatibile:** le aree in esame non risultano essere sottoposte a vincoli ambientali, architettonici o paesaggistici.

### 3.2.7. Piano di Tutela delle Acque della Regione Puglia (PTA)

Nella Parte Terza, Sezione II, del D. Lgs. 152/2006, recante le norme in materia di tutela delle acque dall'inquinamento, viene individuato il Piano di Tutela delle Acque (di seguito anche PTA), che ha lo scopo di raggiungere e mantenere gli obiettivi di qualità ambientale per i corpi idrici significativi (superficiali e sotterranei), e di qualità ambientale per specifica destinazione; deve inoltre tutelare qualitativamente e quantitativamente il sistema idrico.

Il PTA va a sostituire a livello regionale i "Piani di risanamento" della Legge 319/76 e fa parte del Piano di Bacino, ai sensi dell'ex articolo 17 della L. 183/1989 "Norme per il riassetto organizzativo e

funzionale della difesa del suolo" (abrogato e sostituito dall'Art. 65 della Parte Terza, Sezione I, "Norme in materia di difesa del suolo e lotta alla desertificazione", del D. Lgs. 152/06).

Pertanto, nella pianificazione regionale, il PTA è uno strumento sovraordinato di carattere regionale, le cui disposizioni hanno carattere immediatamente vincolante per le amministrazioni e gli enti pubblici, e per i soggetti privati nel caso si tratti di prescrizioni dichiarate di tale efficacia dal piano stesso.

Le caratteristiche del PTA (Parte terza, Sezione II, "Tutela delle acque dall'inquinamento", del D. Lgs. 152/06, Art. 121) sono le seguenti:

- risultati dell'attività conoscitiva;
- individuazione degli obiettivi di qualità ambientale per specifica destinazione;
- destinazione dei corpi idrici a specifica destinazione e delle aree richiedenti determinate misure di prevenzione dall'inquinamento e di risanamento;
- misure di tutela qualitative e quantitative, integrate e coordinate per bacino idrografico;
- indicazione della cadenza temporale degli interventi e delle relative priorità;
- programma di verifica dell'efficacia degli interventi;
- interventi di bonifica dei corpi idrici;
- analisi economica di cui all'Allegato 10 alla Parte Terza del suddetto decreto, e misure previste, al fine di attuare le disposizioni di cui all'Art. 119 per il recupero dei costi di servizi idrici;
- risorse finanziarie previste a legislazione vigente.

Come si può vedere nella figura seguente le aree di impianto non sono incluse nelle "Zone di protezione speciale idrogeologica" e che le aree di protezione si trovano a notevole distanza.

## Consultazione Piano Tutela Acque 2019 Adottato

Sistema Informativo Territoriale - Regione Puglia - 05/09/2023

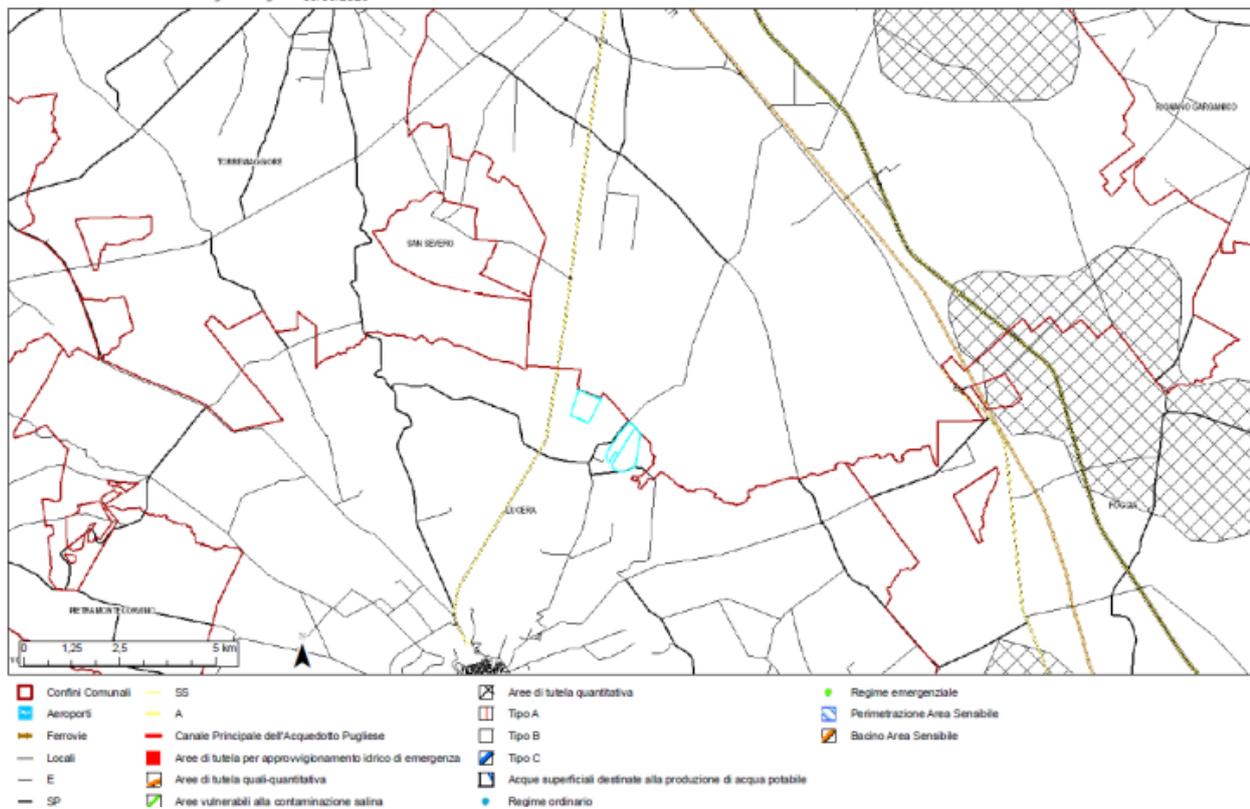
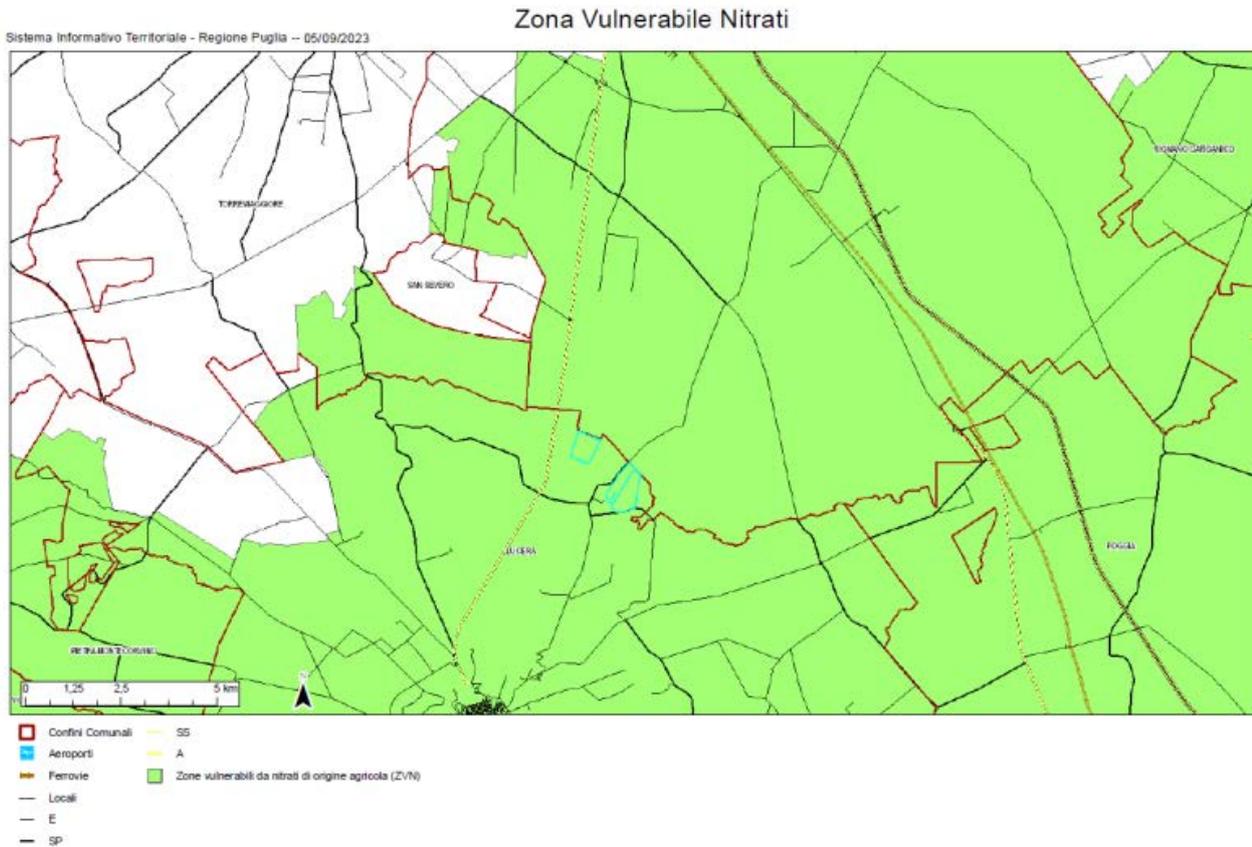


FIGURA 15 – PTA ADOTTATO



**FIGURA 16 – PTA ZONE VULNERABILI AI NITRATI**

Per maggiori dettagli consultare l'Allegato "AS\_LUC\_R04: Relazione geologica".

Pertanto, l'intera area di progetto non è interessata da zone a protezione idrogeologica mentre rientra tra le zone a vulnerabilità da nitrati di origine agricola. È quindi possibile affermare che l'area in oggetto, non è soggetta alle prescrizioni di cui il Piano di Tutela Acque.

**In relazione all'analisi effettuata, il progetto in esame risulta:**

- **Coerente:** presenta elementi di totale coerenza con gli obiettivi e gli indirizzi generali previsti dal PTA, poiché è un impianto di produzione di energia da fonte rinnovabile;
- **Compatibile:** le aree di impianto non sono incluse nelle "Zone di protezione speciale idrogeologica" e le aree di protezione sono ubicate a notevole distanza.

### 3.2.8. Parchi e Aree Protette – Ulivi monumentali

Per tutelare gli ulivi monumentali della Regione Puglia, si fa riferimento alla L.R. 04/06/2007 n. 14; dalla consultazione della cartografia e dell'elenco, riportati sul portale ambientale della Regione, si

può constatare che nell'area in esame non sono presenti alberi vincolanti, così come riscontrato in fase di sopralluogo.

**In relazione all'analisi effettuata, il progetto in esame risulta:**

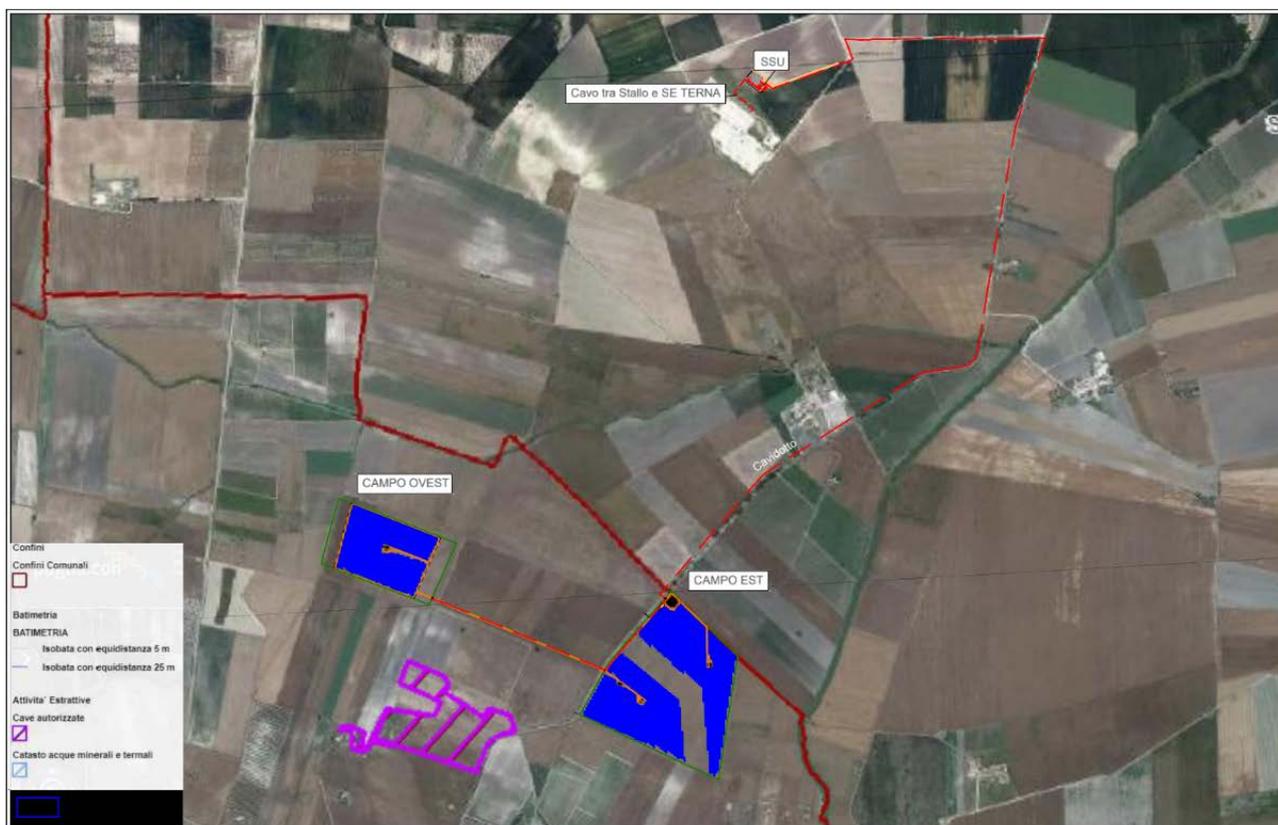
- **Compatibile:** le aree scelte per l'intervento risultano esterne dell'ambito del "Parchi e Aree Protette – Ulivi monumentali" e ubicate a distanza da esse.

### 3.2.9. Piano Regionale Attività Estrattive (PRAE)

Con il D.G.R. 23/02/2010 n. 445 è stata approvata la Variazione PRAE (Piano Regionale Attività Estrattive) con Cartografia giacimentologica, NTA e relativo regolamento; sul portale Ambientale della Regione Puglia è possibile identificare la natura del bacino giacimentologico, la presenza di aree a vincolo e la presenza di cave autorizzate.

Tra le aree vincolate rientrano comunque le Riserve Naturali, i Parchi, le aree IBA, ZPS, SIC e quelle a rischio inondazione e frane, nonché il tessuto urbano.

In Figura 17 si può notare che le tre zone in oggetto non sono interessate da aree a vincolo.



**FIGURA 17 – PRAE – ATTIVITA' ESTRATTIVE**

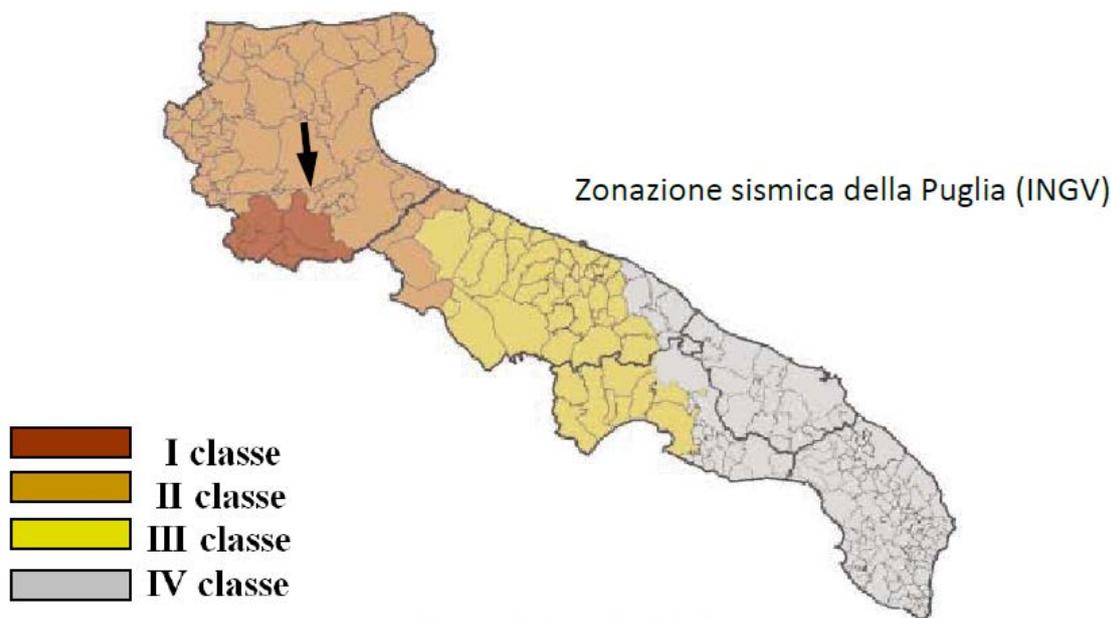
per maggiori dettagli si veda l'Allegato "AS\_LUC\_R04: Relazione geologica" e l'Allegato "AS\_LUC\_V.10: Stralcio Cartografico Piano Regionale Attività Estrattive".

**In relazione all'analisi effettuata, il progetto in esame risulta:**

- **Compatibile:** le aree scelte per l'intervento risultano esterne dell'ambito del PRAE e ubicate a distanza da esse.

**3.2.10. Sismicità dell'area**

Facendo espresso riferimento al vigente strumento di classificazione sismica del territorio italiano, redatto nel 2004 in recepimento delle disposizioni contenute nell'O.P.C.M. n. 3274/2003 (recepite dalla Regione Puglia con D.G.R. n. 153/2004), i territori amministrativi dei Comuni di Lucera (Campi agrovoltai) e di San Severo (Stazione elettrica) ricadono interamente in "Zona 2", ovvero in area a sismicità medio-alta. Come indicato più approfonditamente nella "AS\_LUC\_R07: Relazione geotecnica - Sismicità, il sistema della mappa interattiva di pericolosità sismica dell'Istituto Nazionale di Geofisica e Vulcanologia (INGV) consente di verificare la pericolosità sismica del territorio nazionale, definita in termini di accelerazione orizzontale massima attesa ( $a_g$ ), in condizioni di campo libero su sito di riferimento rigido, con superficie topografica orizzontale.



**FIGURA 18 – ZONAZIONE SISMICA DELLA REGIONE PUGLIA (INGV)**

A conclusione dello studio sismico effettuato, risulta quindi che **l'area in esame rientra in una zona a media sismicità**.

### 3.3. Piani di carattere locale (Provinciale e Comunale)

Al livello locale, lo strumento urbanistico normativo al quale si fa riferimento è il Piano Regolatore Generale del Comune di Lucera e quello del comune di San Severo (di seguito indicati anche come PRG).

#### 3.3.1. Piano Territoriale di Coordinamento delle Province (PTCP)

Con la delibera del Consiglio Provinciale n. 84 del 21/12/2009 è stato approvato in via definitiva il Piano Territoriale di Coordinamento delle Province (di seguito anche PTCP); il PTCP della Provincia di Foggia è un piano di programmazione generale per l'intero territorio provinciale, che definisce le strategie e l'assetto fisico e funzionale del territorio, con riferimento agli interessi sovracomunali.

Nell'Art. 1.1 delle Norme si definiscono le priorità del piano:

- Tutela e valorizzazione del territorio rurale, delle risorse naturali, del paesaggio e del sistema insediativo di antica e consolidata formazione;
- Contrasto al consumo di suolo;

- Difesa del suolo, con riferimento agli aspetti idraulici e a quelli relativi alla stabilità dei versanti;
- Promozione delle attività economiche nel rispetto delle componenti territoriali storiche e morfologiche;
- Potenziamento e interconnessione funzionale della rete dei servizi e delle infrastrutture di rilievo sovracomunale e del sistema della mobilità;
- Coordinamento e indirizzo degli strumenti urbanistici comunali.

Coerentemente con il DRAG/PUG, questo piano stabilisce le invarianti storico-culturali e paesaggistico-ambientali, specificando e integrando le previsioni della pianificazione paesaggistica regionale.

Il PTCP individua su tutto il territorio regionale:

- I beni di rilevante interesse paesaggistico, ambientale, naturalistico e storico-culturale da sottoporre a specifica normativa d'uso per la loro tutela e valorizzazione;
- Le diverse destinazioni del territorio provinciale in relazione alla prevalente vocazione delle sue parti e delle analoghe tendenze di trasformazione, indicando criteri, indirizzi e politiche per favorire l'uso integrato delle risorse;
- Le varianti infrastrutturali, tramite la localizzazione di massima delle infrastrutture per i servizi di interesse provinciale, dei principali impianti che assicurano l'efficienza e la qualità ecologica e funzionale del territorio provinciale e dei cosiddetti *nodi specializzati*;
- Le linee di intervento per la sistemazione idraulica, idrogeologica e idraulico-forestale e in genere per il consolidamento del suolo e la regimazione delle acque, indicando, sulla base delle caratteristiche geologiche, idrogeologiche e sismiche, le aree che richiedono ulteriori studi e indagini nell'ambito degli strumenti urbanistici comunali;
- Il sistema delle qualità del territorio provinciale.

Il PTCP è articolato in modo da preservare la tutela dell'integrità fisica, dell'identità culturale di matrice naturale e antropica del territorio.

#### Tutela dell'integrità fisica del territorio

Il PTCP recepisce e integra le disposizioni dei Piani stralcio di assetto idrogeologico dell'Autorità di Bacino della Regione Puglia e dell'Autorità di Bacino dei fiumi Fortore e Saccione; persegue la finalità

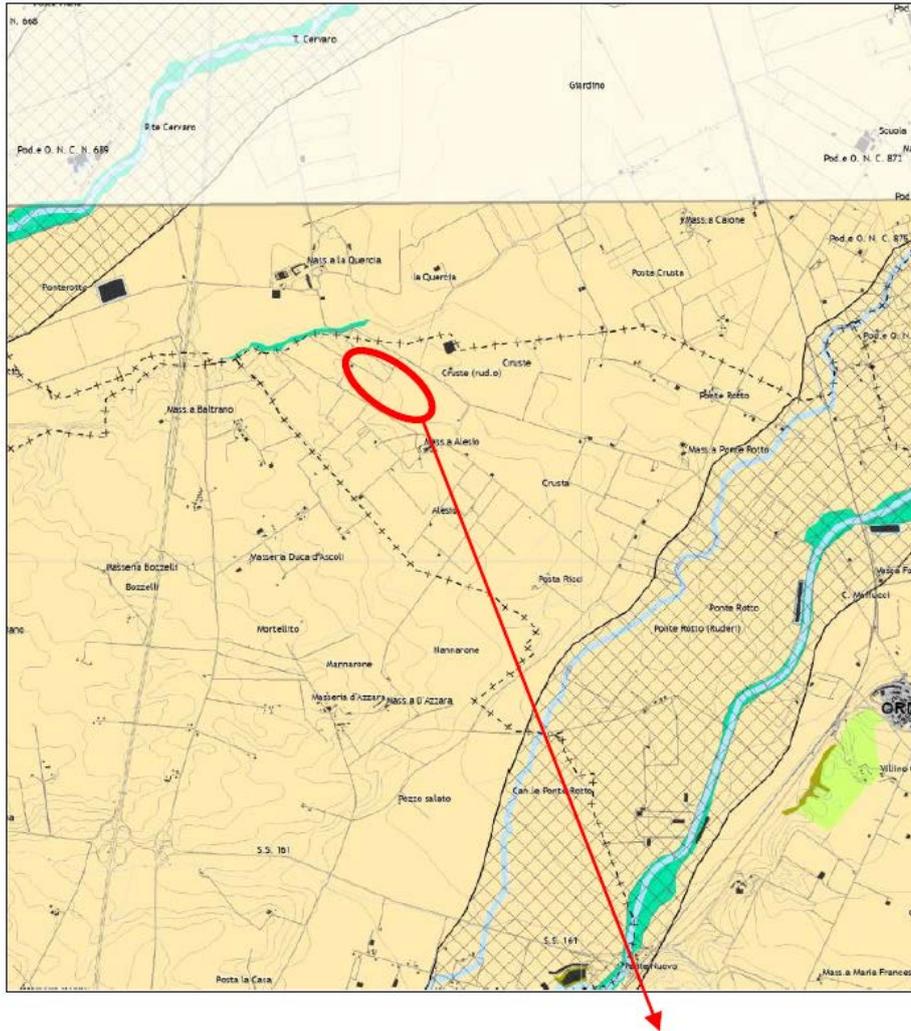
di eliminare e ridurre il rischio naturale negli insediamenti antropici esistenti e di escludere le nuove trasformazioni o destinazioni d'uso che comportano l'aumento di tale rischio.

Si prendono quindi in considerazione le aree caratterizzate da fenomeni di dissesto idrogeologico, di instabilità geologica potenziale e di pericolosità idraulica (rif. Paragrafo 3.2.1).

Analogamente si considerano le aree interessate da potenziali fenomeni di vulnerabilità degli acquiferi sotterranei; la costruzione dell'impianto fotovoltaico non prevede nessuna interferenza diretta o indiretta con la falda acquifera profonda, quindi le disposizioni del Piano Regionale di Tutela delle Acque e i divieti previsti dal PTCP verranno rispettati.

#### Tutela dell'identità culturale del territorio di matrice naturale

Come mostrato in Figura 19, tutte le aree di impianto risultano esterne, anche dove il PTCP perimetra un'area annessa di tutela dei caratteri ambientali e paesaggistici dei corpi idrici, in alcuni casi molto superiore ai 150 m, denominata "aree di tutela dei caratteri ambientali e paesaggistici dei corpi idrici".



PTCP – stralcio tavola B1 “tavola n.22” - **area di impianto**

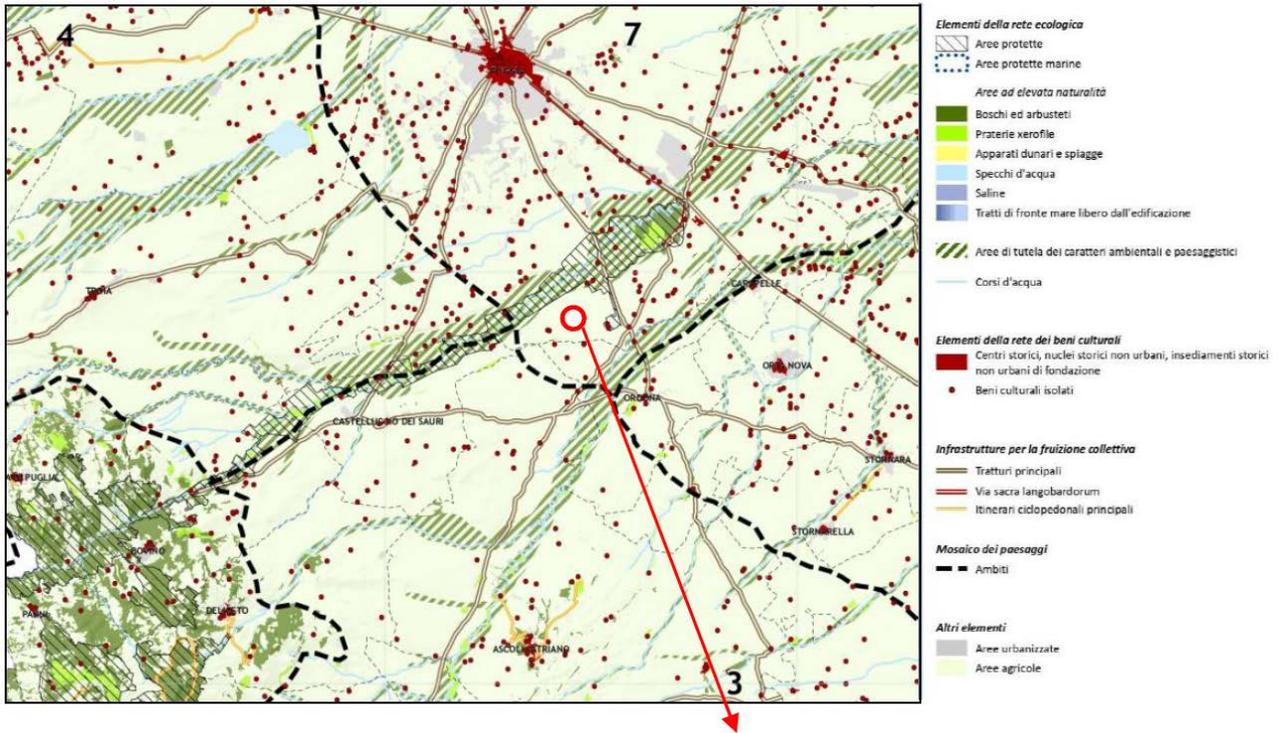
### FIGURA 19 – AREE DI TUTELA DEI CARATTERI AMBIENTALI E PAESAGGISTICI DEI CORPI IDRICI PTCP

A Nord è presente il Torrente Cernaro con un’area di buffer di oltre 300 m. **Ogni componente di progetto è esterno a tali aree di rispetto.**

#### Tutela dell’identità culturale del territorio di matrice antropica

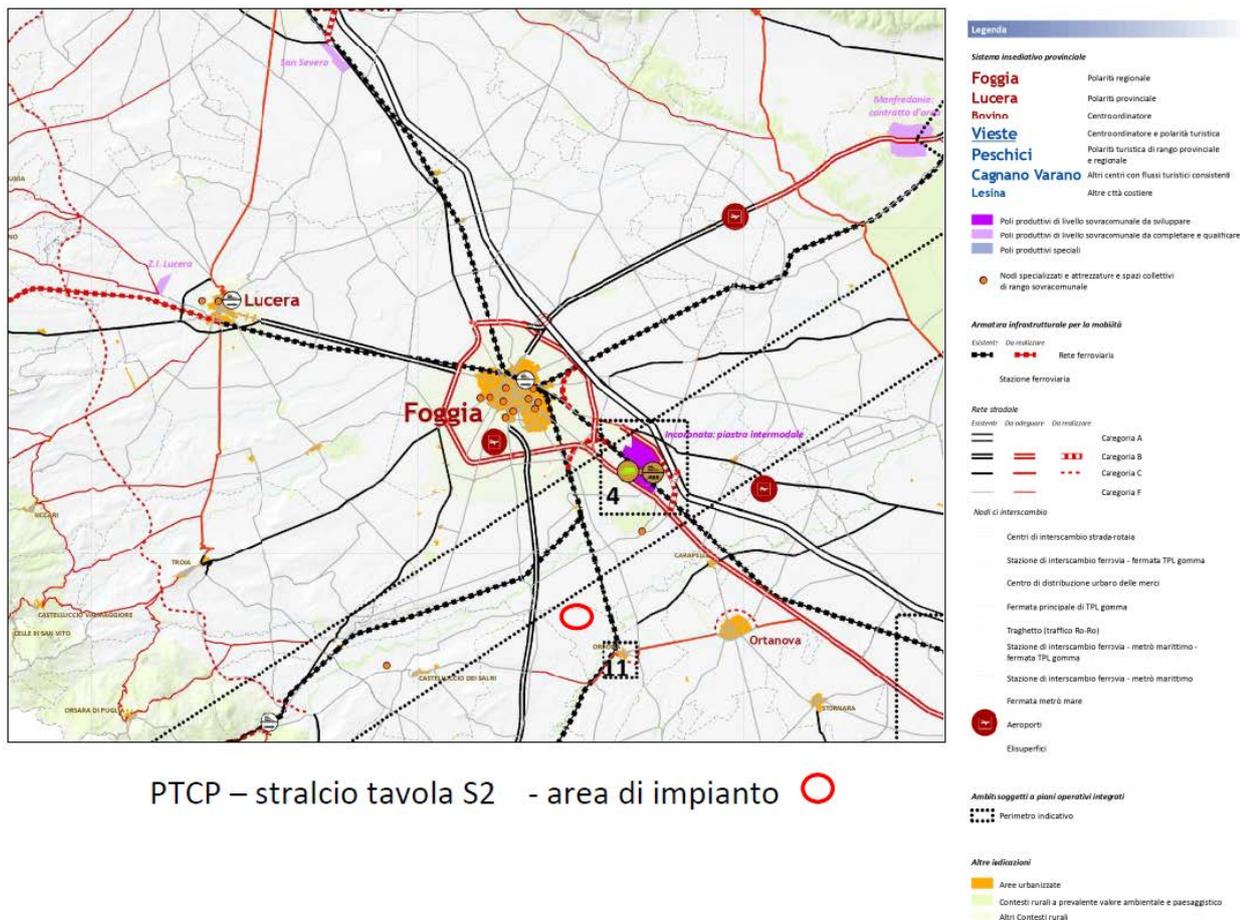
All’interno del PTCP vengono individuati i nodi funzionali strategici e i servizi significativi a livello sovracomunale, quali p.e. porti, aeroporti, ecc.; l’area di progetto si presenta in un contesto rurale produttivo.

In Figura 20 è mostrata la rete ecologica provinciale e la rete dei beni culturali e delle infrastrutture per la fruizione collettiva; le aree di impianto sono esterne alla rete ecologica di connessione tra le aree naturali della costa e dell’Appennino, costituite da corridoi fluviali che innervano il Tavoliere, formando un sistema continuo e interconnesso.



**FIGURA 20 – SISTEMA DELLA QUALITÀ PTCP FOGGIA**

In Figura 21 invece è possibile vedere come è definito e articolato il sistema insediativo urbano e territoriale provinciale e definisce gli indirizzi e i criteri per la pianificazione urbanistica comunale, in particolare i criteri per l'individuazione dei contesti territoriali da parte degli strumenti urbanistici generali, con riferimento a quelli rurali e urbani e a quelli specializzati per attività produttive e turistiche.



PTCP – stralcio tavola S2 - area di impianto ○

## FIGURA 21 – SISTEMA INSEDIATIVO E MOBILITÀ PTCP FOGGIA

Da entrambi gli elaborati è possibile vedere come l'area in progetto esprime la sua natura rurale, servita da un'ottima rete infrastrutturale, che consente di collegare le aree urbanizzate presenti sul territorio. **Gli elementi di rilievo paesaggistico di matrice antropica risultano tutti esterni all'area di impianto.**

A conclusione di quanto appena riportato, **in relazione all'analisi effettuata riguardo il Piano Territoriale di Coordinamento delle Province, il progetto in esame risulta:**

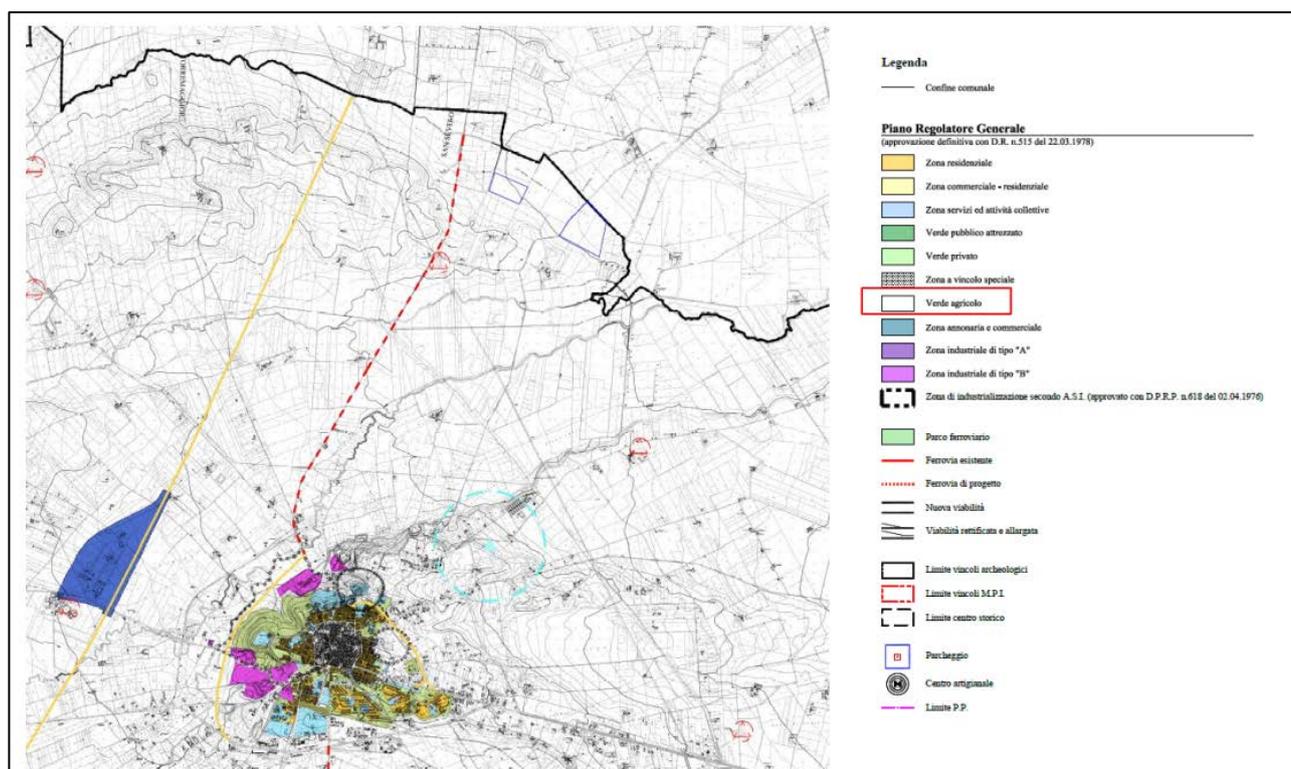
- **Coerente:** presenta elementi di totale coerenza con gli obiettivi e gli indirizzi generali previsti dal PTCP;
- **Compatibile:** le aree di impianto risultano preservare la tutela dell'integrità fisica, dell'identità culturale di matrice naturale e antropica del territorio.

Per maggiori dettagli si faccia riferimento all'Allegato "AS\_LUC\_REP: Relazione paesaggistica".

### 3.3.2. Piano Urbanistico Generale del Comune di Lucera (PUG Lucera)

Il progetto proposto ricade nel territorio del Comune di Lucera (Figura 22), il cui PUG è stato istituito con Delibera del Consiglio Comunale n. 1688 del 02/11/2016 e adeguato con Delibera del Consiglio Comunale n. 40 del 18/06/2018.

Negli anni è stato necessario provvedere a un adeguamento cartografico per avere un preciso quadro di riferimento, fino a ottenere varie norme nel settore edilizio-urbanistico approvate definitivamente nel 2009.

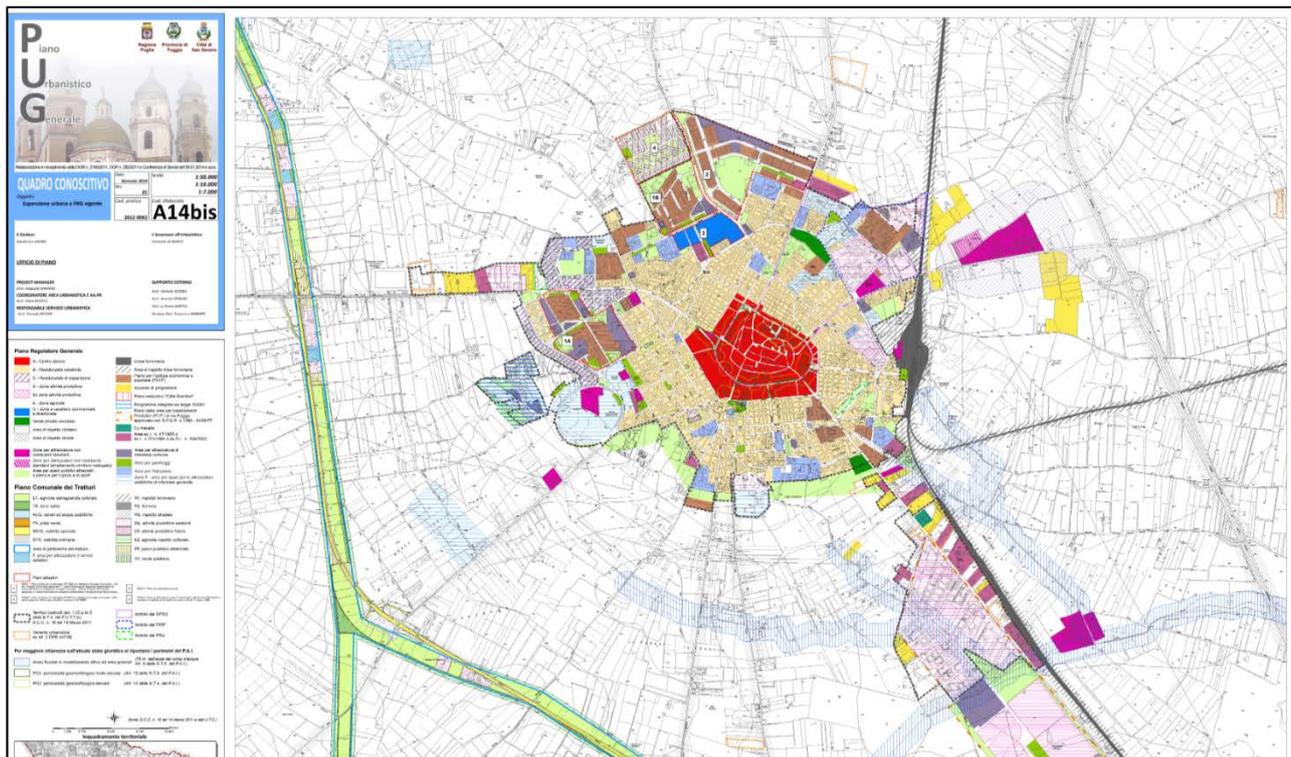


**FIGURA 22 – PRG DI LUCERA**

Come si vede dalla consultazione degli atti, le aree di impianto agrovoltaico prese in esame ricadono in "Zona Agricola"; in tale zona non ricadono Vincoli Paesaggistici, Archeologici e Ambientali, né colture di pregio così come definiti.

### 3.3.3. Piano Urbanistico Generale (PUG San Severo)

Il Comune di San Severo nel 2019 si è dotato di un PUG con Delibera del Consiglio Comunale n. 26 del 05/04/2019.



**FIGURA 23 – PUG DI SAN SEVERO**

### 3.4. Sintesi dell’analisi di compatibilità e coerenza

In Tabella 7 viene riportata una sintesi dell’analisi di compatibilità e coerenza del progetto proposto con il contesto programmatico finora esposto.

Strumento normativo	Coerente	Compatibile
<b>Livello di programmazione Comunitario e Nazionale</b>		
Next Generation EU & PNRR	X	X
Strategia Europa 2020	X	X
Clean Energy Package	X	X
Piano Nazionale per lo Sviluppo Sostenibile	X	X
Strategia Energetica Nazionale (SEN) 2017	X	X
Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima 2030 (PNIEC)	X	X
Programma Operativo Nazionale (PON) 2014/2020	X	X
Piano d’ Azione Nazionale per le fonti rinnovabili (PAN)	X	X
Piano d’ Azione Italiano per l’Efficienza Energetica (PAEE)	X	X
Piano Nazionale di riduzione delle emissioni di gas serra	X	X
Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio	X	X
Rischio di incidenti per le sostanze e le tecnologie utilizzate	ASSENTE	
Programmi di Sviluppo Rurale (PSR) 2014-2020 della Regione Puglia	X	X
<b>Livello di programmazione Regionale</b>		
Piano di Assetto Idrogeologico della Regione Puglia (PAI)	X	X
Rischio Geomorfologico	ASSENTE	
Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (PPTT)	X	X

Struttura idro-geomorfologica	X	X
Aree non idonee all'installazione di impianti FER	X	X
Rete Natura 2000 e IBA	X	X
Piano di Tutela delle Acque della Regione Puglia (PTA)	X	X
Struttura ecosistemico-ambientale	X	X
Parchi e Aree Protette – Ulivi monumentali	X	X
Piano Regionale Attività Estrattive (PRAE)	X	X
Sismicità dell'area	ASSENTE	
<b>Livello di programmazione Locale</b>		
Piano Territoriale di Coordinamento delle Province (PTCP)	X	X
Piano Regolatore Generale del Comune di San Severo (PUG San Severo)	X	X
Piano Regolatore Generale del Comune di Lucera (PUG Lucera)	X	X

**TABELLA 7 – SINTESI DELL'ANALISI DI COMPATIBILITÀ E COERENZA DEL PROGETTO CON LA NORMATIVA VIGENTE**

Come è possibile notare, l'analisi effettuata nel presente SIA evidenzia come **il progetto proposto risulti coerente e compatibile con gli strumenti di programmazione e di pianificazione** che attualmente regolamentano la produzione di energia da fonti rinnovabili.

## 4. Descrizione dettagliata del progetto

Nel presente capitolo saranno descritte le caratteristiche del progetto proposto e tutte le azioni da intraprendere per la costruzione, la messa in esercizio e la dismissione dell'impianto fotovoltaico che si intende realizzare.

### 4.1. Caratteristiche del progetto

Il progetto dell'impianto agrivoltaico denominato "Lucera", proposto dalla società X-Elio Lucera S.r.l. (di seguito indicata brevemente con X-Elio), verrà realizzato con tracker ad inseguimento monoassiale, ad asse inclinato con rotazione assiale ed azimut fisso, che alloggeranno 54.389 moduli fotovoltaici da 685 W, per una potenza complessiva di 37,256 MWp. L'impianto fotovoltaico sarà integrato anche con un sistema di accumulo a batteria (BESS) della potenza di 15 MW con un tempo di scarica di 4 ore.

L'impianto, situato nel Comune di Lucera (FG) e solo per quanto riguarda le opere di connessione alla RTN nel Comune di San Severo (FG), verrà collegato mediante cavidotto interrato in MT e sottostazione utente di trasformazione MT/AT condivisa con altri 3 produttori, ad uno stallo a 150 kV della esistente Stazione Elettrica a 380/150 kV della RTN denominata "San Severo", come indicato nella Soluzione Tecnica Minima Generale ("STMG") proposta da Terna S.p.A. ed accettata da X-Elio. Le suddette opere di connessione alla RTN costituiscono parte integrante del presente progetto "Lucera", così come di quelli di tutti gli altri produttori che abbiano ricevuto da Terna il medesimo preventivo di connessione.

Per maggiore chiarezza si riassumono di seguito (evidenziandole in grassetto) le opere del progetto in esame che sono da autorizzare nell'ambito della presente procedura di Valutazione di Impatto Ambientale:

- **Impianto agrivoltaico denominato "Lucera", di potenza pari a 37,256 MWp diviso in due Lotti denominati Est ed Ovest ubicati interamente nel Comune di Lucera (FG);**
- **Cavidotto in MT di collegamento tra il Lotto Est ed il Lotto Ovest, interrato, di lunghezza pari a circa 0,85 km nel Comune di Lucera (FG). Il percorso interesserà un terreno agricolo;**

- Cavidotto in MT di collegamento tra il Lotto Est e la Stazione Utente (SSE), interrato, passante per circa 3,26 km sulla Strada Provinciale asfaltata SP 20, per circa 1,42 km su strade sterrate interpoderali;
- Stazione utente di trasformazione MT/AT (SSE), posta all'interno della Stazione condivisa con gli altri 3 produttori con cui verrà condiviso lo stallo a 150 kV nella SE attualmente esistente di Terna "San Severo". Tale opera è ubicata nel Comune di San Severo (FG).
- Cavidotto in AT (150 kV), interrato di lunghezza pari a circa 0,250 km collegante la Stazione Utente Condivisa alla SE Terna "San Severo interamente ubicato nel Comune di San Severo (FG).

#### 4.1.1. Elementi dell'impianto fotovoltaico

L'impianto fotovoltaico sarà costituito dai seguenti elementi:

- Strutture per il supporto dei moduli ciascuna in grado di alloggiare 60 moduli fotovoltaici disposti in verticale su due file, in maniera tale da costituire 2 o 3 stringhe da 30 moduli. Ogni struttura sarà dotata di motorizzazione per l'inseguimento monoassiale est-ovest della radiazione solare.
- N. 54.389 moduli fotovoltaici in silicio monocristallino Jinko Solar da 685 Wp bifacciali per una potenza complessiva di picco pari a 37.356 kWp;
- n. 6 Power Station, ognuna delle quali comprende:
  - Quadro di media tensione composto da due scomparti con sezionatori di linea, per l'ingresso e l'uscita della linea in cavo MT a 30 kV, più uno scomparto di protezione trafo provvisto di protezioni I> (51S1), I>> (51S2), I>>> (50), IO> (67N), IO>> (50N);
  - n. 1 trasformatore Dy11y11, S=3,7 MVA o 7,65 MVA, 30/0,63 kV, con doppio avvolgimento lato 0,63 kV (2x S=3280 kVA);
  - n. 1 Quadro BT 630 V per alloggiamento protezioni inverter;
  - n. 1 trasformatore 630/400 V Dyn11, S=40 kVA, per alimentazione carichi ausiliari;
  - n. 1 Quadro elettrico Servizi Ausiliari, per alimentazione servizi del campo fotovoltaico (motori tracker, luci, videosorveglianza, monitoraggio remoto, ecc.);
  - n. 6 inverter da 1640 kVA, tipo Ingeteam 1640 TL B630, con VAC=630 V, IAC=1500 A, VDC=1300 V, IDC=1850 A, protezione di interfaccia di generatore.

- n. 40 quadri di giunzione (max), ciascuno capace di raccogliere al massimo 12, 16 o 20 stringhe con potenza di circa 172.5kW, 230 kW, 287,5kW a 630 V e correnti max  $I_{b12}=186$  A,  $I_{b16}=248$  A,  $I_{b20}=310$  A. Ogni quadro di giunzione sarà collegato a 12÷20 stringhe fotovoltaiche, alloggiato sui tracker monoassiali;
- n. 1 Cabina di smistamento prefabbricata in cemento, di dimensioni orientative pari a 11,30 x 3,30 x 2,5 m, per alloggiamento apparati di misura, supervisione, materiali da magazzino ecc.
- n.1 Control Room dove verranno alloggiati i sistemi di controllo, di videosorveglianza e un reparto di stoccaggio di pezzi di ricambio.
- n. 1 Cabina MT ed edificio di controllo nella sottostazione di trasformazione MT/AT

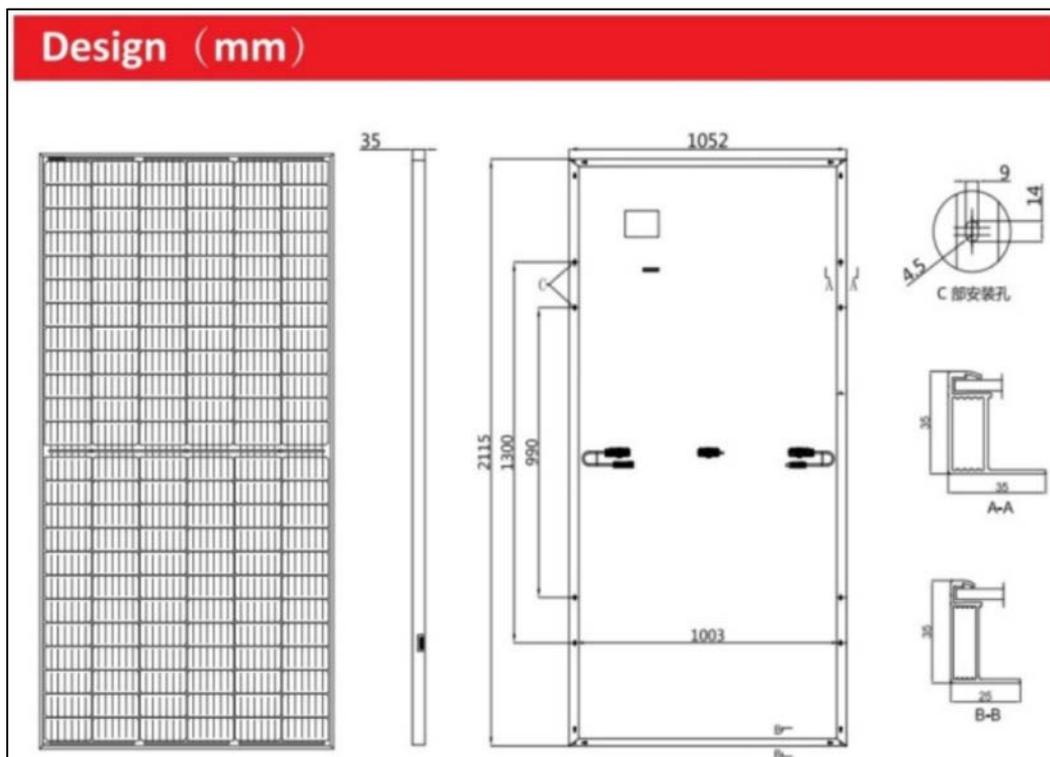
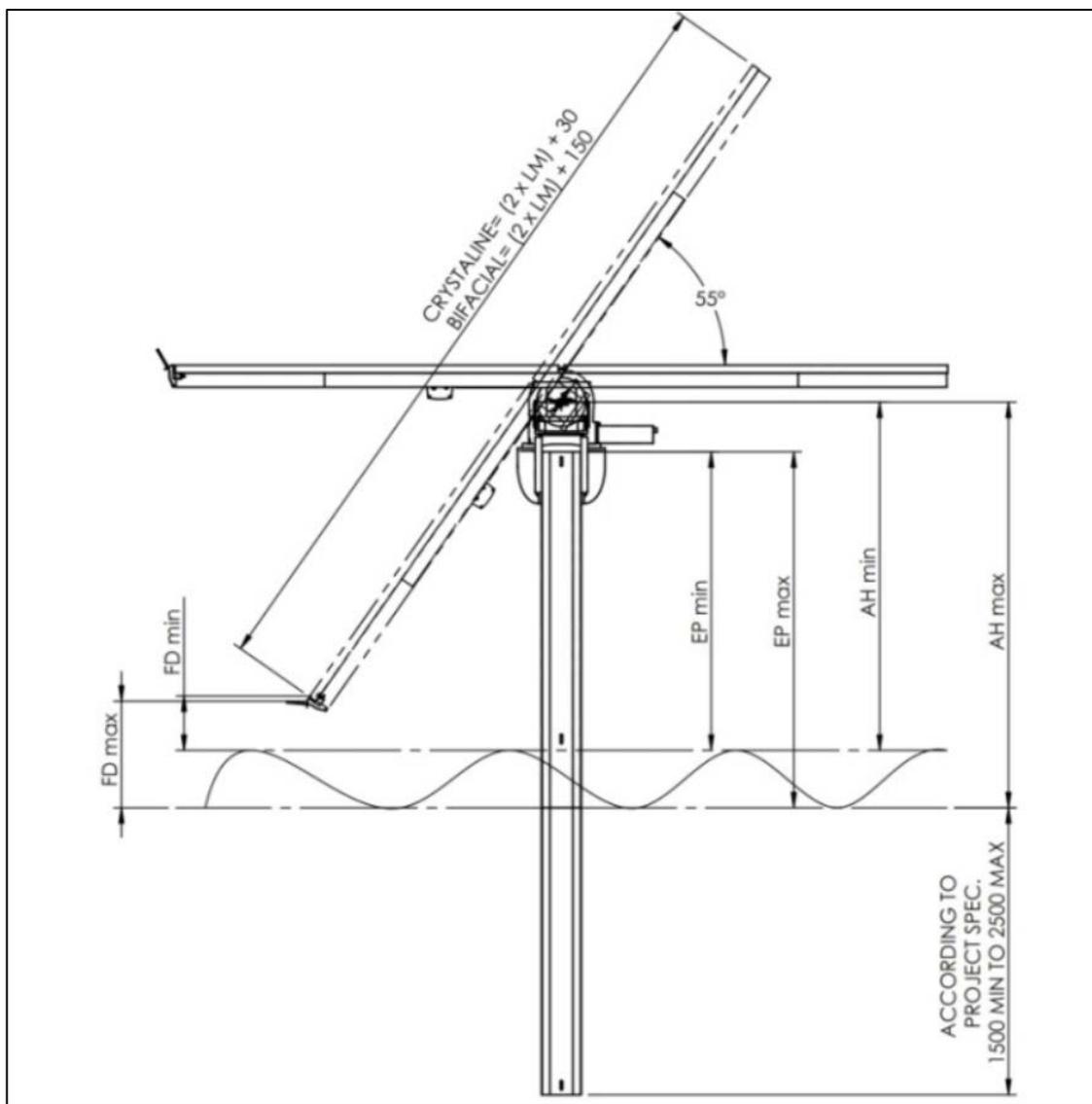


FIGURA 24 – DIMENSIONI DEI PANNELLI FOTOVOLTAICI

I moduli saranno montati su supporti in acciaio zincato con struttura a inseguimento solare di tipo inseguitore all'asse azimutale, in modo da ottenere per tutti la stessa esposizione; gli ancoraggi della struttura dovranno resistere a raffiche di vento fino alla velocità di 120 km/h; i tracker saranno

motorizzati singolarmente, per ottenere l'inseguimento monoassiale con esposizione Est-Ovest (rif. Figura 25).



**FIGURA 25 – PARTICOLARE DI ROTAZIONE DEI TRACKER**

La distanza tra due tracker contigui sarà pari a 9 m e il tipo di fissaggio sarà eseguito previa battitura (rif. Figura 26).



**FIGURA 26 – DISPOSIZIONE TIPO DEI TRACKER**

Nel complesso i pannelli costituiranno 1.812 stringhe, ciascuna con 30 pannelli, che saranno localmente raccolte e parallelate grazie a quadri di campo (StringBox); questi ultimi sono costituiti da 16 ingressi, ciascuno protetto da un fusibile per ogni polo, e la corrente nominale a ogni ingresso risulta pari a 10 A, mentre in uscita è pari a 160 A (rif. Figura 27 e Tabella 8).



**FIGURA 27 – QUADRO DI CAMPO PER IL PARALLELO DELLE STRINGHE (STRINGBOX)**

	1,000 V			1,500 V		
	StringBox 160	StringBox 240	StringBox 320	StringBox 160	StringBox 240	StringBox 320
<b>Input</b>						
Maximum number of input strings	16	24	32	16	24	32
Rated current per string	10 A	10 A	10 A	10 A	10 A	10 A
Maximum current per string	12 A	12 A	12 A	12 A	12 A	12 A
Number of protection fuses	2 x 16	2 x 24	2 x 32	2 x 16	2 x 24	2 x 32
Type of fuses	gPV fuses, 10 x 38 mm, 30 kA			gPV fuses, 10 x 85 mm, 30 kA		
Maximum DC voltage	1,000 V			1,500 V		
Inlet connections	M32 cable glands (n.4 cables entry diameter: 3.5 to 7 mm for each cable gland) with Direct connection on fuse holders			M32 cable glands (n.4 cables entry diameter: 3.5 to 7 mm for each cable gland) with Direct connection on fuse holders		
<b>Output</b>						
Rated total current	160 A	240 A	320 A	160 A	240 A	320 A
Maximum total current <sup>(1)</sup>	192 A	288 A	384 A	192 A	288 A	360 A
Outlet connections	Up to 2 pairs of M50 cable glands (cable diameter: 27 to 35 mm) with direct connection on copper plates			Up to 2 pairs of M50 cable glands (cable diameter: 27 to 35 mm) with direct connection on copper plates		
DC switch disconnect rating	200 A	315 A	400 A	315 A	315 A	400 A

**TABELLA 8 – SPECIFICHE ELETTRICHE DEL QUADRO DI CAMPO**



**FIGURA 28 – POWER STATION**

INGECON		SUN		PowerMax Dual B Series		1,500 V <sub>dc</sub>	
	3280 kVA DUAL INGECON® SUN 1640TL B630	3330 kVA DUAL INGECON® SUN 1665TL B640	3380 kVA DUAL INGECON® SUN 1690TL B650	3480 kVA DUAL INGECON® SUN 1740TL B670	3600 kVA DUAL INGECON® SUN 1800TL B690		
<b>Input (DC)</b>							
Recommended PV array power range <sup>(1)</sup>	3,240 - 4,255 kWp	3,292 - 4,324 kWp	3,344 - 4,392 kWp	3,446 - 4,526 kWp	3,550 - 4,660 kWp		
Voltage Range MPP <sup>(2)</sup>	910 - 1,300 V	922 - 1,300 V	937 - 1,300 V	965 - 1,300 V	994 - 1,300 V		
Maximum voltage <sup>(3)</sup>	1,500 V						
Maximum current	1,850 A per power block						
N° inputs with fuse-holders	5 up to 15 per power block (up to 12 with the combiner box)						
Fuse dimensions	63 A / 1,500 V to 500 A / 1,500 V fuses (optional)						
Type of connection	Connection to copper bars						
Power blocks	2						
MPPT	2						
<b>Input protections</b>							
Overvoltage protections	Type II surge arresters (Type I+II optional)						
DC switch	Motorized DC load break disconnect						
Other protections	Up to 15 pairs of DC fuses (optional) / Reverse polarity / Insulation failure monitoring / Anti-islanding protection / Emergency pushbutton						
<b>Output (AC)</b>							
Power IP54 @30 °C / @50 °C	3,274 kVA / 2,496 kVA	3,326 kVA / 2,993 kVA	3,378 kVA / 3,040 kVA	3,482 kVA / 3,134 kVA	3,586 kVA / 3,226 kVA		
Current IP54 @30 °C / @50 °C	3,000 A / 2,700 A						
Power IP56 @27°C / @50°C <sup>(4)</sup>	3,274 kVA / 2,898 kVA	3,326 kVA / 2,944 kVA	3,378 kVA / 2,990 kVA	3,482 kVA / 3,082 kVA	3,586 kVA / 3,174 kVA		
Current IP56 @27°C / @50°C <sup>(4)</sup>	3,000 A / 2,656 A						
Rated voltage <sup>(5)</sup>	630 V IT System	640 V IT System	650 V IT System	670 V IT System	690 V IT System		
Frequency	50 / 60 Hz						
Power Factor <sup>(6)</sup>	1						
Power Factor adjustable	Yes. S <sub>max</sub> =3,274 kVA	Yes. S <sub>max</sub> =3,326 kVA	Yes. S <sub>max</sub> =3,378 kVA	Yes. S <sub>max</sub> =3,482 kVA	Yes. S <sub>max</sub> =3,589 kVA		
THD (Total Harmonic Distortion) <sup>(7)</sup>	<3%						

**TABELLA 9 – CARATTERISTICHE TECNICHE DELLA CABINA DI CAMPO**

Ciascun modulo di conversione sarà dotato di un proprio inseguitore di punto di massimo rendimento (MPPT) e di 10 ingressi nei quali far confluire le uscite di altrettante StringBox; la tensione nominale in c.a. degli inverter è pari a 630 V con sistema di tipo IT.

Ogni cabina di campo sarà dotata di un trasformatore in olio; questo trasformatore sarà dotato di un doppio primario con rapporto 630/400 V, in modo che si possano alimentare i servizi ausiliari della cabina di campo e della adiacente cabina tecnica che ospiterà gli apparati di controllo e comunicazione.

La rete di media tensione collegherà i due campi fotovoltaici alla sottostazione elettrica Utente, con un percorso in parte attraverso strade pubbliche, in parte all'interno dei due campi fotovoltaici. In totale la interconnessione MT collegherà tra loro 13 cabine:

1. N. 1 cabina di Sottostazione utente,
2. N. 1 cabina di smistamento,
3. N. 2 cabine di trasformazione poste in entra esci nel campo Ovest, ciascuna con trafo da 3,7 MVA 30/0,8 kV;

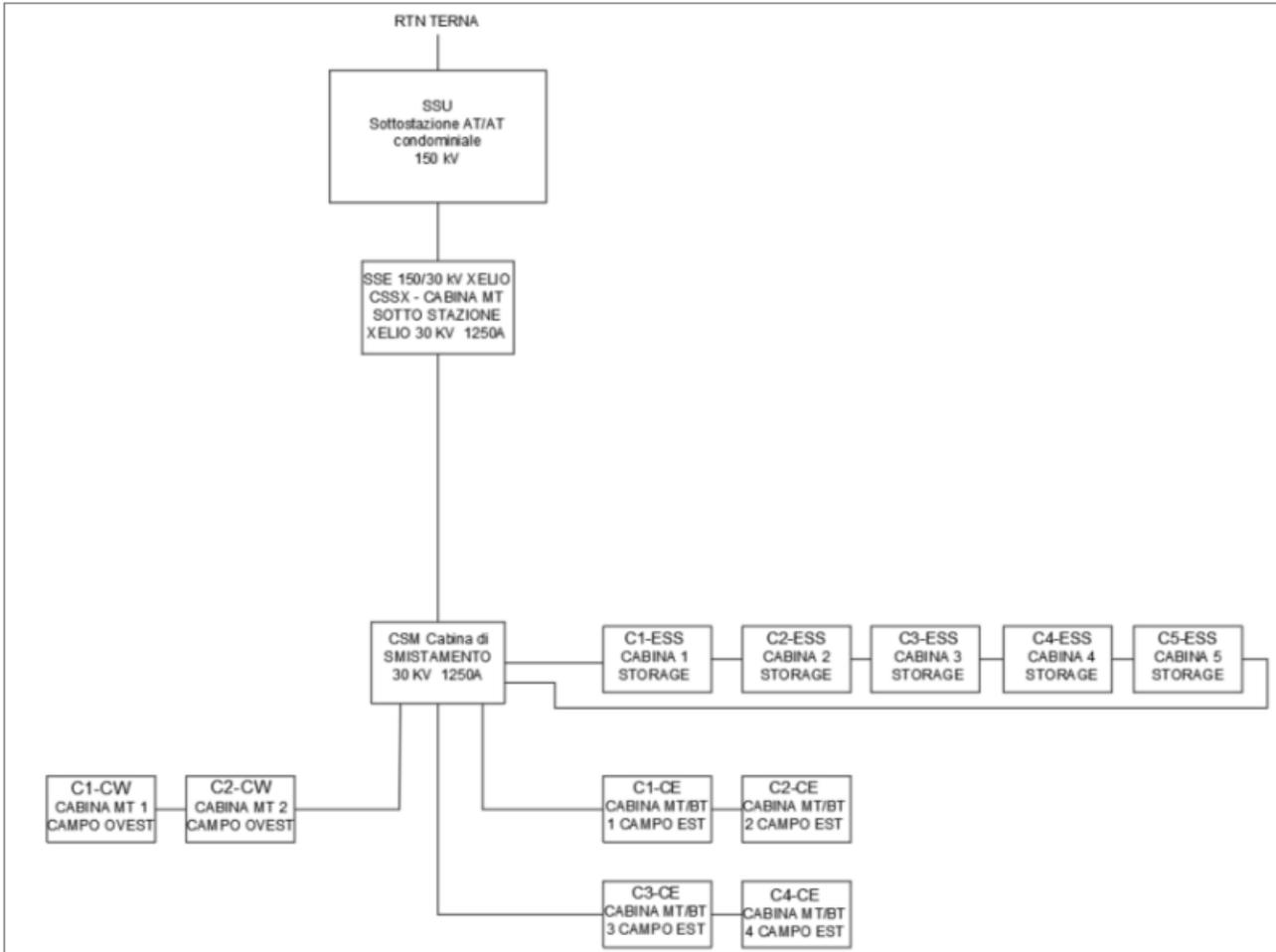
4. N. 4 cabine di trasformazione poste in entra esci nel campo EST, ciascuna con trafo da 3,7 MVA 30/0,8 kV;
2. N. 5 cabine di trasformazione dell'impianto di storage (vedi paragrafi 4.1.6) poste in entra esci nel campo EST, in prossimità della cabina di smistamento, ciascuna con trafo da 3,7 MVA 30/0,8 kV, collegate ad anello aperto;

La tensione della rete MT sarà di 30 kV, con la seguente configurazione

- N. 3 linee interrate di circa 4700 m, poste interamente su strade pubbliche, con cavo del tipo ARP1H5(AR)E 18/30 kV 3x(1x630) mmq, che collegano la Cabina di smistamento posta nella SSE Utente (CSSX) alla "Cabina di Smistamento" (CSM), posta nel Campo fotovoltaico Est;
- cinque linee interrate interne ai due campi fotovoltaici, di varie sezioni, che collegano rispettivamente la cabina di smistamento del campo sud alle cabine sopra descritte.

Le 3 linee descritte al punto 1. saranno in grado di portare ciascuna circa il 79 % della potenza totale (26 MVA) in normali condizioni di esercizio (507 A).

I cavi in MT dovranno essere collegati in cavidotti interrati posti, di norma, a – 1 m dal piano di calpestio, e comunque con modalità di posa di tipo O come da art. 4.3.6 e 4.3.11 della norma CEI 11-17 ed. 2006-07, disponendo lo scavo con sufficiente distanza tra i singoli cavidotti. La caduta di tensione totale dell'intera rete MT non dovrà essere superiore al 2% max.



#### 4.1.2. Cabine di Trasformazione BT/MT

Le undici cabine di trasformazione (n.5 per lo storage e n. 6 per il fotovoltaico) dovranno essere realizzate utilizzando un sistema del costruttore Ingeteam, che propone, appositamente per il mercato fotovoltaico, un complesso di apparecchiature in esecuzione da esterno, denominato SHE8 - Double Dual Inverter, comprendenti:

1. N. 1 quadro di media tensione con due sezionatori in entrata e uscita e protezione trafo, provvista di protezioni 50, 51, 51N;
2. Cavi di collegamento tra quadro MT e trafo attraverso cunicolo predisposto;
2. N. 1 trasformatore in olio in esecuzione esterna con potenza  $S=3,7$  MVA o  $7,65$  MVA,  $30/0,69$  kV, con doppio avvolgimento lato BT, per le cabine fotovoltaiche;
3. N. 1 trasformatore in olio in esecuzione esterna con potenza  $S=3,7$  MVA,  $30/0,8$  kV, con unico avvolgimento lato BT, per le cabine di storage;
4. Sistema di blindosbarra per collegamento degli inverter;

5. N. 1 o 2 inverter fotovoltaici in esecuzione esterna, ciascuno con potenza di 3824 kVA a 50°C, per le cabine fotovoltaiche;
6. N. 1 inverter di storage in esecuzione esterna, ciascuno con potenza di 3741 kVA a 50°C, con potenza complessiva del sistema di 18.705 kVA (@ 50°C), per le cabine di storage;
7. N. 1 Trasformatore 630/400 V da 40 kVA a servizio delle utenze ausiliarie in campo, quali motori dei tracker, illuminazione delle strade di accesso, servizi per la supervisione dell'impianto, videosorveglianza, pompe pozzo, ecc.

In prossimità di ciascuna cabina di trasformazione è prevista la installazione di un locale prefabbricato di dimensioni 2,5x5x2,5 m, per l'alloggiamento del quadro BT servizi ausiliari, delle apparecchiature informatiche e di supervisione, di eventuale videoregistratore, centrale antintrusione, ecc.. Il locale sarà provvisto di punto luce in esecuzione stagna e gruppo prese elettriche di servizio monofase per eventuali pc, ecc.

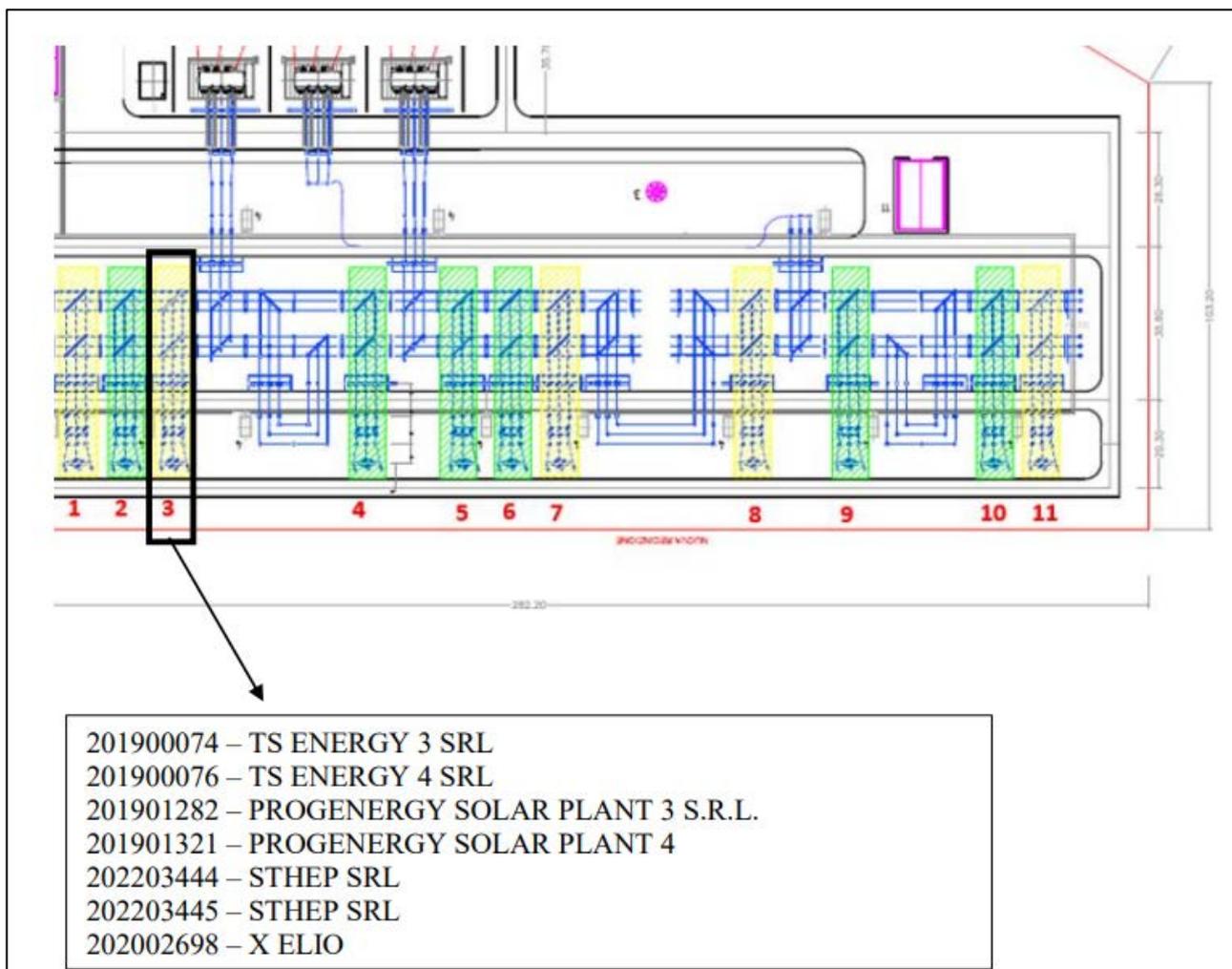
Nell'impianto, in prossimità della cabina di smistamento CSS, saranno installati n. 20 shelter condizionati contenenti ciascuno batterie di accumulatori con capacità di 3 MWh e potenza di carica/scarica di 0,75 MW, con potenza complessiva del sistema di 15 MW e capacità di 60 MWh.



**FIGURA 29 – ESEMPIO DI SKID INVERTER STATION DA ESTERNO**

### 4.1.3. Sottostazione Utente Condivisa

La soluzione tecnica minima generale (STMG) fornita da Terna con Codice Pratica 202002698 prevede che, in una ottica di ottimizzazione della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN), la connessione potrà essere condivisa con altri produttori. Successivamente Terna SpA ha inviato al proponente una comunicazione in cui individua lo stallo di connessione nella SE San Severo, indicando al contempo altri 6 operatori con i quali dovrà condividere il suddetto stallo (vedere immagine seguente).



**FIGURA 30 – STRALCIO COMUNICAZIONE TERNA CIRCA CONDIVISIONE STALLO**

La Stazione utente X-ELIO sarà quindi collocata all'interno di una stazione condivisa con altri operatori. Pertanto oltre le opere della Stazione Utente del presente impianto, necessarie ai fini della connessione sono anche le opere comuni. Tali opere comuni sono le sbarre di collegamento tra le varie Sottostazioni Utente, gli organi di manovra e misura fiscale e la linea AT interrata che collega la stazione condivisa con il suddetto stallo di Terna.



**Figura 31. SSU-CONDIVISA ("condominio")**



Nella SSE l'impianto di terra dovrà essere realizzato con corda in rame nudo di  $S = 70 \text{ mm}^2$ , alloggiato a una quota di - 0,7 m dal piano di calpestio, con configurazione a maglia con, di norma, lato  $l = 10 \text{ m}$ .

Ciascuna cabina di trasformazione dovrà essere provvista di impianto di terra realizzato ad anello, intorno alla platea che ospiterà la struttura della cabina MT/BT, collegando a esso sia i ferri delle fondazioni della platea stessa e della struttura della cabina, sia le fondazioni di tutti i tracker di supporto dei moduli fotovoltaici.

#### 4.1.6. Sistema di accumulo a batterie (BESS)

L'impianto sarà dotato di un sistema di accumulo e batterie monodirezionale. Il sistema di accumulo avrà una potenza nominale di 15 MW, un accumulo di energia di 60 MWh e sarà basato su batterie agli ioni di litio.

Potenza	15.0 MW
Energia	60.00 MWh
Tipo de batteria	Li-ion
Tensione	30 kV
Tipo di installazione	Outdoor

Descrizione Il progetto riguarda la fornitura di apparecchiature per un BESS (Battery Energy Storage System) collegato alla rete, con potenza nominale complessiva di 15 MW / 60 MWh (valore nel punto di connessione), suddivisa in 20 container da 3MWh, implementando batterie SAFT (o simili). Il sistema BESS sarà collegato alla parte MT della sottostazione. Il sistema di batterie è composto principalmente dai seguenti componenti:

- o 36 x INGECON® DUAL Inversores Storage: Gli inverter integrati nello skid sono modello: INGECON® SUN Storage Dual PowerMax Skidless 2x1170KVA TL B480. (La configurazione finale potrà variare sia in fornitore che in capacità).
- o 5 x trasformatori in olio 3.7MVA 800/30.000 V
- o 1 x Energy Management System (EMS) Plant Controller, che sarà installato nel container #1.
- o 1 x HMI Scada, che sarà installato nel container #1. Power Stations La centrale include l'integrazione degli inverter, trasformatori e sistema di comunicazione con la EMS (Energy Management System) che include il PPC (Power Plant Controller). Tutta l'attrezzatura sarà per installazione outdoor. Gli inverter e i trasformatori avranno accesso diretto dall'esterno. I trasformatori saranno isolati con olio.



### **Trasformatori MT**

La centrale include l'integrazione degli inverter, trasformatori e sistema di comunicazione con la EMS (Energy Management System) che include il PPC (Power Plant Controller). Tutta l'attrezzatura sarà per installazione outdoor. Gli inverter e i trasformatori avranno accesso diretto dall'esterno. I trasformatori saranno isolati in olio.

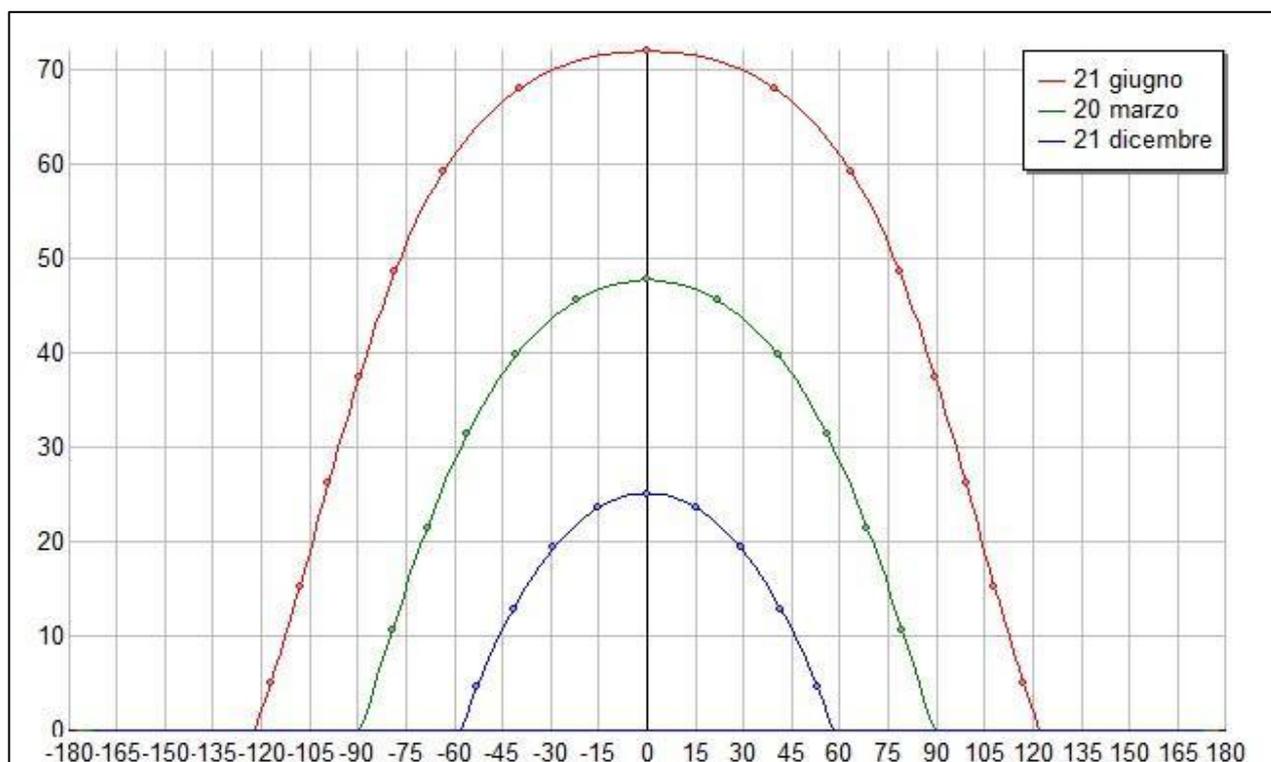
### **Contenitori di Batterie**

Verranno installati 20 container batteria (ESS: Energy Storage System). Ognuno di essi avrà dimensioni previste di 6,1x2,4x2,9 m ed ospiterà 3 MWh di batterie. In ogni container saranno presenti un sistema di ventilazione ed un quadro di protezione e sezionamento delle batterie, con tensione in uscita di 800 V.

#### 4.1.7. Stima della produzione dell'impianto fotovoltaico

L'impianto fotovoltaico è composto da 10 generatori distribuiti con esposizione Est-Ovest, con orientamento 0°, inclinazione a 29° e ombreggiamento dello 0%.

L'esposizione Est-Ovest sarà realizzata con un sistema di inseguimento monoassiale per massimizzare l'irradiazione giornaliera e avrà un'inclinazione media di 29,00° (angolo di tilt) rispetto all'orizzontale; la produzione di energia dell'esposizione dipende inoltre da fattori di ombreggiamento, che determinano la riduzione della radiazione solare nella misura dello 0% (rif. Figura 33).

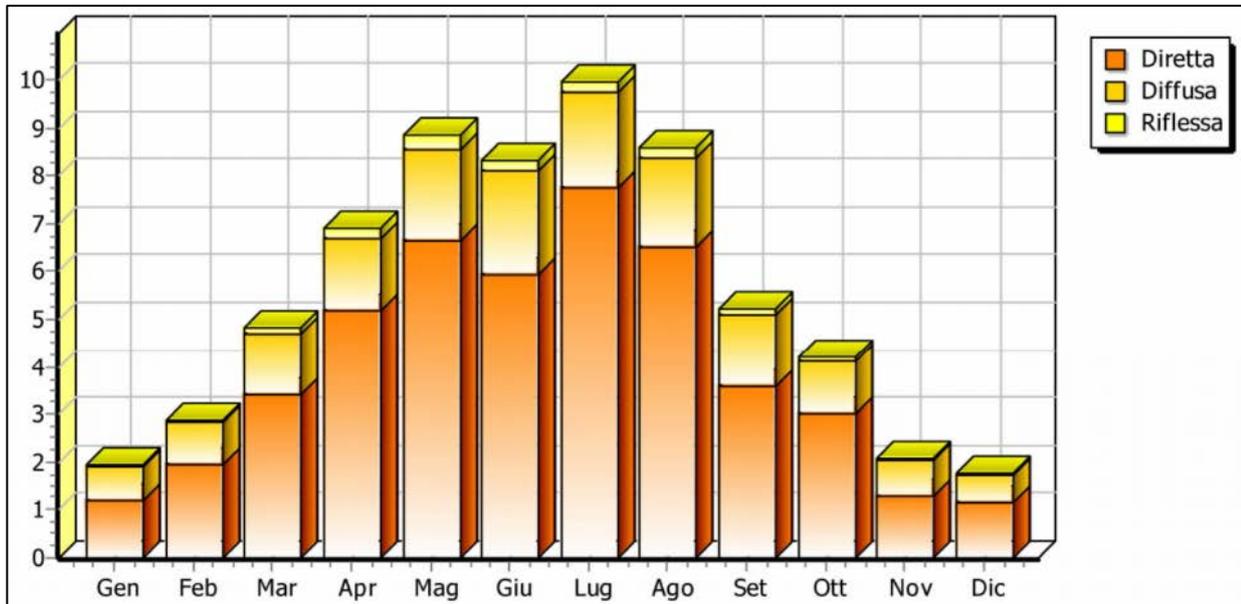


**FIGURA 33 – DIAGRAMMA DI OMBREGGIAMENTO**

In Tabella 10 e Figura 34 è riportata la radiazione solare mensile su base annua.

Mese	Radiazione Diretta (kWh/m <sup>2</sup> )	Radiazione Diffusa (kWh/m <sup>2</sup> )	Radiazione Riflessa (kWh/m <sup>2</sup> )	Totale giornaliero (kWh/m <sup>2</sup> )	Totale mensile (kWh/m <sup>2</sup> )
Gennaio	1,213	0,697	0,034	1,944	60,258
Febbraio	1,942	0,903	0,054	2,899	81,171
Marzo	3,399	1,29	0,127	4,816	149,311
Aprile	5,163	1,525	0,202	6,89	206,69
Maggio	6,649	1,9717	0,288	8,855	274,505
Giugno	5,938	2,178	0,229	8,345	250,35
Luglio	7,766	1,96	0,254	9,98	309,37
Agosto	6,501	1,884	0,204	8,589	266,246
Settembre	3,567	1,536	0,116	5,219	156,579
Ottobre	3,013	1,11	0,101	4,224	130,934
Novembre	1,3	0,719	0,047	2,066	61,973
Dicembre	1,163	0,555	0,036	1,754	54,361

**TABELLA 10 – RADIAZIONE SOLARE DIRETTA, DIFFUSA E RIFLESSA**



**FIGURA 34 – DIAGRAMMA DI RADIAZIONE SOLARE**

La produzione attesa è pari a 60.988,8 Mwh annui. In base a tale produzione è possibile calcolare anche le emissioni evitate di inquinanti in atmosfera:

Equivalenti di produzione termoelettrica	
Anidride solforosa (SO <sub>2</sub> ):	42.742,63 kg
Ossidi di azoto (NO <sub>x</sub> ):	53.807,98 kg
Polveri:	1.909,32 kg
Anidride carbonica (CO <sub>2</sub> ):	31.807,46 t

Equivalenti di produzione geotermica	
Idrogeno solforato (H <sub>2</sub> S) (fluido geotermico):	1.868,94 kg
Anidride carbonica (CO <sub>2</sub> ):	360,03 t
Tonnellate equivalenti di petrolio (TEP):	11.404,91 TEP

## 4.2. Fase di costruzione

Si distinguono tre principali attività di cantiere di diversa durata: la realizzazione dell'impianto (16 mesi) la realizzazione della stazione elettrica di connessione (8 mesi) e la realizzazione della linea elettrica di connessione (12 mesi). Queste ultime due attività si cercherà di portarle a conclusione parallelamente alla costruzione dell'impianto, pertanto la durata complessiva del cantiere prevista è di circa 16-18 mesi salvo imprevisti.

Per realizzare l'impianto fotovoltaico si dovrà procedere attraverso vari step operativi:

- Allestimento del cantiere: realizzazione della recinzione di cantiere, installazione degli apprestamenti, quali spogliatoi, baracche, bagni, ecc., realizzazione della viabilità temporanea interna al cantiere e sistemazione del terreno;
- Percorsi interni: realizzazione della viabilità interna prevista dal progetto;
- Realizzazione manufatti: realizzazione dei basamenti e delle strutture in calcestruzzo e installazione delle attrezzature;

- Scavi per la posa dei cavi interrati: realizzazione dello scavo e del reinterro di cavidotti e sottoservizi dell'impianto;
- Infissione di pali metallici per i tracker: infissione dei pali metallici di supporto agli inseguitori monoassiali;
- Realizzazione di recinzione metallica: realizzazione di scavi per la fondazione, getto di calcestruzzo e montaggio della recinzione metallica;
- Dismissione del cantiere: rimozione degli apprestamenti e della recinzione di cantiere e pulizia dell'area.

Analogamente, per la realizzazione del cavidotto interrato, che avverrà su sede stradale, si dovranno affrontare le seguenti fasi:

- Allestimento del cantiere: installazione della segnaletica, delle barriere e delle recinzioni;
- Scavi per la posa dei cavi interrati: realizzazione dello scavo e reinterro dei cavidotti e dei sottoservizi dell'impianto;
- Ripristino del manto stradale.

#### 4.2.1. Allestimento del cantiere

L'area di realizzazione dell'impianto è sostanzialmente pianeggiante, quindi è previsto un intervento minimo di regolarizzazione del terreno, con movimenti di terra contenuti e un'eventuale rimozione degli arbusti e delle pietre superficiali per preparare l'area.

Gli scavi e i riporti previsti saranno eseguiti solo in corrispondenza delle aree nelle quali verranno installate le power station e le cabine per la realizzazione delle relative fondazioni; se necessario, si provvederà a realizzare sistemi drenanti ai fianchi degli edifici, al fine di convogliare le acque meteoriche in profondità.

Qualora si riscontrerà la presenza di alcune linee BT e MT lungo il perimetro dell'area dell'impianto, potranno essere eseguite opere per lo spostamento delle stesse, così come nel caso di condotte consortili utilizzate per l'irrigazione, in accordo con le disposizioni dell'ente gestore.

#### 4.2.2. Percorsi interni

Per la viabilità interna alle aree di progetto si provvederà a spiccare il tracciato topografico, rilevato nella fase di studio conoscitiva, dell'area di sedime per l'area da insediare, provvedendo prima al raffronto misure reali rilevate e misure da progetto.

A seguire il tracciamento della viabilità interna al campo fotovoltaico in armonia con l'orografia lieve dei luoghi, il tracciato delle file interessate alla collocazione e dei "pali battuti" secondo lo spiccato di progetto. Il principio insediativo, è stato quello di servire con strade carrabili l'accesso alle cabine di campo dai cancelli agli skid.



**FIGURA 35 – VIABILITÀ INTERNA AL CAMPO**

#### 4.2.3. Realizzazione manufatti

Si procede con la realizzazione del piano di posa degli elementi strutturali di fondazione per i gruppi di conversione e le cabine, forniti di sottovasca autoportante.

Una volta posate, si provvederà alla posa dei cavi nelle sottovasche e alla connessione dei cavi provenienti dall'esterno; dopo di che si sigilleranno esternamente tutti i fori e il rinfiacco con materiale idoneo.

#### 4.2.4. Scavi per la posa dei cavi interrati

I cavidotti saranno di due tipi:

- a) cavi BT e cavi dati
- b) cavi MT e Fibra ottica.

Tutti i cavi saranno posati a una distanza appropriata nello stesso scavo, così come previsto dalla CEI 11-17; la profondità minima di posa sarà di 0,8 m per i cavi di tipo a) e di 1,2 m per i cavi di tipo b), secondo le norme vigenti al momento della presente proposta.

Tutti i cavi saranno dotati di isolamento aumentato, in modo da consentirne la posa direttamente nel terreno, mentre gli attraversamenti stradali saranno realizzati in tubo con protezione meccanica aggiuntiva.

La rete di terra sarà realizzata con corda di rame nuda, posata direttamente a contatto col terreno, poi i terminali saranno connessi alle strutture metalliche e alla rete di terra delle cabine; quest'ultima sarà in corda di rame nuda, posata lungo il perimetro delle cabine stesse e delle power station, all'interno di appositi scavi, posti a una profondità di 0,8 m e con l'integrazione di dispersori (puntazze).

Per le linee elettriche in MT si prevede la posa interrata dei cavi, senza ulteriori protezioni meccaniche, a una profondità media di 1,20 m dal piano di calpestio per tutte le tratte esterne e interne al parco agro-fotovoltaico.

In caso di risoluzione puntuale di interferenze, le modalità di posa saranno modificate in conformità a quanto previsto dalla norma CEI 11-17 e dagli eventuali regolamenti vigenti relativi alle opere interferite, mantenendo comunque un grado di protezione delle linee non inferiore a quanto garantito dalle normali condizioni di posa.

I cavi posti sul fondo dello scavo opportunamente livellato saranno ricoperti da uno strato di materiale di classe A1, per uno spessore di 50 cm e, per garantire la stabilità del pacchetto, il materiale posato all'interno dello scavo, prima di procedere alla posa dello strato successivo, verrà rullato e compattato a strati di spessore non superiore a 25-30 cm.

Un nastro segnalatore o una rete, posti alle profondità indicate nelle sezioni, segnalerà la presenza del cavidotto.

Il volume dello scavo rimanente verrà riempito a seconda della tipologia del tratto attraversato:

1. su strade asfaltate al di sopra del nastro monitore sarà posto un ulteriore strato di riinterro di 30 cm con materiale classe A1, con sopra il pacchetto stradale (fondazione rullata e compattata, posa di strato di binder, posa di tappetino di usura);
2. su strade sterrate al di sopra del nastro monitore verrà realizzato il pacchetto stradale (fondazione stradale con tout venant di cava, rullato e compattato, strato di finitura con misto granulometrico, rullato e compattato);
3. su terreno naturale al di sopra del nastro monitore verrà posato uno strato di terreno vegetale facendo uso del terreno vegetale precedentemente accantonato durante l'esecuzione degli scavi, laddove ritenuto idoneo dalla DL.

In tutti i casi di interferenza, un cippo di segnalazione verrà posato a livello del pc in corrispondenza di emergenze e derivazioni. Nel caso di attraversamenti o particolari condizioni, si prevede l'utilizzo di tubazioni corrugate, opportunamente protette, per tutta la durata dell'interferenza oppure l'adozione di trivellazione con tecnologia di TOC.

Nell'area Sud del progetto l'analisi morfologica ha evidenziato una generale inclinazione della superficie topografica delle due aree da Sud verso Nord, con una pendenza non superiore all'1%; dal punto di vista idraulico, le acque meteoriche sono quindi caratterizzate da uno scorrimento continuo, senza possibilità di ristagno ma con velocità di scorrimento lenta; se ne deduce che la zona verrà interessata dalla presenza di acqua solo nel lasso di tempo della precipitazione e solo in caso di esondazione del reticolo idrografico.

Dal momento che i lavori di realizzazione delle trincee saranno limitati alla larghezza dello scavo stesso, non rappresenteranno un ostacolo al deflusso delle acque. Resta da sottolineare che la dimensione delle trincee su strade sterrate presenta una larghezza di 100 cm per una profondità di 120 cm con la seguente successione stratigrafica:

- cm 20 misto granulometrico;
- cm 40 strato di fondazione;
- cm 40 riinterro con materiale classe A1;
- cm 20 cavi annegati nel riinterro con materiale classe A1.

Inoltre, i cavi di media tensione, del tipo Prysmian ARP1H5(AR)E 18/30 kV, sono adatti alla posa interrata sia in cavidotto che direttamente interrati, pertanto possono trovarsi in ambiente saturo di acqua senza deteriorarsi.

#### 4.2.5. Infissione pali metallici

Si procede quindi con il picchettamento della posizione dei montanti verticali della struttura portante dei pannelli e al montaggio di questi ultimi; terminata questa fase, si procede quindi al realizzare i collegamenti elettrici dei singoli moduli e dei cavi solari di stringa.

#### 4.2.6. Realizzazione recinzione

Le aree interessate dal progetto saranno interamente recintate, dotate di dispositivi di sicurezza e antintrusione, nonché di cancelli carrai e pedonali, per consentire l'accesso dei mezzi di manutenzione e agricoli e del personale di servizio.

Preventivamente l'area di sedime del campo agrovoltaiico in progetto sarà recintata con un'apposita rete metallica e relativa palizzata, segnando l'area di intervento, in un primo momento dando il limite fisico del cantiere in essere e successivamente andando a delimitare il campo fotovoltaico, evitando così l'intrusione ai non addetti.

La recinzione e i pali di sostegno saranno realizzati con rete zincata elettrosaldata h 2 metri a maglia 5 x 7,5 cm, sufficiente per permettere il passaggio della microfauna, e fissati nel terreno.

#### 4.2.7. Dismissione del cantiere

Successivamente al completamento delle attività di realizzazione dell'impianto fotovoltaico, si procederà con la dismissione del cantiere (della durata non superiore a 12 mesi), tramite la rimozione di tutti i materiali di costruzione in esubero, la pulizia delle aree, la rimozione degli apprestamenti di cantiere e il ripristino delle aree temporanee utilizzate in fase di cantiere.

### 4.3. Fase di esercizio

La Società Proponente prevede che la messa in esercizio dell'impianto fotovoltaico avverrà dopo circa 13-18 mesi dall'apertura del cantiere. Un collaudo in fabbrica è previsto per tutti i componenti elettrici principali dell'impianto, quali i moduli, gli inverter, i quadri e i trasformatori, così come previsto dalle norme, le prescrizioni di progetto e i piani di controllo qualità dei fornitori; quindi in questa fase si procede con un controllo preliminare, prima dell'installazione di tali componenti, in

modo da accertare che non abbiano subito danni durante il trasporto e che il materiale sia conforme con quanto richiesto dalle specifiche di progetto.

Una volta installati e prima della messa in servizio, viene effettuata una verifica di corrispondenza dell'impianto con le normative e le specifiche di progetto in accordo alla guida CEI 82-25:

- Continuità elettrica e connessione dei moduli;
- Continuità dell'impianto di terra e corretta connessione delle masse;
- Isolamento dei circuiti elettrici e corretta connessione delle masse;
- Corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni previste dal gruppo di conversione;
- Verifica della potenza prodotta dal generatore fotovoltaico e dal gruppo di conversione, secondo le relazioni indicate nella guida.

Tali verifiche vengono effettuate da un installatore certificato, che rilascerà una dichiarazione attestante i risultati dei controlli.

Analogamente, quando l'energizzazione della sottostazione elettrica sarà terminata, il sistema dovrà essere sottoposto a una fase di testing, al fine di valutarne le performance e ottenere l'accettazione provvisoria tramite le seguenti richieste:

- Verifica dei dati di monitoraggio, quali irraggiamento e temperatura;
- Calcolo del *Performance Ratio* dell'impianto;
- Verifica della disponibilità tecnica dell'impianto.

I risultati dei suddetti test saranno inoltre utilizzati come riferimento di confronto per le misure che si effettueranno durante il normale funzionamento dell'impianto, così da tracciarne la degradazione.

#### 4.4. Fase di dismissione

Al termine della vita dell'impianto (in media circa 30-40 anni) si procederà ad un revamping (ristrutturazione totale o parziale) dell'impianto oppure allo smantellamento dello stesso e al conseguente ripristino del territorio.

In caso di smantellamento si procederà quindi alla rimozione delle opere fuori terra, cominciando con lo scollegamento delle connessioni elettriche, lo smontaggio dei moduli fotovoltaici e del

sistema di videosorveglianza, la rimozione dei cavi, delle power station, delle cabine per i servizi ausiliari, dell'edificio magazzino e sala controllo, così come di quello per il ricovero degli attrezzi agricoli, e infine con lo smontaggio delle strutture metalliche e dei pali di sostegno.

Inseguito si potranno rimuovere le opere interrato e verranno dismesse le strade e i piazzali, così come la recinzione.

I materiali che deriveranno da tali attività di smaltimento saranno gestiti secondo le normative vigenti, privilegiando il recupero e il riutilizzo presso centri di recupero specializzati, rispetto allo smaltimento in discarica; sarà fatta particolare attenzione per la rivalutazione dei seguenti materiali:

- Strutture di supporto, costituite da acciaio zincato e alluminio;
- Moduli fotovoltaici; costituiti da vetro, alluminio e materiale plastico (facilmente scorporabili) e materiali nobili, quali silicio e argento;
- Cavi, fatti di rame o alluminio.

## 5. Alternative di progetto

In questo capitolo vengono prese in considerazione le alternative alla realizzazione del presente progetto da parte del soggetto proponente.

### 5.1. Alternativa zero

La cosiddetta alternativa zero rappresenta l'eventualità di non realizzare il progetto in esame.

A fronte delle normative vigenti a livello globale, nazionale e regionale, si è visto che gli obiettivi principali della pianificazione energetica sono le seguenti:

- sfruttamento delle fonti rinnovabili per la riduzione dei gas serra;
- riduzione delle emissioni in atmosfera di inquinanti da processi termici di produzione di energia elettrica;
- aumento della indipendenza energetica da altri Paesi;
- benefici ambientali;
- benefici socio-economici.

**La realizzazione dell'impianto proposto nel presente documento apporterà importanti benefici socio-economici e ambientali. Per quantificare tali benefici nella Tabella 11 si riportano le emissioni prodotte da impianti a fonte fossile e impianti a fonte geotermica per produrre la stessa quantità di energia annuale (di circa 61.000 MWh/anno) che l'impianto fotovoltaico produce senza emissioni di alcun tipo.**

Equivalenti di produzione termoelettrica	
Anidride solforosa (SO <sub>2</sub> ):	42.742,63 kg
Ossidi di azoto (NO <sub>x</sub> ):	53.807,98 kg
Polveri:	1.909,32 kg
Anidride carbonica (CO <sub>2</sub> ):	31.807,46 t

Equivalenti di produzione geotermica	
Idrogeno solforato (H <sub>2</sub> S) (fluido geotermico):	1.868,94 kg
Anidride carbonica (CO <sub>2</sub> ):	360,03 t
Tonnellate equivalenti di petrolio (TEP):	11.404,91 TEP

**TABELLA 11 – EMISSIONI INQUINANTI IN ATMOSFERA DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO**

Alcuni dei benefici ambientali derivanti dall'impianto:

- mancata emissione di oltre 32.000 tonnellate di CO<sub>2</sub> ogni anno (global warming, desertificazione);
- saranno impiantati 1619 alberi di olivo;
- gli alberi impiantati aiutano nel processo di riduzione della CO<sub>2</sub>, grazie al fenomeno detto "carbon sink" che consiste nel sequestro di CO<sub>2</sub> in atmosfera da parte dell'albero che viene intrappolata nel terreno (1 albero può sequestrare dai 30 ai 90 kg/ CO<sub>2</sub>/anno);
- riduzione drastica dell'uso di fitofarmaci e concimanti;
- aiuta il processo di decarbonizzazione promosso anche dalla Regione Puglia;
- infissione a secco dei pali di fondazione dei tracker senza uso di calcestruzzo;
- gli elementi dell'impianto sono costituiti di materiale metallico prefabbricato, inossidabile, modulare e facilmente riciclabili o riutilizzabili e certificati LCA.

La riduzione dei Gas serra come la CO<sub>2</sub> ha pertanto effetti di contenimento dell'aumento della temperatura terrestre che, tra le varie conseguenze nefaste annovera anche quella della desertificazione. Tale fenomeno, come ci ricorda la Coldiretti (tra l'altro Associazione sempre molto critica nei confronti degli impianti fotovoltaici su terreni agricoli) durante la Giornata Mondiale

contro la desertificazione del 19 giugno 2019<sup>1</sup>, non è solo prerogativa dei territori sub equatoriali, ma nei prossimi 25 anni si prevede che colpisca un quinto (!) dei terreni italiani, soprattutto del sud Italia. Pertanto la realizzazione di un impianto fotovoltaico di grandi dimensioni come quello in oggetto, non solo non sottrae suolo agricolo utile (SUA), tanto più essendo agrivoltaico, ma contribuisce a ridurre il surriscaldamento terrestre e quindi indirettamente la desertificazione. Non è facile quantificare tali benefici, anche perché ci sono diversi fattori e soprattutto ogni Paese deve dare il suo contributo, però è certo che il PNIEC ha stabilito degli obiettivi di incremento importante al 2030 della presenza delle fonti rinnovabili anche e soprattutto per questo motivo. Pertanto definire gli impianti fotovoltaici su suoli agricoli eco-mostri divoratori di terreni sembra una accusa superficiale e oggettivamente non corretta.

Sempre la Coldiretti durante la giornata della desertificazione di cui sopra fa sapere che negli ultimi 25 anni un quarto dei terreni agricoli è stata abbandonata dalle nuove generazioni. La causa di questo fenomeno non può essere di certo attribuita al fotovoltaico, anzi, la costruzione di un grande impianto fotovoltaico come quello proposto nel presente progetto richiederà l'occupazione di manodopera prettamente agricola; infatti, i terreni dove sorge l'impianto necessiteranno comunque di interventi colturali; infatti sarà necessario effettuare dai 3 ai 4 sfalci e molte aree, come quelle sottostanti ai pannelli, dovranno essere tagliate con tagliaerba a mano, poiché l'utilizzo di trattori con trincia in quelle zone sarà impossibile. Inoltre, le parti di terreno non occupate dall'impianto o non interferenti con esso potranno essere destinate a colture da reddito come ad esempio pomodoro, carciofo, ossia colture tipiche della zona. Il terreno potrà essere posto in rotazione anche con colture da sovescio per il mantenimento del livello di sostanza organica.

**Oltre alla manodopera agricola (come riportato nella relazione agronomica AS\_LUC\_AFV dovranno essere impiegate non meno di 7 persone all'anno) sarà necessaria durante la fase di esercizio di manodopera tecnica, quali elettricisti, conduttori di impianto, meccanici che in pianta stabile presidieranno a turni almeno due persone/turno l'impianto, senza contare l'enorme indotto per la zona che si avrà durante la fase di costruzione e comunque anche nella fase di esercizio, sia per le aziende edili piccole e medie che per le strutture ricettive.**

---

<sup>1</sup><https://www.coldiretti.it/ambiente-e-sviluppo-sostenibile/giornata-desertificazione-a-rischio-15-dellitalia>

Conoscendo il tessuto produttivo della provincia di Foggia che è prettamente agricolo, la presente iniziativa favorisce una differenziazione dell'economia locale che è fortemente dipendente dall'agricoltura e dai relativi andamenti del mercato che sono condizionati dalle stagioni e dalla variazione della domanda. Una centrale fotovoltaica sposta della manodopera in un settore industriale che è più sicuro e risente di meno delle variabili del mercato.

Inoltre, questo investimento non richiede finanziamenti pubblici o incentivi, l'energia prodotta viene venduta sul libero mercato elettrico e non viene valorizzata con meccanismi che finiscono per gravare sui contribuenti, come ad esempio il Conto Energia che, dovendo favorire l'introduzione del rinnovabile in Italia, aveva necessità di incentivarne la produzione. Su questo aspetto la centrale in oggetto non ha alcun impatto sui contribuenti, a differenza dell'agricoltura che invece sovente si sostiene con fondi pubblici ed europei.

Inoltre c'è il tema della indipendenza economica: come noto l'Italia è un Paese che deve importare massicciamente petrolio, carbone e gas dai Paesi UE e soprattutto extra UE. Tale situazione ci rende vulnerabili in caso di crisi, sia dal punto di vista del costo di approvvigionamento delle materie prime (che si traduce in un rincaro delle bollette energetiche di famiglie e imprese) che delle quantità di approvvigionamento stesse. Una differente crisi di altra tipologia avrebbe potuto coinvolgere gli approvvigionamenti energetici dall'estero: instabilità politica, crisi locali, crisi diplomatica, blocco delle estrazioni.

La recente emergenza Pandemia Covid 19 da un lato ci insegna che in un mondo globalizzato nessun Paese si salva da solo, dall'altro ci spinge a riflettere sulla nostra dipendenza dalle importazioni che siano di materiale sanitario, farmaci, mascherine, cibo o energia. L'Italia ha bisogno di raggiungere una maggiore indipendenza energetica che si persegue puntando sull'efficienza che assicura una riduzione dei consumi e sulla produzione da fonti rinnovabili. La produzione infatti non può essere che da fonte rinnovabile, sia per la carenza di risorse di cui soffriamo sia per la necessità di limitare l'impatto ambientale. Questo obiettivo si persegue con la generazione diffusa su cui il nostro Paese sta puntando anche con le nuove comunità energetiche.

Queste iniziative che coinvolgono utenze civili e commerciali sono assolutamente fondamentali per raggiungere gli obiettivi prefissati ma da sole non bastano. È necessario puntare anche su impianti di dimensioni grandi che rispondono a logiche industriali della produzione di energia elettrica da

fonte rinnovabile. Centrali fotovoltaiche come quella in oggetto garantiscono maggiore affidabilità e maggiori prestazioni rispetto alla generazione diffusa e sono pertanto necessarie per un nuovo sistema energetico e per il raggiungimento degli ambiziosi obiettivi al 2030 previsti dal PNIEC 2030 che prevede la costruzione di altri 40.000 MW di impianti fotovoltaici da qui al 2030 contro i 20.000 MW attualmente realizzati in tutta Italia.

**Per quanto sopra, esposto poche iniziative economiche come gli impianti agrivoltaici nelle zone agricole comportano dei benefici ambientali e socio-economici di tale portata, pertanto l'alternativa zero, sia a livello ambientale che sociale, è da ritenersi decisamente peggiorativa.**

Oltre a quanto sopra esposto la X-ELIO in ambito di conferenza dei servizi proporrà ai Comuni interessati dal progetto di raggiungere un accordo per finanziare delle opere di mitigazione e/o compensazione ambientale, recupero paesaggistico, efficientamento energetico stanziando fondi pari fino al 3% degli introiti all'anno derivanti dall'impianto fotovoltaico, come previsto anche dal DM 10 settembre 2010 (Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti a Fonti Energetica Rinnovabile). Questi interventi compensativi e/o mitigativi, qualora ben utilizzati, possono creare un effetto d' domino virtuoso che può accrescere in maniera importante i suddetti benefici già apportati della opera in oggetto e contribuire a ridurre la impronta ecologica dei Comuni

## 5.2. Alternative di localizzazione

I terreni oggetto dell'impianto sono stati selezionati utilizzando come primo criterio la compatibilità con gli strumenti normativi riguardanti il paesaggio e l'ambiente. Come dimostrato nel Capitolo 3 del presente documento, i terreni non ricadono in zone con vincoli di natura paesaggistico, culturale o ambientale e si sono scelti terreni con culture non di pregio. La presente opera non solo apporterà degli indubbi benefici ambientali ed occupazionali, come dimostrato nel paragrafo precedente.

**Le aree individuate per la realizzazione del progetto proposto sono risultate idonee all'installazione dell'impianto fotovoltaico così come è proposto nella presente analisi, per le specifiche caratteristiche fisiche e ambientali.**

Gli altri fattori dei quali si è tenuto conto per la scelta della localizzazione dell'impianto sono i seguenti:

- buon irraggiamento, in modo da ottenere una buona produzione di energia;

- viabilità già esistente in buone condizioni e che consentono il transito di automezzi per il trasporto delle strutture, per minimizzare gli interventi di adeguamento della rete esistente;
- caratteristiche geomorfologiche idonee che consentono di realizzare l'impianto senza eventuali strutture di consolidamento di rilievo;
- conformazione orografica che consente di realizzare opere provvisorie, con interventi limitati qualitativamente e quantitativamente, e in ogni caso mai irreversibili, e inserimento paesaggistico dell'impianto di lieve entità, nonché armonioso con il territorio;
- assenza di vegetazione di pregio o di carattere rilevante;
- vocazione agricola dei terreni da poter implementare grazie alla tecnologia dell'agrovoltaico con cui convive e si integra perfettamente, con possibilità anche di finanziamenti/agevolazioni.

### 5.3. Alternative progettuali

La Società proponente del progetto ha effettuato una valutazione qualitativa delle varie tecnologie disponibili e delle soluzioni impiantistiche a disposizione, presenti sul mercato al momento della proposta per la realizzazione di impianti fotovoltaici a terra, in modo da identificare quella più idonea, tenendo conto di quanto segue:

- Impatto visivo;
- Possibilità di coltivazione delle aree disponibili con mezzi meccanici;
- Costo di investimento;
- Costo di Operation and Maintenance (O&M)
- Producibilità attesa dell'impianto.

Attribuendo quindi una scala di valori a ogni criterio di valutazione considerato, è stato possibile stabilire che **il progetto presentato nel presente studio rappresenta la migliore soluzione impiantistica per il Proponente**: tale soluzione infatti ha costi di investimento e gestione ottimali rispetto alla producibilità dell'impianto e permette comunque un significativo incremento della produzione rispetto alla soluzione classica con moduli fissi a parità di suolo interessato. Inoltre i tracker monoassiali che verranno utilizzati nella presente opera, permettono altezze massime

contenute ed inoltre anche come impatto visivo da una certa distanza hanno le sembianze delle comuni serre molto utilizzate in tutta la zona.

Infine, anche a livello di affidabilità ed efficienza, la ormai ultra decennale esperienza derivante dalla messa in esercizio di numerosi impianti fotovoltaici negli anni 2010-2011 (tra cui gli impianti costruiti dalla X-ELIO stessa) ha dimostrato che i tracker monoassiali, del tipo di quelli utilizzati nell'impianto in oggetto, sono la soluzione che combina efficienza, affidabilità e costi. Inoltre, la loro continua mobilità riduce di molto l'impatto visivo (già di per sé minimo in quanto i terreni interessati dal progetto sono terreni poco esposti e con bassissima visibilità) rispetto alle tradizionali strutture fisse.

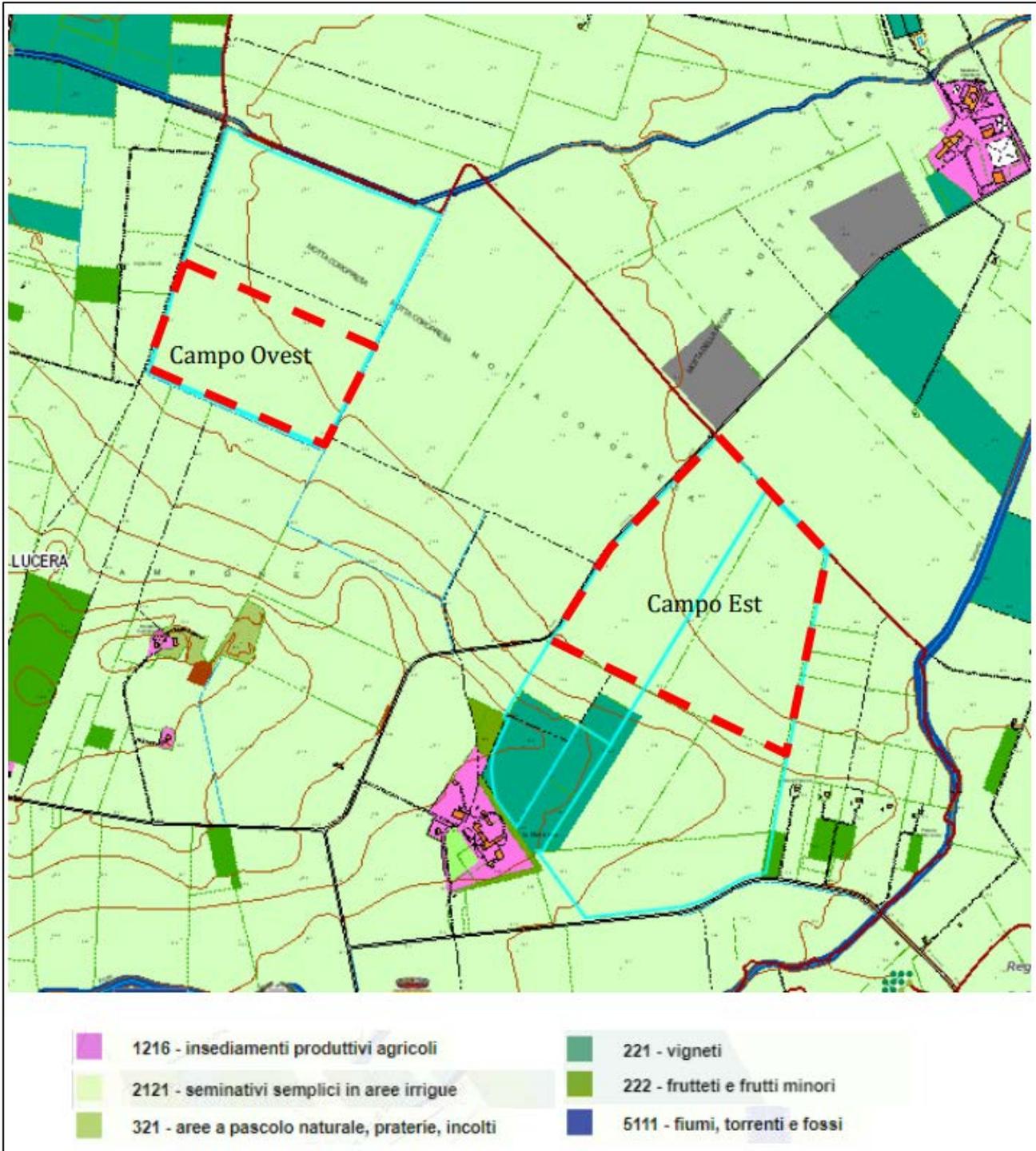
## 6. Analisi della qualità ambientale ante-operam

In questo capitolo sono stati analizzati i livelli di qualità delle principali componenti ambientali, in modo da valutare la compatibilità del progetto proposto con il contesto ambientale di riferimento.

I potenziali impatti del progetto sulle componenti e i fattori analizzati sono stati stimati in modo da definire specifici indicatori di qualità ambientale ante-operam tramite un'analisi della qualità ambientale stessa allo stato attuale (ante operam) dell'area in esame.

### 6.1. Suolo e sottosuolo

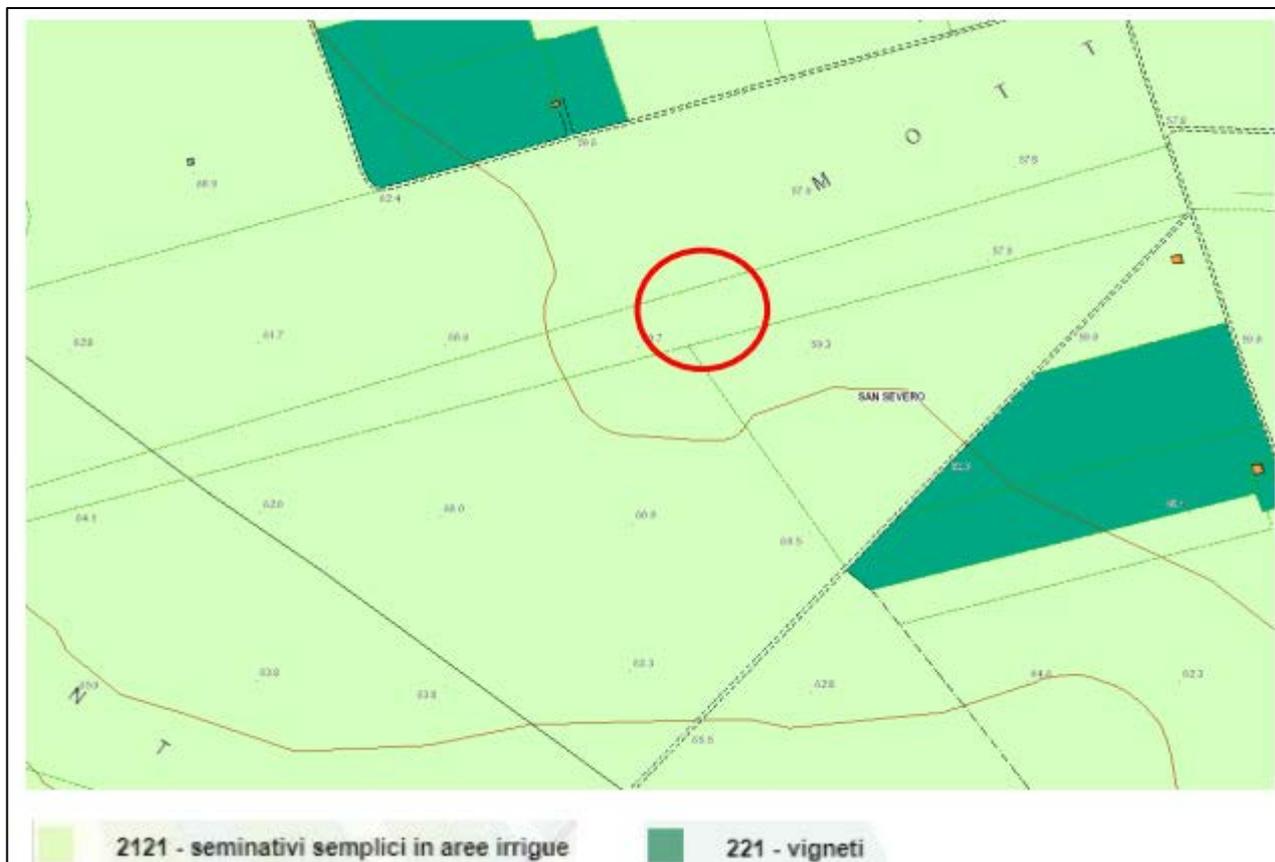
Come riportato anche dalla carta dell'uso del suolo, i terreni sono coltivati a seminativo semplice. Il primo orizzonte è caratterizzato dal suolo di copertura di colore marrone, di natura prevalentemente limo-argilloso-sabbioso localmente arricchiti di sostanza organica. È considerato un suolo coesivo da molle a mediamente consistente. Lo spessore medio varia da 70 a 80 cm. Il secondo orizzonte è costituito da depositi limo-argilloso-sabbiosi di colore ocra soffici. Lo spessore arriva fino a 2 m circa. Inferiormente e fino a 8 m circa, questi depositi mostrano un addensamento in aumento con la profondità. La porzione meridionale del Campo Est presenta, a circa 2.30 m di profondità, livelli arenacei di spessore variabile da pochi centimetri al metro. Viceversa, la zona nord del Campo Est ha intercettato, a circa 3 m di profondità, una falda idrica, di portata limitata. (rif. Figura 36).



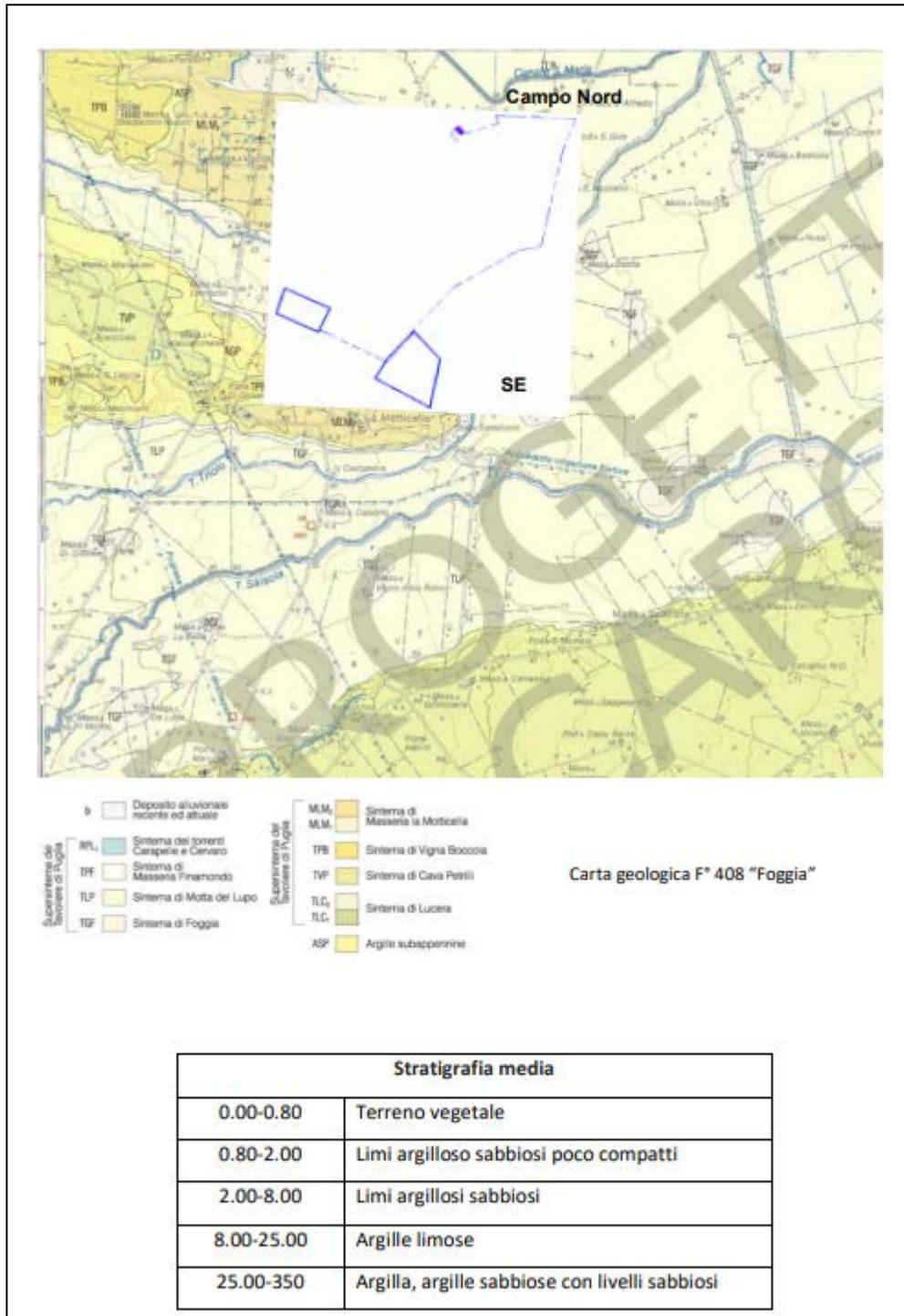
**FIGURA 36 – MAPPA USO DEL SUOLO IMPIANTO FV**

I terreni della centrale elettrica SSE si trovano in località "Motta Regina", presentano una quota media pari a 59.50 m slm con una pendenza verso nord-est pari allo 0,8%. Come riportato anche dalla carta dell'uso del suolo, il terreno destinato alla realizzazione della Sottostazione Utente è

coltivato a seminativo. Come per i Campi agrovoltaici, il sottosuolo è costituito da depositi limo-argilloso-sabbiosi di colore ocra soffice..



**FIGURA 37 –MAPPA USO DEL SUOLO AREA STAZIONE UTENTE**



Come mostrato nella "AS\_LUC\_R07: Relazione geotecnica - Sismicità", Nell'area di progetto sono stati eseguiti n° 6 Trial Pits sino alla profondità di 3,5 m dal piano campagna: Durante le operazione di realizzazione dei Trial pits è stato prelevato n° 1 campione disturbato per ogni scavo, ad una profondità compresa tra 1,00 m e 2,50 m destinato alle analisi di laboratorio geotecnico e n° 1 campione destinato ad analisi chimiche. I campioni di terreno sono stati portati al laboratorio

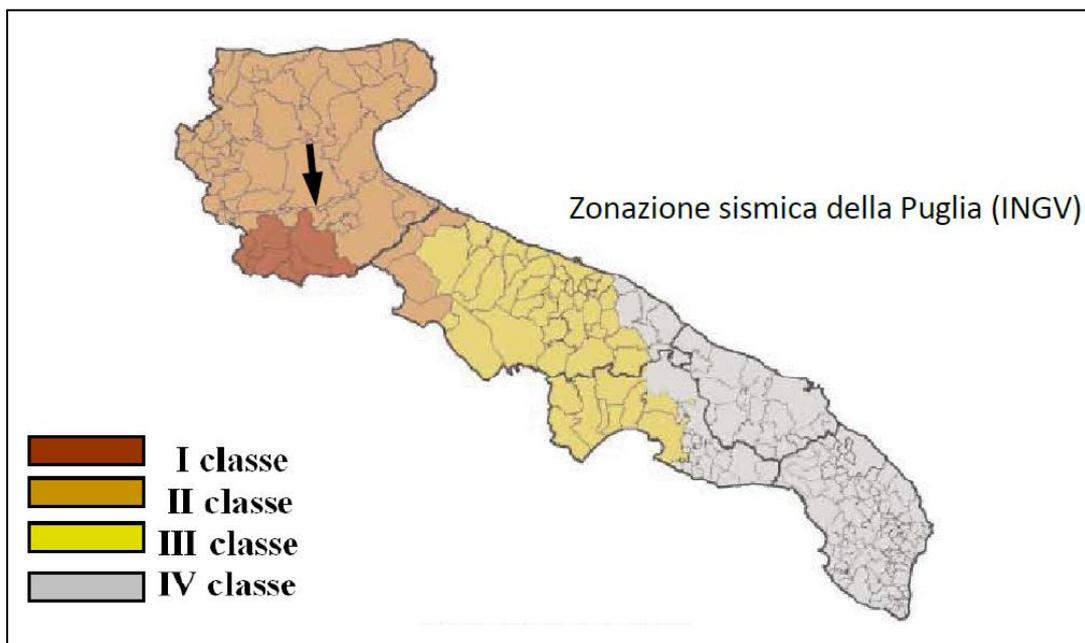
certificato "GeoSveva" di Lucera e sottoposti alle seguenti prove geotecniche: - Peso di volume naturale, saturo, secco e specifico; - Umidità naturale; - Indice dei vuoti; - Porosità; - Grado di saturazione; - Analisi granulometrica; - Limiti di Atterberg; - Presenza di Sostanza organica, solfati, cloruri; - Indice CBR; - Coesione e angolo di attrito., presenti in zona.



Sono state effettuate inoltre sei prove penetrometriche dinamiche per determinare le caratteristiche geotecniche del terreno in corrispondenza del sito esaminato. La prova consiste nell'infiggere un'asta a punta conica alla profondità interessata battendo con un maglio di peso standard (63,50 Kg) da un'altezza prestabilita (75 cm) e successivamente contare il numero di colpi necessari per fare avanzare l'asta per una profondità massima di 15 m. La lettura  $N_{spt}$  è rappresentata dalla somma dei colpi ogni 20 cm di avanzamento. La profondità di infissione è stata di 4.00 m.

A seguito dell'elaborazione dei dati acquisiti tramite le prove di resistività elettrica si è pervenuti ad un modello elettrostratigrafico della fascia di sottosuolo indagata, distinto in base alle caratteristiche fisica "resistività elettrica" che ha permesso di ottenere informazioni circa la risposta elettrica dei differenti livelli stratigrafici presenti nell'area di interesse e valutare, per quanto possibile, il diverso grado di uniformità litologica. La profondità massima di investigazione ottenuta dalle indagini è stata pari a circa 11 m dal p.c. L'analisi delle sezioni tomografiche elettriche 2D ottenute, mostrano un range di resistività apparente variabile da 7 Ohm x m a 120 Ohm x m circa. Il processo di inversione mostra una distribuzione pressoché orizzontale dei valori di resistività, che variano da 6 Ohm x m a 60 Ohm x m circa. Da un'analisi d'insieme dei risultati ottenuti è possibile suddividere il sito indagato in orizzonti:

- Orizzonte 1: rappresenta lo strato superficiale, caratterizzato da una variazione del range di resistività da 10 a 20 ohm x m, lo spessore massimo arriva a 2-3 m circa ed è correlabile con limose-argillosabbiosi poco compatti.
- Orizzonte 2: il valore della resistività tende ad aumentare progressivamente con la profondità raggiungendo valori di 30-40 ohm x m, evidenziando un aumento della compattezza. Sono presenti livelli locali a bassa resistività (5-10 ohm x m) che possono essere correlati a accumuli idrici sostenuti da strati argillosi.
- Orizzonte 3: rappresenta la porzione di sottosuolo con la resistività più alta, raggiungendo e superando 50 ohm x m; è correlabile con limi argillosi ghiaiosi.



**FIGURA 38 – ZONAZIONE SISMICA DELLA REGIONE PUGLIA (INGV)**

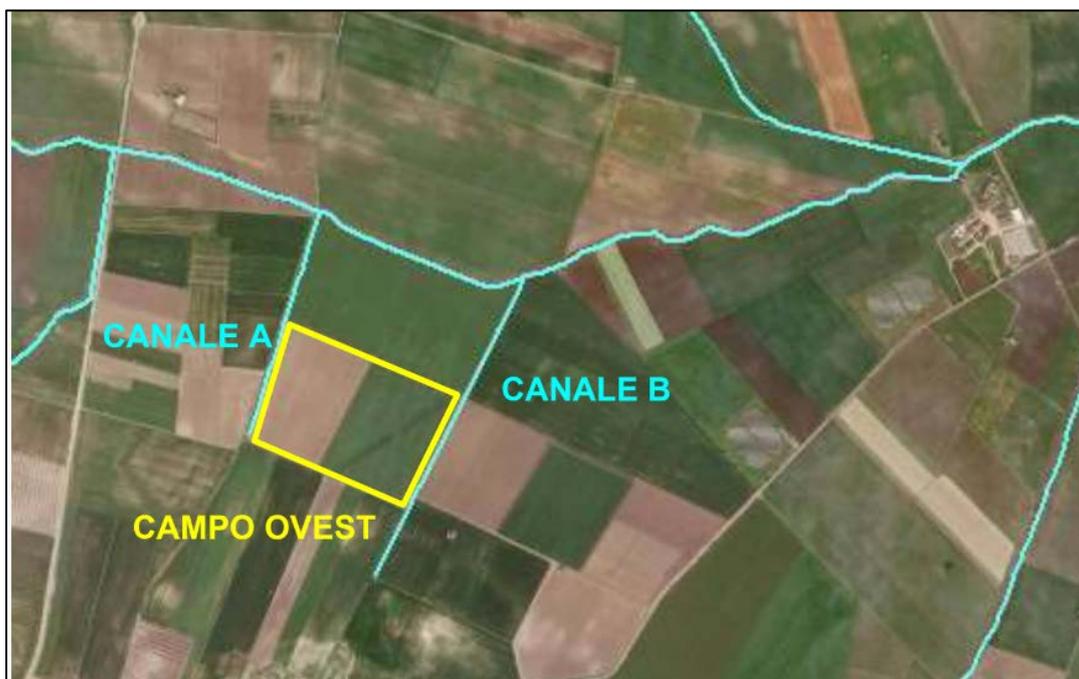
A conclusione dello studio geotecnico e sismico eseguito nell'area in oggetto, è possibile esprimere le seguenti considerazioni:

- I terreni di progetto sono tutti caratterizzati da una morfologia pianeggiante; ● non sono presenti rischi morfologici;
- la falda idrica è stata intercettata a circa 2,30 m di profondità nella porzione settentrionale del Campo Est mentre nelle altre zone non è stata intercettata sino a 4 m di profondità. Sono comunque probabili falde idriche locali entro gli 8 m di profondità.
- l'area rientra in una zona a sismicità Z2;
- la natura litologica del sottosuolo è limoso-argillosa-sabbiosa;
- la classe di sottosuolo è la "C";
- le prove penetrometriche indicano un sottosuolo soffice sino a 2 m di profondità, da mediamente consistente a consistente negli strati inferiori;
- I terreni non presentano rischi da liquefazione. In conclusione, le aree in esame risultano geologicamente idonee per il progetto di impianto fotovoltaico

A conclusione dello studio geotecnico e sismico eseguito, è possibile stabilire che **le aree in esame risultano geologicamente idonee** per il progetto dell'impianto agrovoltaico.

## 6.2. Acqua

Come mostrato nella "AS\_LUC\_R05: Relazione idrologica e idraulica", il campo Ovest, lambito da due canali (si veda figura seguente). Tali rami confluiscono nel principale Torrente Triolo, che procede verso San Severo e sbocca a mare. Il due canali presentano forma trapezoidale e sponde in cemento, ricoperte, come il fondo, quasi interamente da vegetazione fitta. Per i due canali è stata verificata la capacità idraulica.



**Figura 39 – Ubicazione Canali che lambiscono il Campo Ovest**

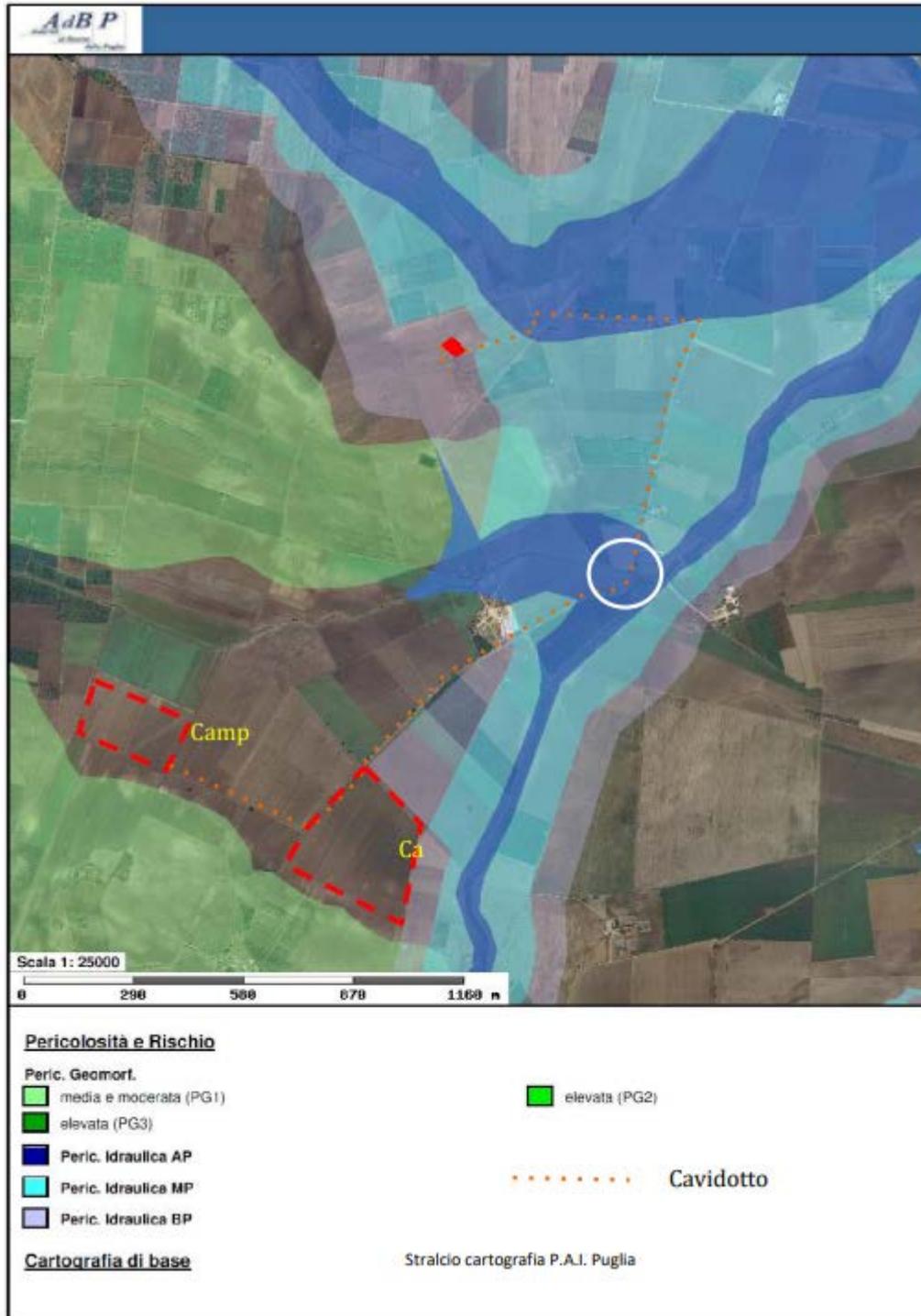
Per il campo Est non si riscontrano reticoli idraulici nelle vicinanze. Per quanto riguarda il cavidotto si riscontrano due interferenze del reticolo idraulico che verranno approfondite in seguito.

Per il campo Ovest, lambito da due canali. Lo studio idraulico effettualo (cfr. AS\_LUC\_R05) si articola in due parti, una stima idrologica mediante la procedura SCS-CN standard e un calcolo della capacità idraulica, eseguito mediante l'ulizzo della formula di Chèzy del moto uniforme nei canali a superficie. Per quel che riguarda il tracciato del cavidotto di collegamento dell'impianto agrovoltaico con la SSU, lo stesso è stato scelto con particolare attenzione per minimizzare interferenze e punti di intersezione con reticoli idrografici o ulteriori vincoli: il cavidotto interrato si sviluppa in asse con la

viabilità stradale, per collegare i campi alla futura SSE. In particolare, in riferimento a quanto prescritto dalle N.T.A. del Piano di Bacino (PAI), si precisa che, in base alla cartografia ufficiale del PAI, nessuna delle aree destinate all'impianto fotovoltaico rientra tra quelle interessate da pericolosità idraulica e/o rischio geomorfologico. Viceversa il terreno destinato alla Sottostazione è interessata da bassa pericolosità idraulica. Come riportato dall'art. 9 delle NTA del PAI, nelle aree a bassa probabilità di inondazione sono consentiti tutti gli interventi previsti dagli strumenti di governo del territorio, purché siano realizzati in condizioni di sicurezza idraulica in relazione alla natura dell'intervento e al contesto territoriale. L'analisi della Carta Idrogeomorfologica ha evidenziato che la Carta Idrogeomorfologica non presenta reticoli idraulici non verificati e perimetrati dal PAI. Pertanto, le aree in oggetto non sono interessate dagli art. 6 e 10 delle NTA del PAI.



**FIGURA 40 – BACINI IDROGRAFICI**



**FIGURA 41 – STRALCIO CARTOGRAFIA P.A.I.**

Il cavidotto MT di collegamento tra l'impianto e la Sottostazione di trasformazione MT/AT per circa metà della sua lunghezza ricade in area perimetrata PAI e rientra tra le opere consentite dal PAI, di cui alla lettera "d" del comma "1" degli art.li 8 e 9 delle NTA del PAI (nuove infrastrutture a rete di

interesse pubblico, non delocalizzabili), trattandosi comunque di opere completamente interrato e su strada asfaltata (SP20).

Il progetto presenta le n. 2 interferenze del reticolo idraulico la cui risoluzione è descritta documento AS\_LUC\_R5 Relazione idrologica ed idraulica.

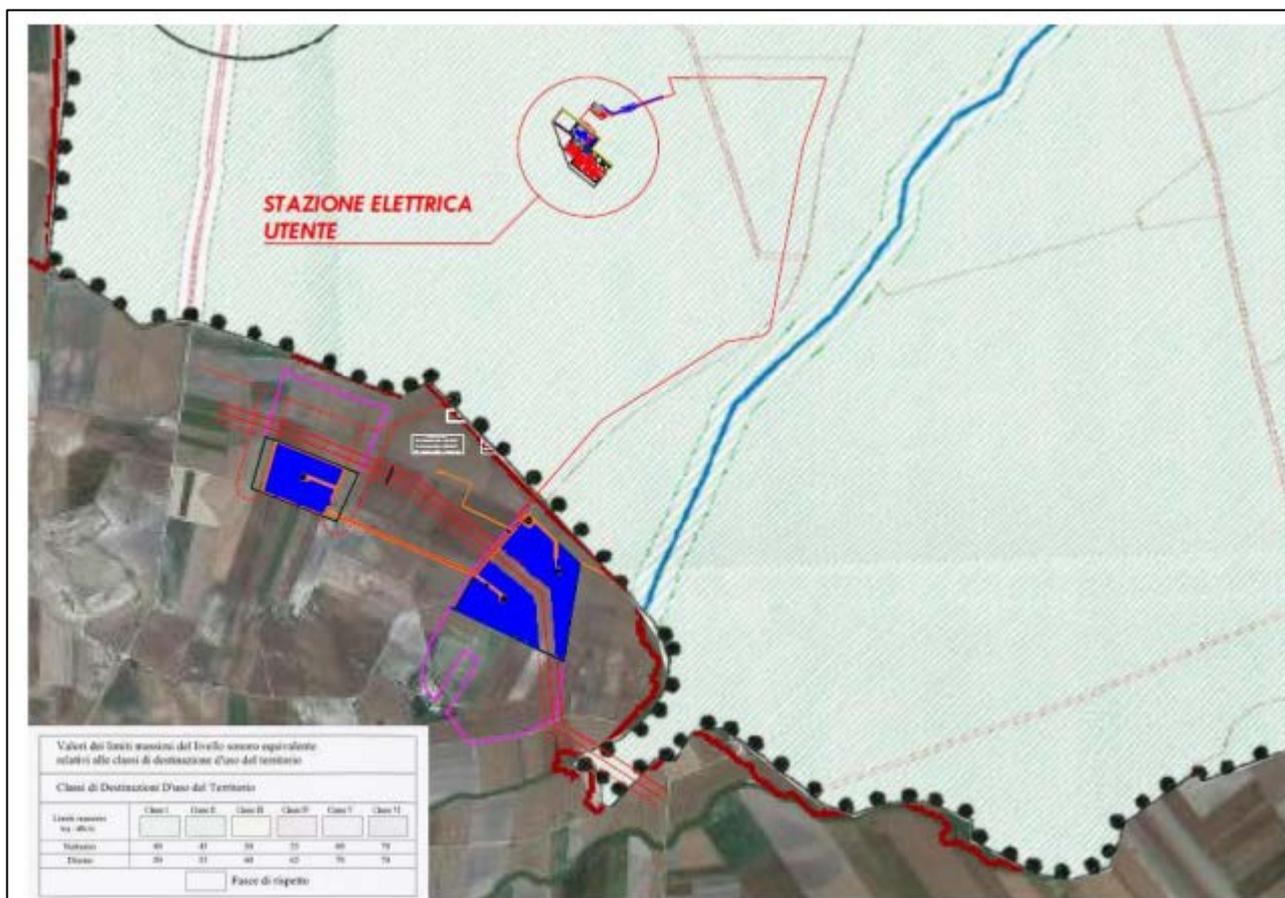
- la prima interferenza si trova in corrispondenza del tratto di collegamento tra il Lotto Ovest e Lotto Est. in corrispondenza del canale denominato nella relazione idraulica come Canale "B", presente lungo il confine del Campo Ovest. Trattandosi di un canale cementato non si ha rischio di erosione del fondo. Inoltre, come evidenziato nella relazione geologica, la falda idrica è presente ad una profondità non inferiore a 280 m. Non sono state intercettate falde idriche superficiali. L'attraversamento del canale sarà effettuato con la tecnica della TOC.
- La seconda interferenza si trova lungo la SP20 (vedere figura seguente). L'attraversamento sarà effettuato con la tecnica della TOC.



**Figura 42 – Interferenze cavidotto MT (in viola) con il reticolo idraulico**

### 6.3. Rumore

Ai fini della classificazione acustica del territorio in cui ricade l'impianto, il Comune di Lucera (FG), non ha ancora provveduto all'adozione di un Piano di Zonizzazione Acustica, mentre il Comune di San Severo (FG) alla data attuale risulta dotato di Piano di Disinquinamento Acustico.



**FIGURA 43 – SOVRAPPOSIZIONE DEL PROGETTO AL PIANO DI DISINQUINAMENTO ACUSTICO DEL COMUNE DI SAN SEVERO E UBICAZIONE SE UTENTE**

Dall'analisi della cartografia relativa al Piano di Disinquinamento Acustico del Comune di San Severo (FG) la Stazione Elettrica Utente (SEU) ricade in zona di CLASSE II

L'ambito territoriale classificato come ZONA E (zona agricola ai sensi del D.M. 1444/1968) corrisponde a "TUTTO IL TERRITORIO NAZIONALE" nel DPCM 01/03/1998.

CLASSI DI DESTINAZIONE D'USO DEL TERRITORIO	LIMITI RELATIVI AI TEMPI DI RIFERIMENTO	
	Diurno (06.00-22.00)	Notturno (22.00-06.00)
	<b>Leq(A)</b>	<b>Leq(A)</b>
<b>TUTTO IL TERRITORIO NAZIONALE</b> →	<b>70</b>	<b>60</b>
Zona A (*) (D.M. 1444/1968, art. 2)	65	55
Zone B (*) (D.M. 1444/1968, art. 2)	60	50
ZONA ESCLUSIVAMENTE INDUSTRIALE	70	70

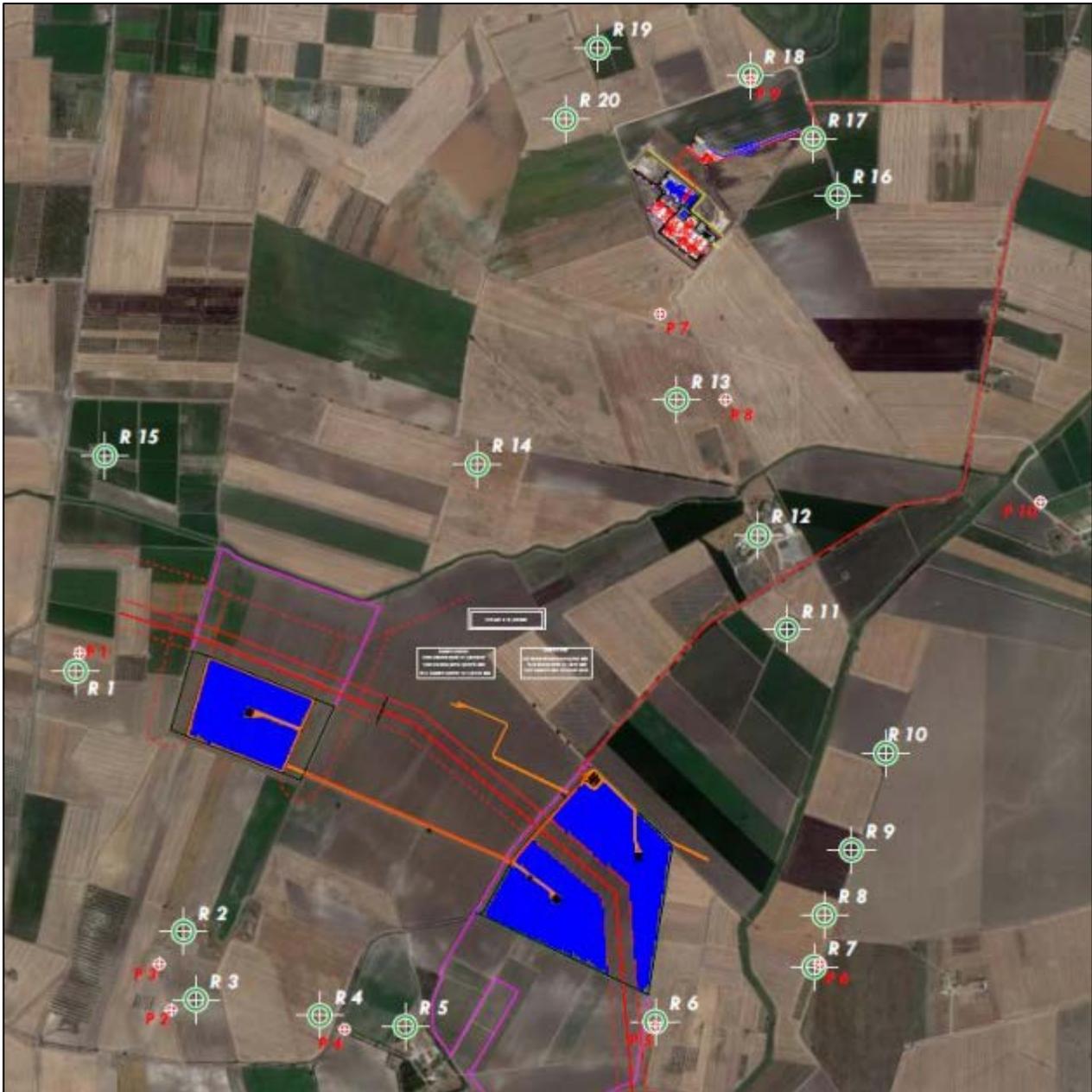
Tabella relativa all'art. 6 del DPCM 01/03/1991

Per quanto riguarda la Stazione Elettrica Utente (SEU) essa ricade nel territorio di San Severo (FG) in zona di Classe II, pertanto le verifiche condotte riguarderanno la verifica del limite assoluto di immissione che prevede un limite massimo di accettabilità pari a 55 dB(A) durante il periodo DIURNO e di 45 dB(A) durante il periodo NOTTURNO. Si procederà altresì alla verifica del LIMITE DI EMISSIONE che prevede un limite massimo di pari a 50 dB(A) durante il periodo DIURNO e di 40 dB(A) durante il periodo NOTTURNO ai confini dell'area.

Sono state eseguite delle rilevazioni fonometriche per la caratterizzazione acustica del sito ante operam: per tutti i ricettori prossimi al campo agrovoltaiico, si osserva che il rumore residuo misurato risulta pressoché costante in tutti i punti di misura, e si può assumere pari a 30 dB(A). Tale valore poiché caratterizzato dalle sole componenti naturali, può essere considerato valido anche per il periodo notturno (in cui l'impianto non produce). Per tutti i ricettori prossimi alla stazione elettrica Utente, per le verifiche durante il periodo notturno si assumeranno gli stessi valori stimati per il periodo diurno, poiché caratterizzante la rumorosità proveniente dalla centrale elettrica a funzionamento continuo.

Considerando che la zona più esterna del PZA è classificata come Classe II, ricadendo l'intervento in progetto in zona agricola (esterna al perimetro urbanizzato dal PZA), la classe per l'ambito non classificato, è presumibilmente la classe III: "aree di tipo misto: aree urbane interessate da traffico veicolare locale o di attraversamento, con media densità di popolazione, con presenza di attività commerciali e uffici, con presenza di attività artigianali e assenza di attività industriali, aree rurali interessate da attività che impiegano macchine operatrici". Tale dato risulta allineato anche alla

zonizzazione acustica dei Comuni confinanti (in particolare quello di Manfredonia, che caratterizza la zona extraurbana come zona di classe III).



**FIGURA 44 – UBICAZIONE DEI RICETTORI E DEI PUNTI DI CAMPIONAMENTO ACUSTICO**

Dalla relazione acustica (alla quale si rimanda per approfondimenti) si può concludere che l'impianto in oggetto rispetta in via previsionale i limiti previsti dal DPCM 01/03/1991 nonché quanto prescritto dal DPCM 14/11/97, dalla L.R. Puglia n. 3 del 12/02/2012 e dalle "norme tecniche di attuazione dei regolamenti edilizio e di igiene per le componenti rumore e vibrazioni" del Comune di San Severo

(FG). Per quanto concerne le attività di cantiere, queste dovranno essere oggetto di richiesta di deroga ai Comuni in conformità a quanto indicato al comma 4 dell'art. 17 della L.R. n. 3 del 12/02/2002.

#### 6.4. Paesaggio

Come indicato nella AS\_LUC\_REP Relazione Paesaggistica, per il PPTR l'area interessata dal progetto dell'impianto fotovoltaico ricade: a) nell'Ambito di Paesaggio Tavoliere b) nella Figura Territoriale 3.5 "Lucera e le serre dei monti Dauni", a confine della 3.1 "Piana Foggiana della riforma"

L'ambito del Tavoliere è caratterizzato dalla dominanza di vaste superfici pianeggianti coltivate prevalentemente a seminativo che si spingono fino alle propaggini collinari dei Monti Dauni. La delimitazione dell'ambito si è attestata sui confini naturali rappresentati dal costone garganico, dalla catena montuosa appenninica, dalla linea di costa e dalla valle dell'Ofanto. Questi confini morfologici rappresentano la linea di demarcazione tra il paesaggio del Tavoliere e quello degli ambiti limitrofi (Monti Dauni, Gargano e Ofanto) sia da un punto di vista geolitologico (tra i depositi marini terrazzati della piana e il massiccio calcareo del Gargano o le formazioni appenniniche dei Monti Dauni), sia di uso del suolo (tra il seminativo prevalente della piana e il mosaico bosco/pascolo dei Monti Dauni, o i pascoli del Gargano, o i vigneti della Valle dell'Ofanto).

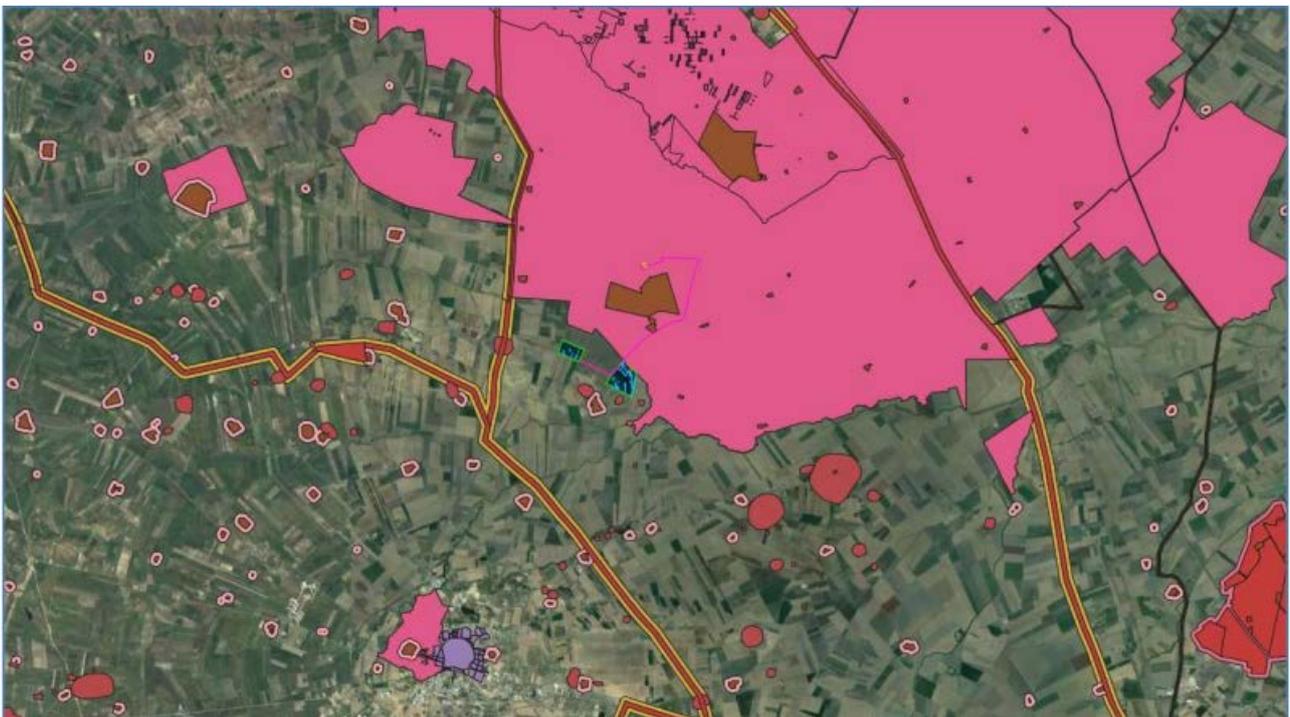
Il paesaggio di Lucera è caratterizzato dal sistema di rilievi dai profili arrotondati e da un andamento tipicamente collinare, alternato da vallate ampie e non molto profonde, con evidente profilo a "V" disegnato dall'azione dei fiumi. Le forme di utilizzo del suolo sono quelle della vicina pianura, con il progressivo aumento della quota si assiste alla rarefazione del seminativo che progressivamente si alterna alle colture arboree tradizionali (vigneto, oliveto, mandorleto). Il paesaggio agrario è dominato dal seminativo. Tra la successione di valloni e colli, si dipanano i tratturi della transumanza utilizzati dai pastori che, in inverno, scendevano dai freddi monti d'Abruzzo verso la più mite e pianeggiante Puglia.

Il Paesaggio della "Piana Foggiana della Riforma" è in gran parte costruito attraverso la messa a coltura delle terre salde e il passaggio dal pascolo al grano, attraverso opere di bonifica, di appoderamento e di colonizzazione, con la costituzione di trame stradali e poderali evidenti.

All'interno dell'ambito del Tavoliere della Puglia, i corsi d'acqua rappresentano la più significativa e rappresentativa tipologia idrogeomorfologica presente. Poco incisi e maggiormente ramificati alle quote più elevate, tendono via via a organizzarsi in corridoi ben delimitati e morfologicamente significativi procedendo verso le aree meno elevate dell'ambito, modificando contestualmente le specifiche tipologie di forme di modellamento che contribuiscono alla più evidente e intensa percezione del bene naturale.

### 6.5. Struttura antropica, storico culturale e insediativa

Come indicato nella "AS\_LUC\_REP: Relazione paesaggistica" (si veda l'Allegato), l'area di impianto e delle opere connesse, così come perimetrata, non ricade in zone identificate nel sistema di tutela paesaggistica.



**FIGURA 45 - COMPONENTI CULTURALI E INSEDIATIVE**



**FIGURA 46 – COMPONENTI CULTURALI E INSEDIATIVE – AREA VASTA**

In prossimità dell'impianto FV si riscontrano UCP (testimonianza della stratificazione insediativa) interessati da siti storico culturali.

Insediamenti	distanza dal punto più prossimo (Km) da	
	Campo Ovest	Campo Est
UCP – stratigrafia insediativa per segnalazione archeologica "Motta della Regina"	1,1	1,15
UCP – aree annesse "Motta della Regina"	1	1
UCP – stratigrafia insediativa per segnalazione architettonica dell'insediamento produttivo agro-pastorale "Masseria Celentano" o "Motta della Regina"	1,55	0,95
UCP – aree annesse "Masseria Celentano" o "Motta della Regina" età contemporanea (XIX-XX secolo)	1,5	0,8
UCP – stratigrafia insediativa per segnalazione architettonica dell'insediamento abitativo/residenziale-produttiva "Masseria Sabbatella"	2,5	1,1
UCP – aree annesse "Masseria Sabbatella"	2,3	0,95
UCP – stratigrafia insediativa per segnalazione architettonica dell'insediamento abitativo/residenziale-produttiva "Masseria Bastia"	2,75	1,85
UCP – aree annesse "Masseria Bastia"	2,7	1,75
UCP – stratigrafia insediativa per segnalazione architettonica dell'insediamento abitativo/residenziale-produttiva "Masseria La Motticella"- età contemporanea (XIX-XX secolo)		
UCP – aree annesse "Masseria La Motticella"	0,85	0,25

In particolare, per quanto riguarda l'UCP "Masseria La Motticella" distante circa 400 metri in linea d'aria dal Campo Est, essa afferisce al centro aziendale dell'azienda agricola Petrilli, i cui terreni di impianto AFV ne fanno parte. Detta azienda risulta circondata da essenze arboree ad alto fusto che impediscono di fatto la traguadabilità delle aree di impianto.

Con riferimento ai Beni ed agli ulteriori contesti paesaggistici individuati come aree appartenenti alla rete tratturi e aree di rispetto, le aree interessate dalla realizzazione con le relative pertinenze non ricadono in zone identificate nel sistema di tutela paesaggistica. Su area vasta non si riscontrano componenti di cui alla rete tratturale (il più vicino è l'UCPTratturo "Regio Braccio Pozzo delle Capre Fiume Triolo", distante ben Km 1,25 dal Campo Ovest (cfr. GIS -SIT Puglia- anno 2019, scala 1:50000, sotto riportata).



**Figura 47 – Rete Tratturale**

Con riferimento ai Beni ed agli ulteriori contesti paesaggistici individuati come aree a rischio archeologico, le aree interessate dalla realizzazione con le relative pertinenze non ricadono in zone identificate nel sistema di tutela paesaggistica. Nella area vasta, si riscontrano UCP-aree a rischio archeologico, di cui il più vicino a circa 100 metri dal campo Est (cfr. GIS -SIT Puglia- anno 2019, scala 1:25000, sotto riportata).



**Figura 48 – Aree a rischio archeologico**

Con riferimento ai beni ed agli ulteriori contesti paesaggistici individuati come Componenti dei paesaggi rurali dal PPTR, le aree di impianto e delle opere connesse non ricadono in zone identificate nel sistema di tutela paesaggistica. Su area vasta, il campo Est risulta contiguo all' UCP paesaggi rurali, istituiti con DGR 2436/2018 su gran parte del territorio agricolo del comune di San Severo, con il quale il predetto campo est è confinante.

Con riferimento ai beni ed agli ulteriori contesti paesaggistici individuati come Componenti dei paesaggi rurali dal PPTR, le aree di impianto e delle opere connesse non ricadono in zone identificate nel sistema di tutela paesaggistica. Su area vasta, il campo Est risulta contiguo all' UCP paesaggi rurali, istituiti con DGR 2436/2018 su gran parte del territorio agricolo del comune di San Severo, con il quale il predetto campo est è confinante.

Con riferimento ai beni ed agli ulteriori contesti paesaggistici individuati come Componenti dei valori percettivi dal PPTR, le aree di impianto e delle opere connesse non ricadono in zone identificate nel sistema di tutela paesaggistica. Nell' area vasta non vi sono strade panoramiche, né coni visuali e luoghi panoramici (poligoni



**FIGURA 49 – COMPONENTI VALORI PERCETTIVI GIS**

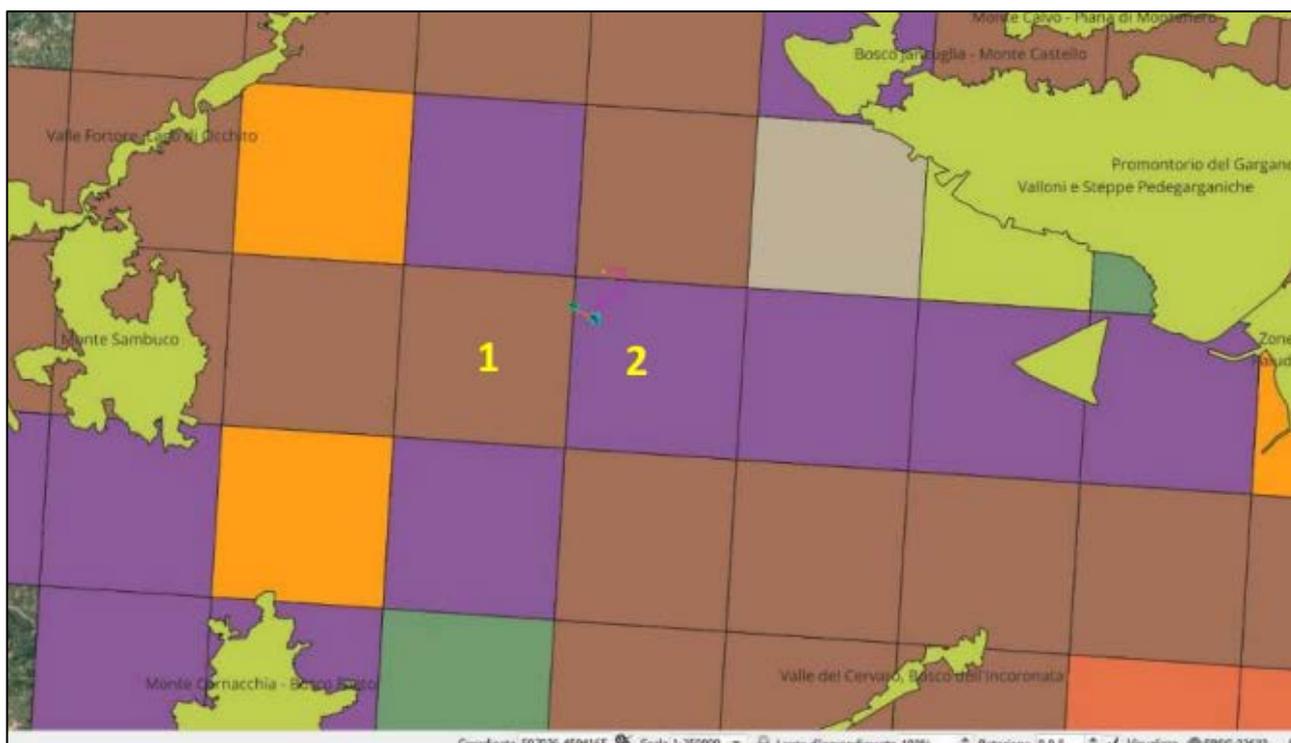
Le strade a valenza paesaggistica risultano esterne (cfr. ortofoto sotto riportata). Da evidenziare che il Campo Est è fronte strada con la SP n. 20 NON RICONOSCIUTA come strada a valenza paesaggistica; essa è riconosciuta come tale solo nel tratto ricadente nel comune di San Severo (cfr. interrogazione GIS sotto riportata).



## 6.6. Fauna

Nell'Allegato "AS\_LUC\_REP: Relazione paesaggistica" viene illustrato come, dal punto di vista faunistico, la semplificazione degli ecosistemi, dovuta all'espansione areale del seminativo, ha determinato una forte perdita di microeterogeneità del paesaggio agricolo, portando alla presenza di una fauna non particolarmente importante ai fini conservativi, rappresentata maggiormente da specie sinantropiche (legate all'attività dell'uomo).

In particolare è stata studiata la presenza di Specie Uccelli di interesse comunitario (All. I DU). Di seguito si riporta l'elenco delle specie di uccelli presenti nelle due griglie di maglia ciascuna di Km 10 x 10 in cui ricadono le aree di impianto, così come individuati nell' Allegato 1 della DGR 2442/2018. Per ciascuna specie sono stati rilevati i dati sull'andamento della popolazione nel breve e lungo periodo a livello regionale Puglia (fonte BIG) e laddove mancanti si sono estrapolati a livello nazionale (4° Report).



**FIGURA 50 – QGIS DI CUI AI FILESHAPE DELLA DGR 2442/2018, SCALA 1: 250000**

Dalla ricognizione e valutazione delle pressioni e minacce riportate nella relazione Paesaggistica AS\_LUC\_REP, si evince come l'impianto agro-voltaico, per la sua tipologia, non rientra, risultando,

quindi, non incidente, sulle pressioni e minacce delle specie Uccelli prese in considerazione. Per quanto attiene le misure di conservazione riguardanti le predette specie di uccelli di cui al R.R. 6/2016 modificato dal R.R. 12/2017, ove riportate, esse risultano non pertinenti rispetto all'impianto AFV in progetto.

## 6.7. Flora

L'area oggetto di esame si presenta priva di interesse ambientale e atipico, con scarsi elementi naturali di poco pregio naturalistico; solo negli uliveti abbandonati si assiste a una colonizzazione di specie vegetali e animali di pregio.

In questo ecosistema si trovano specie vegetali sinantropiche e ruderali comuni con basso valore naturalistico, come la malva, il tarassaco, la cicoria, il finocchio, la carota selvatica e i cardi, pertanto si può ritenere che l'impianto in parola non apporti trasformazioni pregiudizievoli al mantenimento e alla conservazione della componente flora.

Si è indagata anche la presenza di Specie vegetali e animali di interesse comunitario in allegato II, IV e V dell'habitat DH e si è riscontrato che solo il campo Ovest (in parte) ricade in una griglia di maglia 10 x 10 Km interessata dalla specie di interesse comunitario *Ruscus aculeatus* (Pungitopo), come risultante dalla interrogazione del QGIS di cui ai fileshape della DGR 2442/2018). Da evidenziare che il *Ruscus aculeatus* L. è pianta tipica dei boschi termofili e mesofili che sono contesti non pertinenti e totalmente esterni rispetto all' area di impianto e relative opere di connessione. Per maggiori dettagli si faccia riferimento all'Allegato "AS\_LUC\_REP: Relazione paesaggistica".

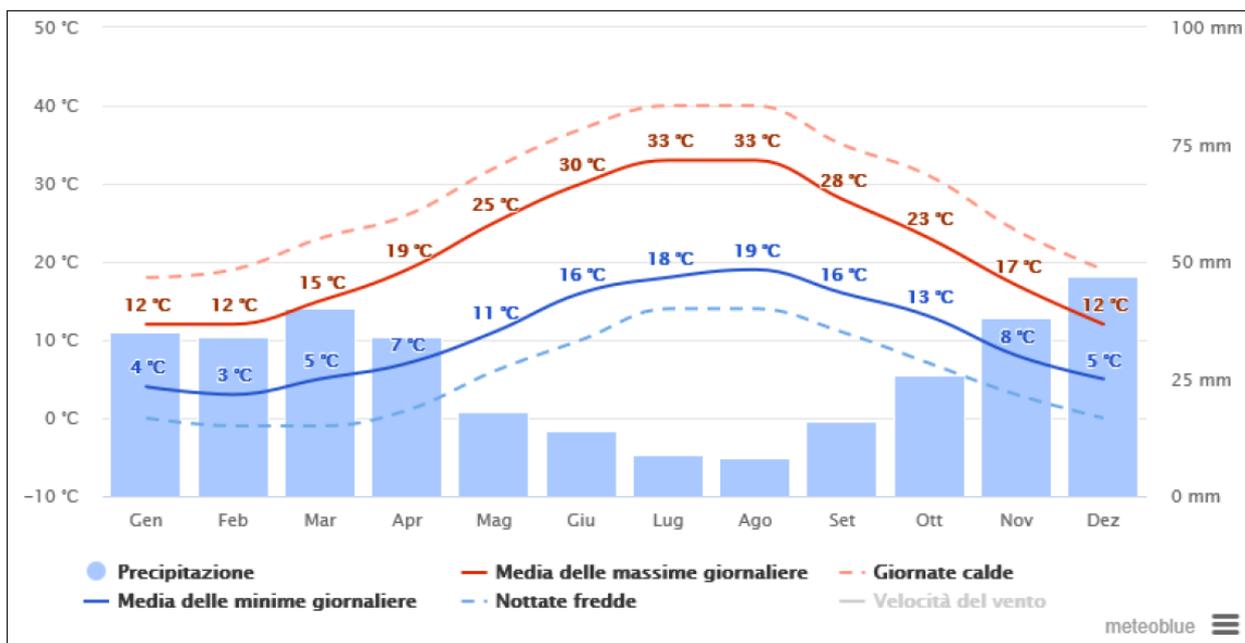
## 6.8. Clima

Le condizioni climatiche delle aree di interesse sono state analizzate in dettaglio nella "AS\_LUC\_PED: Relazione pedo-agronomica" (rif. Allegato).

Il clima è continentale con forti escursioni termiche: estati torride si alternano a inverni più o meno rigidi; la temperatura media annua è di circa 16°; le piogge sono scarse e si attestano tra i 450 e 650 mm, interessando soprattutto nel periodo da settembre a febbraio, mentre in estate sono frequenti i periodi di siccità.

A causa della sua posizione geografica, il tavoliere è particolarmente esposto al maestrale, incanalato dal Gargano e dal Subappennino Dauno, mentre in estate ha particolare rilevanza il favonio, un vento caldo e sciroccale.

In Figura 51, Figura 52, Figura 53 e Figura 54 sono illustrati i diagrammi *clima* (fonte Meteoblue) per Lucera, basati sugli ultimi 30 anni di dati orari simulati dai modelli meteorologici, che interessano le aree di impianto.



**FIGURA 51 – TEMPERATURE MEDIE E PRECIPITAZIONI**

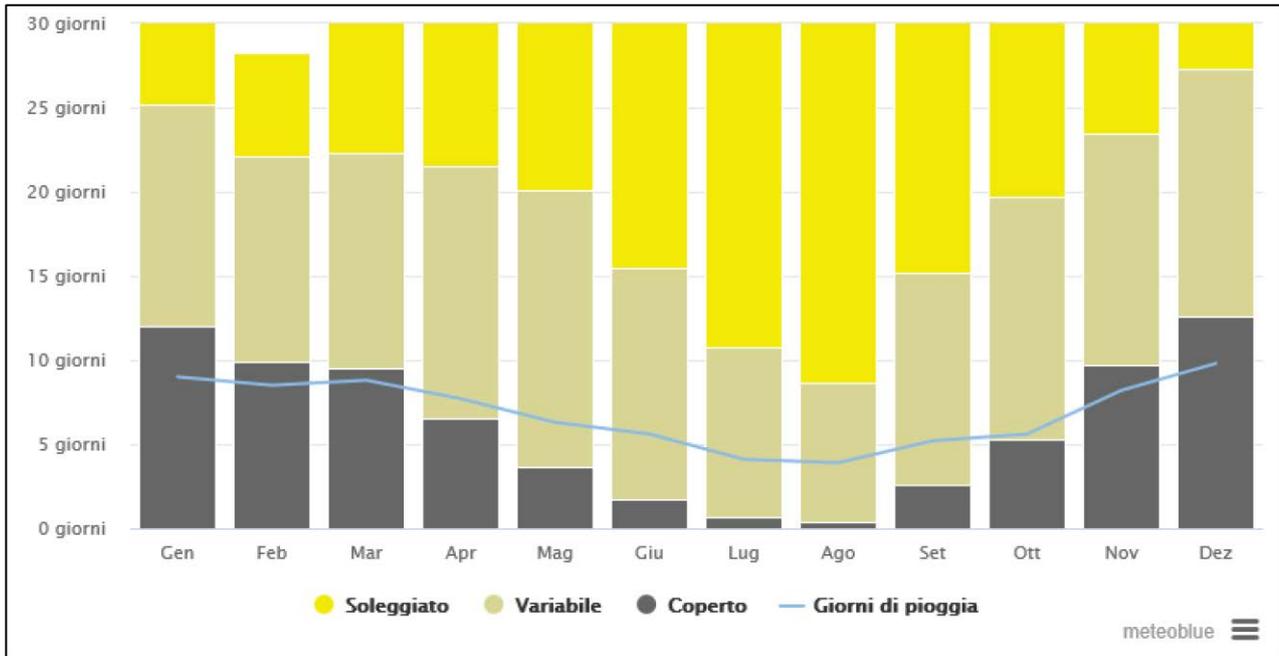


FIGURA 52 – NUVOLOSO, SOLEGGIATO E GIORNI DI PIOGGIA

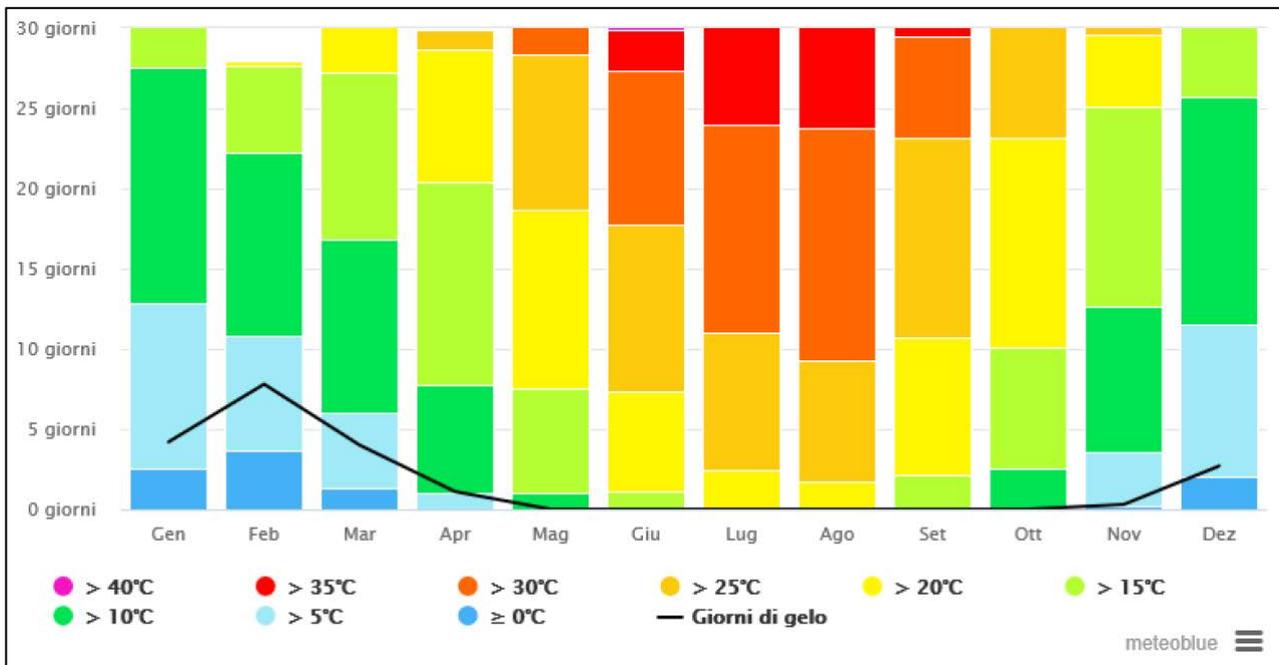
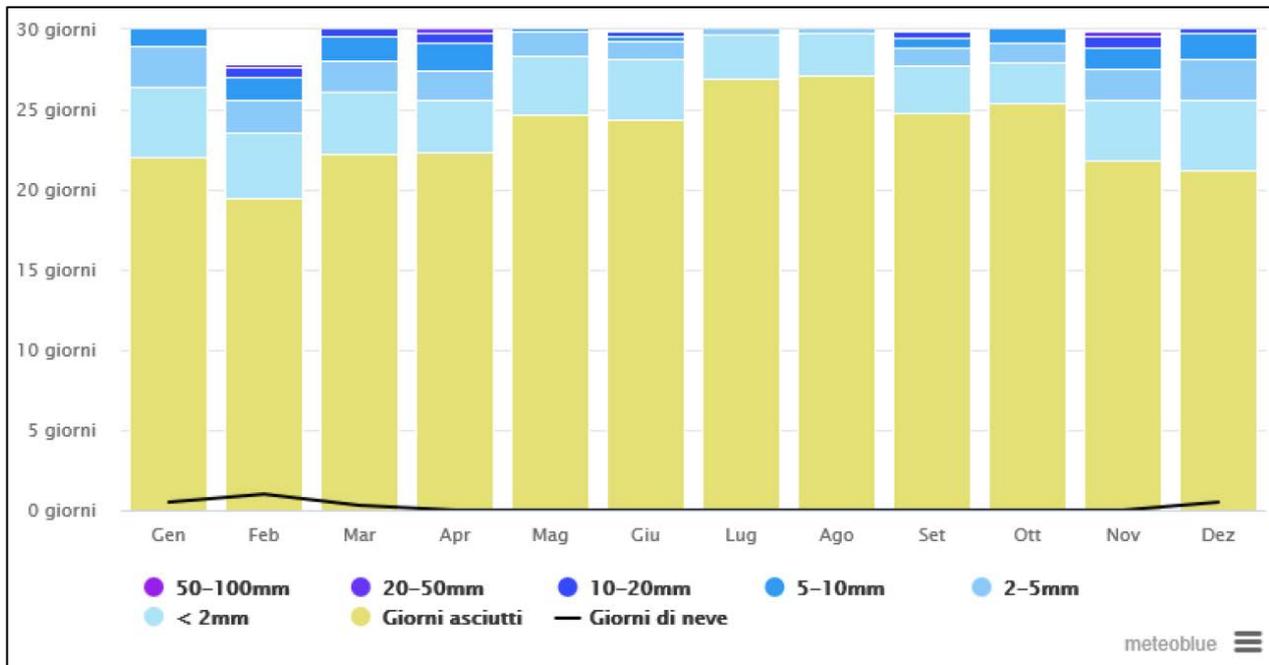


FIGURA 53 – TEMPERATURE MASSIME

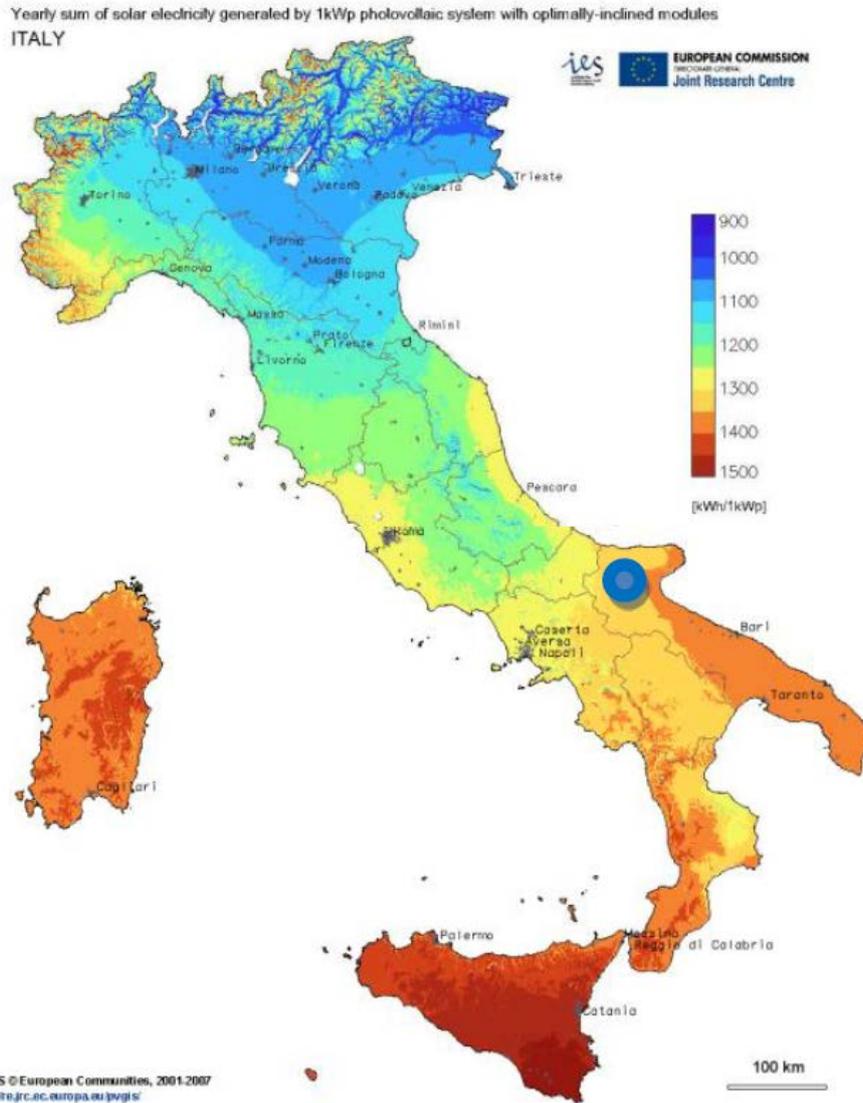


**FIGURA 54 – PRECIPITAZIONI (QUANTITÀ)**

## 6.9. Radiazione

Le aree scelte per il progetto proposto sono all'interno di una zona discretamente produttiva in termini di irraggiamento, pari a circa 1.400 kWh/kWp; per ottimizzare quindi la radiazione solare incidente sulla superficie dei moduli, è stato scelto di installare un sistema di tracciamento, in modo da massimizzare la resa e di assorbire, durante tutta la giornata, la maggior quantità di radiazione emessa dal sole.

In Figura 55 è riportata la cartografia tematica redatta dal Joint Research Centre – Commissione Europea (Photovoltaic Geographical Information System), nella quale si vede la quantità annuale di energia elettrica generata da un impianto fotovoltaico con moduli orientati in modo ottimale.



**FIGURA 55 – CARTOGRAFIA TEMATICA REDATTA DAL JOINT RESEARCH CENTRE – COMMISSIONE EUROPEA (PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM)**

La produzione di energia annuale media prevista sarà quindi indicativamente quella riportata nella Tabella 12 (attestandosi attorno ai 110.000MWh/anno).

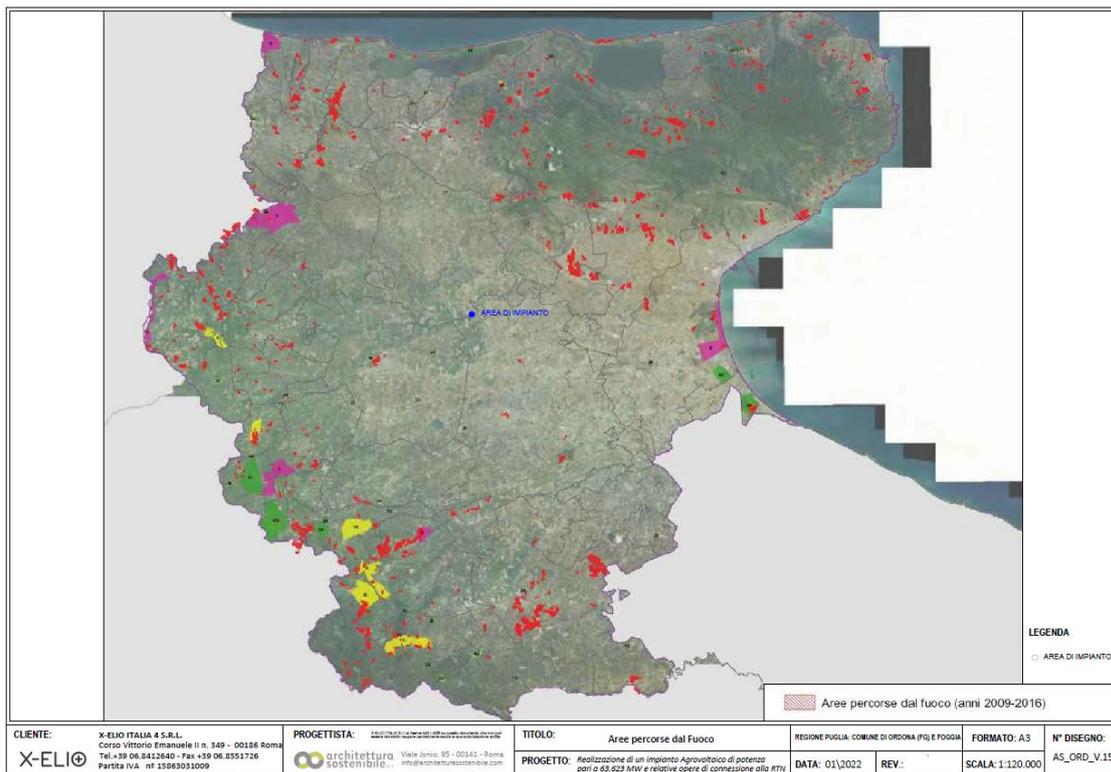
Mese	Totale giornaliero (kWh)	Totale mensile (kWh)
Gennaio	110.819,23	3.435.396,134
Febbraio	165.274,942	4.627.698,367
Marzo	274.593,665	8.512.403,623

Mese	Totale giornaliero (kWh)	Totale mensile (kWh)
Aprile	392.789,706	11.783.691,185
Maggio	504.836,288	15.649.924,935
Giugno	475.761,092	14.272.832,764
Luglio	568.955,112	17.637.608,462
Agosto	489.647,318	15.179.066,871
Settembre	297.560,506	8.926.815,175
Ottobre	240.797,599	7.464.725,572
Novembre	117.772,563	3.533.176,894
Dicembre	99.974,667	3.099.214,689

**TABELLA 12 – PRODUZIONE INDICATIVA DELL'ENERGIA**

### 6.10. Aree percorse da incendi

Come è mostrato nell'Allegato "AS\_LUC\_V.15: Aree percorse dal Fuoco", **le aree di intervento non rientrano tra quelle censite dal Corpo Forestale dello Stato e facenti parte del Catasto incendi**, ai sensi della Legge n. 353 del 21 novembre 2000.



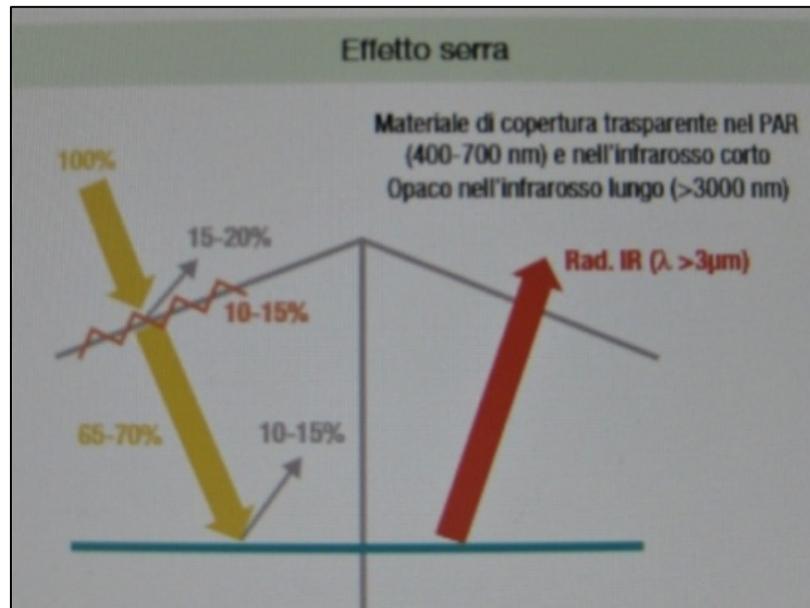
**FIGURA 56 – AREE PERCORSE DAL FUOCO**

### 6.11. Riflettanza luminosa e visiva – Fenomeno di abbagliamento

Benché nella zona in esame non è prassi agricola utilizzare la copertura dei vigneti con film plastici, peraltro non così diffusi, visto che i vigneti incidono solo per il 10% nel buffer di raggio di 3 km, si può effettuare un’analisi che metta a confronto le aree ricoperte da film plastici e quelle destinate all’impianto, in modo da verificare l’impatto che la riflettanza luminosa dei primi e del secondo avrebbero sull’avifauna.

I tendoni di uva da tavola influenzano innanzitutto il paesaggio rurale a causa delle ampie superfici di colore chiaro e riflettenti, con modifiche cromatiche e caratterizzate da un effetto di “specchio liquido” o di “paesaggio agricolo a scacchiera”; anche se questo effetto è stagionale, coinvolge comunque gran parte dell’anno, da marzo ad autunno inoltrato. Come prassi agricola infatti si scoperciano i tendoni a fine raccolta, per poi rimetterli poco prima che le piante germoglino; il paesaggio quindi è artificializzato, nonché alterato nei caratteri tradizionali del territorio rurale, solo stagionalmente.

La copertura con film plastico solitamente è in polietilene a bassa densità (LDPE) oppure in copolimero etilene-vinilacetato (EVA); la radiazione solare incidente sul film, compresa tra 300 e 3.000 nm di lunghezza d'onda, in parte viene riflessa, in parte assorbita e in parte trasmessa dal film di copertura dell'ambiente protetto.



**FIGURA 57 – EFFETTO SERRA CAUSATO DALLA PRESENZA DI COPERTURA CON FILM PLASTICO**

Per garantire un buon effetto serra, la trasmittanza nel campo del visibile (380 – 760 nm) e del PAR (400 – 700 nm) deve essere elevata e maggiore dell'85%, sia per i film in PE sia per quelli in EVA; mentre nel campo dell'infrarosso può essere elevata per i film in PE non termici (circa 60%), ma deve essere inferiore al 25% sia per i film PE termici additivati sia per gli EVA.

Se andiamo a considerare un impianto fotovoltaico invece verificheremo una riflettanza variabile nell'anno, in funzione della copertura del terreno, caratterizzato da erba verde in alcuni mesi e secca in altri; il valore medio è pari a 23% e comunque questa percentuale di radiazione che va verso il terreno scoperto rimbalza verso i pannelli stessi.

La riflettanza generata da un impianto fotovoltaico risulta quindi inferiore a quella generata dai tendoni di copertura agricola presenti in zona; di conseguenza l'impianto non contribuisce all'effetto "abbagliamento".

Si consideri infine che le aree di intervento non sono interessate da rotte di uccelli migratori, come già indicato nel paragrafo 6.6 e meglio approfondito nella "AS\_LUC\_REP: Relazione paesaggistica".

### 6.13 Vulnerabilità per rischio di gravi incidenti o calamità

Da una ricerca nell'inventario "Seveso" di cui al Dlgs 105/2015 per i Comuni di Lucera e San Severo è stato individuato solo un sito con rischio di incidente rilevante (STAR COMET FIREWORKS S.R.L) che dista circa 7,5 km in linea d'area dalla SSE e oltre 9 km dai lotti di impianto. Si può ritenere pertanto che il progetto di studio non rappresenti alcun pericolo in termini di Rischio di Incidenza Rilevante, mentre potrebbe verificarsi la situazione opposta.

Notifica	Codice Univoco	Soglia	Ragione Sociale	Attività	Regione Stabilimento	Provincia Stabilimento	Comune Stabilimento
Notifica Pubblica	NR079	D.Lgs 105/2015 Stabilimento di Soglia Inferiore	STAR COMET FIREWORKS S.R.L.	(12) Produzione e stoccaggio di articoli pirotecnici	PUGLIA	FOGGIA	SAN SEVERO

## 7. Analisi dell'impatto ambientale post-operam

In questo capitolo verranno esaminati i parametri di interazione con l'ambiente connessi con il progetto proposto; questa analisi riguarda la valutazione delle interazioni previste nelle tre fasi di realizzazione, messa in esercizio e dismissione dell'impianto.

Come si vedrà al termine di questa analisi, **realizzare il progetto proposto nelle zone in esame non farà aumentare gli standard di qualità ambientale fissati dalla normativa dell'Unione Europea, anzi, costituirà una miglioria a livello dell'utilizzo del suolo e sottosuolo, dell'acqua, dell'aria e di tutte le altre componenti ambientali coinvolte dal progetto.**

### 7.1. Fase di realizzazione

#### 7.1.1. Consumi

In fase di realizzazione dell'impianto l'uso delle risorse sarà costituito dalle seguenti attività:

- consumi di energia elettrica per lo svolgimento delle attività di cantiere;
- consumo di acqua a supporto delle attività di cantiere e per usi sanitari del personale;
- consumi di materiali per la realizzazione delle opere previste;
- uso del suolo.

Nelle fasi di cantiere il consumo di energia elettrica è dovuto principalmente all'uso di macchinari e utensili, perciò si provvederà a effettuare un allaccio temporaneo alla rete elettrica in BT e all'utilizzo di eventuali gruppi elettrogeni.

Per quanto riguarda i prelievi idrici, saranno dovuti all'acqua potabile per uso sanitario del personale di cantiere, all'acqua per il lavaggio ruote dei camion, quando necessario, e all'acqua per l'irrigazione durante le prime fasi di crescita delle eventuali specie arboree previste per la mitigazione del presente progetto. Questi consumi saranno di entità ragionevolmente limitata e l'approvvigionamento avverrà tramite autobotte.

Durante la fase di costruzione potrebbero essere utilizzati prodotti chimici sia per l'esecuzione delle attività direttamente connesse alla realizzazione del progetto (p.e. acceleranti e ritardanti di presa, disarmanti o prodotti vernicianti), sia per le attività di officina, manutenzione e pulizia dei mezzi d'opera (p.e. olii idraulici, sbloccanti, detergenti, prodotti vernicianti, diluenti o gasolio); la società Proponente adotterà misure per la prevenzione e minimizzazione degli impatti legati alla presenza, alla movimentazione e alla manipolazione di tali sostanze.

Al termine della fase di costruzione si procederà quindi alla rimozione dei materiali in esubero, alla pulizia delle aree e al ripristino delle aree temporanee.

Per quanto riguarda l'impatto sulla fauna in fase di realizzazione del progetto, l'unico e moderato rischio presente è quello dell'uccisione di animali selvatici da parte dei mezzi di trasporto, che comunque si può considerare trascurabile e comunque comparabile a medesimo rischio dovuto all'utilizzo dei macchinari agricoli quali trattori e macchine agricole..

#### 7.1.2. Emissioni

##### Emissioni in atmosfera

Le emissioni in atmosfera saranno dovute alla circolazione dei mezzi di cantiere per il trasporto dei materiali e del personale, e le dispersioni di polveri; gli interventi che coinvolgeranno l'allestimento del cantiere causeranno inoltre emissioni di tipo polverulento, dovute all'escavazione e alla movimentazione dei mezzi di cantiere.

## Suolo e sottosuolo

In questa fase non è prevista l'emissione di reflui civili e sanitari, poiché le aree di cantiere saranno attrezzate con appositi bagni chimici.

Poiché i componenti utilizzati sono prevalentemente prefabbricati, non verranno prodotti ingenti quantitativi di rifiuti, che comunque potranno essere classificati come non pericolosi, originati prevalentemente da imballaggi (rif. Tabella 17).

La realizzazione dei collegamenti dell'impianto e delle relative opere civili, previste per la realizzazione del parco fotovoltaico, necessita dell'esecuzione di movimenti di terra minimi, legati essenzialmente alle fasi di sistemazione delle platee di fondazione degli edifici di servizio e la posa degli elettrodotti interrati, tramite scavo delle trincee e loro successivo interro e chiusura.

<b>RIFIUTI PRODOTTI DURANTE LA REALIZZAZIONE DELL'IMPIANTO</b>		
<b>Codice CER</b>	<b>Descrizione rifiuto</b>	<b>Origine</b>
<b>IMBALLAGGI</b>		
150101	Carta	Fornitura materiale
150102	Plastica	Fornitura materiale
150103	Pallet rotti e gabbie	Fornitura materiale
150106	Misti: polistirolo, fascette, fogli antiurto	Fornitura materiale
<b>VARI</b>		
080318	Cartucce esaurite	Attività di ufficio
200121*	Tubi fluorescenti (neon)	Attività di ufficio
150203	Guanti, stracci	Realizzazione impianto
150202*	Guanti, stracci contaminati	Realizzazione impianto
170107	Scorie cemento	Realizzazione impianto
170201	Scarti legno	Realizzazione impianto
170203	Canaline, Condotti aria	Realizzazione impianto
170301*	Catrame sfridi	Realizzazione impianto
170407	Metalli misti	Realizzazione impianto
170411	Cavi	Realizzazione impianto
170904	Terre e rocce da scavo	Attività di cantiere
<b>FANGHI</b>		
200304	Fanghi delle fosse settiche	Attività di cantiere
<b>RIFIUTI ASSIMILABILI AGLI URBANI</b>		
200101	Carta, cartone	Attività di ufficio
200102	Vetro	Attività di ufficio
200139	Plastica	Attività di ufficio
200140	Lattine	Attività di ufficio
200134	Pile e accumulatori	Attività di ufficio
200301	Indifferenziato	Attività di ufficio

**TABELLA 17 – ELENCO DEI POSSIBILI RIFIUTI RICONDUCIBILI ALLA FASE DI CANTIERE**

Le terre e le rocce da scavo generate dai lavori di costruzione e rimozione delle condotte rientrano quindi tra le esclusioni dell'ambito di applicazione della normativa sui rifiuti (Art. 185, comma 1, lettera c del D. Lgs. 152/06), poiché il suolo interessato dalle nuove opere risulta non contaminato, infatti viene interessato solo il terreno vegetale di aree agricole, e viene riutilizzato allo stato naturale nello stesso sito in cui è stato escavato.

Per maggiori informazioni si veda L'Allegato "AS\_LUC\_R10: Piano preliminare di utilizzo in sito delle terre e rocce da scavo escluse dalla disciplina dei rifiuti (art. 24 co. 3 DPR 120/2017)".

## Emissioni acustiche

Per procedere a una valutazione dell'impatto acustico generato dall'attività di cantiere, si sono valutati due scenari differenti:

- a) Realizzazione dei campi fotovoltaici e della Stazione Utente
- Allestimento del cantiere: realizzazione della recinzione di cantiere; installazione degli apprestamenti, quali spogliatoi, baracche, bagno, ecc; realizzazione della viabilità temporanea interna al cantiere; sistemazione del terreno.
  - Realizzazione di recinzione metallica: realizzazione di scavi per la fondazione; gettodi calcestruzzo; montaggio della recinzione metallica.
  - Infissione pali metallici per i tracker: infissione ei pali metallici di supporto agli inseguitori monoassiali.
    - Percorsi interni: realizzazione della viabilità interna prevista dal progetto.
    - Realizzazione manufatti: realizzazione dei basamenti e delle strutture in calcestruzzo e successiva installazione delle attrezzature.
    - Scavi per posa cavi interrati: scavo e reinterro di cavidotti e sottoservizi dell'impianto.
    - Dismissione del cantiere: rimozione degli apprestamenti e della recinzione di cantiere; pulizia.
- b) Realizzazione del cavidotto interrato, che interessa la sede stradale
- Allestimento cantiere: installazione della segnaletica, di barriere e recinzioni.
  - Scavi per posa cavi interrati: scavo e reinterro di cavidotti e sottoservizi dell'impianto.
  - Ripristino del manto stradale.

In questa fase di lavoro si prevede l'uso di attrezzature con caratterizzazione sonora desunta dalla banca dati del C.P.T. di Torino; questo comporta che le attività di cantiere dovranno essere oggetto di richiesta di deroga al Comune di Ginosa in conformità a quanto indicato al comma 4 dell'Art. 17 della L.R. n. 3 del 12/02/2002. Per maggiori dettagli si faccia riferimento alla "AS\_LUC\_R13: Relazione Acustica".

## Ambiente idrico

In fase di realizzazione dell'impianto, relativamente alle acque superficiali, gli impatti sull'ambiente idrico generati sono da ritenersi di entità trascurabile in quanto non sono previsti particolari e significativi consumi idrici e non è prevista l'emissione di scarichi idrici poiché verranno impiegati bagni chimici. In tale fase non è prevista l'emissione di reflui civili e sanitari.

L'uso della risorsa idrica sarà di entità ragionevolmente limitata e con approvvigionamento tramite autobotte, e finalizzato a:

- inumidimento dei cumuli di materiale escavato e posto a deposito preliminare in attesa di caratterizzazione;
- inumidimento delle piste di cantiere per ridurre le emissioni di polvere;
- supporto delle attività di cantiere e lavaggio dei mezzi d'opera quando necessario;
- uso igienico-sanitario del personale impiegato nella costruzione dell'impianto (acqua potabile);
- irrigazione delle piante messe a dimora relativamente alla fascia di mitigazione ed il primo impianto delle colture arboree previste nel piano colturale

Per quanto riguarda lo studio idraulico, è stata verificata l'invarianza idraulica sia per l'area dell'impianto fotovoltaico che della sottostazione utente che quella Terna. In merito al cavidotto di connessione, la maggior parte del tracciato ricade su strada pubblica, pertanto la sua realizzazione non comporterà alcuna riduzione della sezione utile per il deflusso idrico. Gli attraversamenti con i reticoli saranno eseguiti in perpendicolare all'asse di deflusso con l'utilizzo della trivellazione orizzontale controllata (T.O.C.) per non interferire con l'attuale assetto idraulico dei luoghi.

Per quanto riguarda le interferenze con il reticolo idraulico, come meglio riportato nella relazione AS\_LUC\_R05 RELAZIONE IDROLOGICA – IDRAULICA, tali interferenze saranno superate con la tecnica della TOC, tranne la interferenza n.7 lungo la SP105 che interessa un affluente di sinistra del Torrente Carapelle, dal momento che il reticolo non è canalizzato e quindi l'attraversamento sarà mantenuto nella sede stradale.

## Paesaggio

Durante la fase di cantiere e di dismissione, il quadro paesaggistico potrà essere compromesso dalla occupazione di spazi per materiali ed attrezzature, dal movimento delle macchine operatrici, dai lavori di scavo e riempimento successivo, dalle operazioni costruttive e da fenomeni di inquinamento localizzato già in parte precedentemente analizzati, (emissione di polveri e rumori, inquinamento dovuto a traffico veicolare, ecc.). Tali compromissioni di qualità paesaggistica sono comunque reversibili e contingenti alle attività di realizzazione delle opere.

## Radiazioni

Le attività previste in fase di cantiere e di dismissione non genereranno impatti riguardo sia le radiazioni ionizzanti, che quelle non ionizzanti.

## 7.2. Fase di esercizio

### Emissioni in atmosfera

Come riportato in precedenza, l'impianto proposto nel presente documento non produce emissioni in atmosfera, pertanto permette di evitare le emissioni inquinanti in atmosfera invece prodotte da impianti a fonte tradizionale fossile per la produzione della medesima energia elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico in oggetto su base annuale (cfr. Tabella 18).

Come riportato in precedenza, l'impianto proposto nel presente documento non produce emissioni in atmosfera, pertanto permette di evitare le emissioni inquinanti in atmosfera invece prodotte da impianti a fonte tradizionale fossile per la produzione della medesima energia elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico in oggetto su base annuale

### Suolo e sottosuolo

In fase di esercizio la produzione dei rifiuti deriverà esclusivamente da attività di manutenzione programmata e straordinaria dell'impianto e dalle attività di ufficio, mentre gli sfalci e le potature

generati dalle attività agricole (manutenzione dell'eventuale fascia arborea) saranno gestiti in accordo alla normativa vigente (rif. Tabella 19).

<b>RIFIUTI PRODOTTI IN FASE DI ESERCIZIO</b>		
<b>Codice CER</b>	<b>Descrizione rifiuto</b>	<b>Origine</b>
<b>BATTERIE</b>		
160601*	Batterie al piombo	Manutenzione
160604	Batterie alcaline	Manutenzione
<b>VARI</b>		
080318	Cartucce esaurite	Attività di ufficio
200121*	Tubi fluorescenti (neon)	Attività di ufficio
<b>FANGHI</b>		
200304	Fanghi delle fosse settiche	Attività di ufficio

<b>RIFIUTI ASSIMILABILI AGLI URBANI</b>		
200101	Carta, cartone	Attività di ufficio
200102	Vetro	Attività di ufficio
200139	Plastica	Attività di ufficio
200140	Lattine	Attività di ufficio
200134	Pile e accumulatori	Attività di ufficio
200301	Indifferenziato	Attività di ufficio

**TABELLA – TIPOLOGIE DI RIFIUTI PRODOTTI IN FASE DI ESERCIZIO**

Le tipologie di rifiuti derivanti dalla manutenzione dell'impianto saranno gestite dalla ditta fornitrice del servizio, che si configura come *produttore* del rifiuto, con i relativi obblighi e responsabilità derivanti dalla normativa di settore; la società Proponente effettuerà comunque un'attività di verifica e controllo che l'appaltatore operi nel pieno rispetto di tale normativa.

Analogamente i rifiuti la cui produzione è in capo alla Proponente saranno gestiti nel rispetto della normativa vigente.

#### Emissioni acustiche

Come dimostrato nella "AS\_LUC\_R13: Relazione impatto acustico" (si veda l'Allegato per maggiori dettagli), Il *Valore Limite* di riferimento non risulta mai superato, sia con l'impianto in produzione

( $L_A$ ), sia in assenza di produzione ( $L_R$ ); quindi durante il normale funzionamento dell'impianto risulta rispettati i valori limite stabiliti dal D.P.C.M. 01/03/1991.

.

#### Ambiente idrico

I consumi idrici dovuti all'attività di gestione dell'impianto fotovoltaico saranno principalmente quelli dovuti a:

- lavaggio annuale dei moduli fotovoltaici (solo acqua senza apporto di nessun detergente o qualsiasi altra sostanza chimica);
- uso igienico sanitario del personale impiegato nella manutenzione programmata dell'impianto.

Mentre per quanto riguarda l'utilizzo di sostanze, questo sarà limitato ai prodotti per la manutenzione degli impianti elettrici.

Nella fase di esercizio non ci sarà l'attivazione di scarichi in prossimità dell'impianto, tranne per le acque reflue generate in corrispondenza della sottostazione utente e la Stazione di smistamento Terna, che comunque saranno gestite tramite l'eventuale raccolta degli scarichi sanitari in una fossa settica dedicata, con smaltimento periodico come rifiuto delle acque raccolte, e la raccolta e separazione delle acque di prima pioggia, con convogliamento a una vasca di raccolta e successivo trattamento di sfangamento e di disoleazione, prima di essere riunite a quelle cosiddette di "seconda pioggia" pulite e quindi scaricate nel corpo recettore individuato.

Per quanto riguarda le attività agricole, le aree di impianto dispongono di acqua dal consorzio di bonifica (allo stato attuale massima disponibilità 2050 mc/ettaro/anno, funzionale alla coltivazione del pomodoro, o eventualmente di altre orticole). Per quanto riguarda gli ulivi, l'irrigazione di soccorso avverrà tramite auto-provvigionamento mediante autobotti da fonti di approvvigionamento della zona munite di regolari concessioni, come da prassi della zona. nei primi tre anni dall'impianto le irrigazioni saranno più frequenti al fine di favorire l'ottimale attecchimento delle piante. Di seguito volumi di adacquamento (30 litri/pianta) per ciascun turno irriguo nei primi tre anni dall'impianto.

La coltivazione delle foraggere sarà attuata in asciutta, come finora fatto a livello aziendale (situazione ex ante).

Radiazioni

Si rimanda alla lettura del paragrafo 7.4 circa i CEM.

### 7.3. Fase di dismissione

Durante la fase di esercizio dell'impianto, il terreno non è mai smosso meccanicamente, quindi si formerà il naturale compattamento, così come ci sarà un naturale inerbimento, dovuto anche al fatto che la luce arriverà comunque al suolo, a causa del movimento dei tracker nell'arco della giornata.

In fase di dismissione dell'impianto si potrà quindi procedere alla rottura del terreno con normale passaggio incrociato di trapuntatore, per decompattarlo senza ribaltare le zolle, e proseguire con lo spargimento di sostanza organica (che sia pollina o letame) tramite una macchina spargiconcime e a un'aratura leggera con passaggi incrociati, così che il cotico superficiale fertile, creatosi negli anni di attività dell'impianto, non venga rivoltato e finisca negli strati sottostanti del suolo.

Per maggiori informazioni si faccia riferimento all'Allegato "AS\_GIN\_R11: Relazione sulla dismissione dell'impianto e ripristino dei luoghi".

Per l'impianto proposto si prevede un tempo di vita media di circa 30 anni, al termine del quale si procederà con la dismissione dello stesso e al ripristino delle condizioni ante-operam del sito.

Si procederà quindi operando nel seguente modo:

- Disconnessione dell'impianto dalla rete elettrica
- Messa in sicurezza dei tracker
- Smontaggio delle apparecchiature elettriche tra le file di tracker
- Smontaggio delle cabine di campo
- Smontaggio della cavistica dei pannelli

- Smontaggio dei pannelli
- Smontaggio del motore dei tracker
- Smontaggio delle travi secondarie della sottostruttura
- Smontaggio delle travi principali esterne della sottostruttura
- Smontaggio delle travi principali interne della sottostruttura
- Smontaggio delle montanti, sfilandole dal terreno
- Recupero dei cavi elettrici MT di collegamento tra le file dei tracker e le cabine di campo
- Demolizione e asporto delle platee di fondazione delle cabine di campo
- Ripristino dell'area complessiva, delle piazzole, delle piste interne e del cavidotto.

Uno dei vantaggi degli impianti fotovoltaici è che sono costituiti prevalentemente da elementi in materiale metallico prefabbricato, inossidabile, modulare e che risultano facilmente riciclabili o riutilizzabili.

Le operazioni saranno eseguite da ditte specializzate e preposte al recupero dei materiali (rif. Tabella 20); p.e. le strutture metalliche, comprese le parti elettriche, saranno smontate e ridotte per consentirne il trasporto e lo smaltimento presso specifiche aziende di riciclaggio; analogamente quando verranno demoliti i pozzetti di ispezione del cavidotto, verranno sfilati i cavi elettrici a servizio dell'impianto e il rame ricavato verrà venduto a specifiche imprese che provvederanno al riciclaggio.

<b>Materiale</b>	<b>Destinazione finale</b>
Acciaio	Riciclo in appositi impianti
Materiali ferrosi	Riciclo in appositi impianti
Rame	Riciclo e vendita
Inerti da costruzione	Conferimento a discarica
Materiali provenienti dalla demolizione delle strade	Conferimento a discarica
Materiali compositi in fibre di vetro	Riciclo
Materiali elettrici e componenti elettromeccanici	Separazione dei materiali pregiati da quelli meno pregiati. Ciascun materiale verrà riciclato/venduto in funzione delle esigenze del mercato alla data di dismissione

**TABELLA 20 – SMALTIMENTO DEI COMPONENTI**

Lo scopo degli interventi da eseguire a fine ciclo dell'impianto è quello di riportare il terreno idoneo alla coltivazione agricola, perciò si dovrà condurre un'analisi del terreno stesso per verificarne il pH, la salinità, il livello di macroelementi come azoto, potassio e fosforo, la sostanza organica e il relativo rapporto C/N; in questo modo si potrà procedere con eventuali concimazioni.

Tutti gli impatti ambientali sono simili a quelli valutati in fase di costruzione.

#### 7.4. Campi Elettromagnetici

Le componenti principali del parco fotovoltaico che possono essere fonte di campi elettromagnetici sono le Cabine di Trasformazione (sia FV che BESS), dentro le quali è installato un trasformatore MT/BT e gli inverter; le sorgenti operano con correnti e tensioni di esercizio tali che i CE prodotti risultano estinti nell'arco di pochi metri dalle sorgenti stesse; considerando inoltre il sito di installazione, all'interno del parco fotovoltaico e a distanze molto elevate dal perimetro dello stesso, ai fini della verifica del rispetto dell'obiettivo di qualità su possibili recettori si può considerare nullo di tali sorgenti.

Per quanto riguarda gli inverter, il progetto proposto prevede l'utilizzo di prodotti conformi alla normativa. Inoltre la struttura metallica entro la quale tali apparecchiature sono installate funge anch'essa da schermatura supplementare per i campi elettrici, attenuandone ulteriormente l'intensità.

Le opere elettriche di impianto sulle quali bisogna focalizzarsi sono le seguenti:

- la stazione elettrica di utenza 30/150 kV;
- i quadri MT all'interno della stazione elettrica 30/150 kV di utenza;
- la linea interrata in AT di collegamento tra la stazione elettrica 150/30 kV di utenza e la stazione elettrica 150 kV di Terna;
- i cavidotti in MT 30 kV alloggiati sia in area privata (centrale fotovoltaica e sottostazione utente 150/30 kV), che su suolo pubblico (strade vicinali, comunali, ecc.).

In base al Decreto del Direttore Generale per la Salvaguardia Ambientale del 29/05/2008 "Approvazione della metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti", si può utilizzare un procedimento semplificato che permette la gestione territoriale e la pianificazione urbanistica, basato sul calcolo della Distanza di Prima Approssimazione (DPA) e, per i casi complessi, delle Aree di Prima Approssimazione (APA).

Per effettuare la verifica della DPA e delle APA vengono calcolati i livelli di campo di induzione magnetica generati dalle linee elettriche presenti nell'area; si valuta la distribuzione dell'isolinea a 3  $\mu$ T, quindi la sua estensione massima, proiettata al suolo, identifica l'estensione delle DPA e delle APA per il territorio considerato.

Dallo studio effettuato nell'Allegato "AS\_LUC\_R08: Relazione elettrica impianto FV", si ricava quanto segue:

- Per la stazione elettrica 30/150 kV (SSE), la DPA è stata valutata in  $\pm 14$  m per le sbarre in AT (150 kV) e  $\pm 7$  m per le sbarre in MT (30 kV) della cabina utente;
- Per i cavidotti del collegamento interno in MT dei due campi fotovoltaici, la DPA non eccede il range di  $\pm 1,6$  m rispetto all'asse del cavidotto;
- Per l'elettrodotto in AT, la DPA non eccede il range di  $\pm 15$  m rispetto al centro del conduttore mediano.

I valori di campo elettrico rispettano quelli imposti dalla norma ( $< 5000$  V/m), in quanto le aree con valori superiori ricadono all'interno delle cabine MT e all'interno della stazione elettrica, il cui accesso è consentito al solo personale autorizzato.

Tutte le aree delimitate dalla DPA ricadono all'interno di aree asservite all'impianto fotovoltaico, nelle quali non risultano recettori sensibili, quali aree di gioco per l'infanzia, ambienti abitativi, scolastici, luoghi adibiti a permanenza di persone per più di 4 ore giornaliere.

Si deduce quindi che la realizzazione del progetto proposto non costituisce pericolo alcuno per la salute pubblica.

Alla luce di quanto sopra evidenziato, si può affermare che l'intera opera in oggetto si sviluppa su aree non a rischio, nel pieno rispetto di quanto prescritto all'art. 4 (Obiettivi di qualità) del D.M. 29 Maggio.

## 8. Interventi di mitigazione e prevenzione

Nel presente capitolo saranno riportati gli interventi previsti da parte del Proponente per mitigare gli impatti (diretti e indiretti) che il progetto in esame potrebbe causare sulle diverse componenti ambientali.

### 8.1. Mitigazione dell'uso del suolo

Il presente impianto è stato ideato come impianto agrovoltaico ai sensi dell'art. 65 del DL 1/2012 ovvero nel quale vengono adottate soluzioni integrative innovative con montaggio dei moduli elevati da terra, anche prevedendo la rotazione dei moduli stessi, comunque in modo da non compromettere la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale, anche consentendo l'applicazione di strumenti di agricoltura digitale e di precisione e dove vengono realizzati sistemi di monitoraggio, da attuare sulla base di linee guida adottate dal Consiglio per la ricerca in agricoltura e l'analisi dell'economia agraria, in collaborazione con il Gestore dei servizi energetici (GSE), che consentano di verificare l'impatto sulle colture, il risparmio idrico, la produttività agricola per le diverse tipologie di colture e la continuità delle attività delle aziende agricole interessate.

Come riportato nel paragrafo 2.2 e più dettagliatamente nella Relazione agronomica AS\_LUC\_AJV, l'impianto agrovoltaico supera abbondantemente il 70% della superficie agricola coltivata rispetto alla totale.

**Come meglio descritto nel paragrafo 3.1.13, il terreno ricade in area idonea per la realizzazione di impianti fotovoltaici a terra ai sensi del Dlgs 199/21 e smi e pertanto la scelta di realizzare un impianto agrovoltaico avanzato va intesa anche come un intervento di mitigazione circa la sottrazione di suolo agricolo utile.**

### 8.2. Mitigazione dell'impatto visivo

Come riportato nella "AS\_LUC\_REP: Relazione paesaggistica", grazie alla giacitura pianeggiante, le aree scelte risultano ben isolate dal contesto circostante, quindi l'impianto non sarà tragguardabile, anche in virtù della bordura ulivettata che sarà posta lungo alcuni tratti di perimetro.

Le bordure olivetate, inoltre, consentiranno di avere continuità di contesto paesaggistico, oltre che raccordo, in quanto già nell'intorno si riscontra la consuetudine agronomica di costituire bordure olivetate per gli appezzamenti agricoli. Del resto, lungo la strada SP n. 20 si incontrano bordure olivetate ai campi coltivati (cfr. ortofoto sotto riportata – GIS SIT Puglia, anno 2019).



Alla luce di quanto su esposto, la bordura olivetata posta perimetralmente alle aree di impianto agro-voltaico, quale produzione agraria accessoria, risulta del tutto coerente all'uso del suolo della zona in cui ricadono le aree di impianto FV (per approfondimenti sul tema si rimanda alla relazione agronomica "agro-voltaico" AS\_LUC\_AFV).

**In dettaglio, saranno piantumati n. 1619 ulivi per un totale di 5664 metri lineari di perimetro:**

CAMPO OVEST		
Fascia ulivetata (ml)	Sesto d'impianto	Totale n. esemplari di ulivi
1421	3,5	= 406
CAMPO EST		
Fascia ulivetata (ml)	Sesto d'impianto	Totale n. esemplari di ulivi
4243	3,5	1212,28 arrotondato per ecc= 1213
<b>TOTALE ml FASCIA ULIVETATA =</b>		<b>5.664</b>
<b>TOTALE ESEMPLARI ULIVI =</b>		<b>1619</b>

Gli impianti, inoltre, saranno recintati con rete zincata elettrosaldada h 2,5 metri a maglia cm 5 x 7,5, sufficiente per permettere il passaggio della microfauna. I pali di sostegno saranno anch'essi della stessa tipologia, conficcati nel terreno o predisposti con plinto.

Tale opere mitigative sono state verificate anche in relazione all'effetto cumulativo derivante dalla presenza di altri impianti realizzati o autorizzati (come previsto dal punto 5. Lettera e) dell'Allegato VII alla Parte II del Dlgs 152/06 e smi). Infatti da sopralluoghi in sito e da analisi cartografiche, è stata verificato l'effetto cumulato visivo dalla Strada Provinciale SP20, riconosciuta a valenza paesaggistica solo nel tratto ricadente nel Comune di San Severo, con altri due impianti prossimi al Campo Est, di cui alla tabella e Figura seguenti.

ETICHETTA	TIPO	N. IDENTIFICATIVO	DISTANZA (Km)	DAL	SUPERFICIE (HA)	STATO
IMP. 1	FOTOVOLTAICO	F/CS/I158/21	0,1	Campo est	3,2	REALIZZATO
IMP. 2	FOTOVOLTAICO	F/CS/I158/20	0,6	Campo est	3,5	REALIZZATO



**FIGURA 58 – IN ROSSO LA UBICAZIONE DEI DUE IMPIANTI FV REALIZZATI NEI PRESSI DEL CAMPO EST**



**FIGURA 59 – IN ROSSO IL TRATTO DELLA SP20 CONSIDERATO DI VALENZA PAESAGGISTICA**

A riguardo, il Campo Est non genererà interferenze dirette e indirette rispetto ai coni visuali che si generano da e verso la SP n.20; infatti, l'intero impianto avrà una bordura ulivettata quale opera di mitigazione e di mascheramento, peraltro coerentemente con l'uso del suolo del territorio di contesto (compreso l'UCP paesaggi rurali) di "seminativi arborati ed avvicendati" che prevedono la "presenza di piante arboree destinate ad una produzione agraria accessoria rispetto alle colture erbacee" (per approfondimenti sul tema, si rimanda alla relazione pedoagronomica AS\_LUC\_PED – paragrafo Land Capability Classification).



**FIGURA 60 – FOTORENDERING ANTE E POST OPERAM CON PUNTO DI PRESA DALLA SP20 (FONTE AS\_LUC\_G.3.1.5B)**

Sono stati eseguiti inoltre altri fotorendering (vedere elaborati da AS\_LUC.3.5.1 a AS\_LUC\_3.5.1c, nonché la relazione Paesaggistica) in cui si dimostra che non si apprezzano nel campo visivo posto ad altezza uomo altri effetti cumulo anche da altri punti di vista.

Per quanto riguarda la visibilità dell'opera dal Castel Fiorentino nel Comune di Torremaggiore e dal Castello di Lucera, la notevole distanza dai due siti (tra gli 8,5km e i 10 km) e la particolare conformazione orografica precludono ogni relazione visiva con la presente opera, come dimostrato anche nella Relazione Paesaggistica e come certificato attraverso dichiarazione asseverata (di cui all'elaborato AS\_LUC\_CON) dal dott. Agr. Giovanni Battista Guerra e il geom. Giuseppe Casamassima che hanno eseguito dei sopralluoghi in campo e con l'ausilio di idonea strumentazione (un drone e software specifici di fotointerpretazione per la restituzione di modelli

planovolumetrici, strumentazione topografica classica quali una stazione totale Leica TCR 400, idonee mire a prisma posizionate su stadia telescopica) hanno verificato empiricamente la non traguardabilità degli appezzamenti e degli impianti indicati in progetto da entrambi i siti innanzi indicati.

**In definitiva, le opere risulteranno a se stanti, non visibili; la loro integrazione nel contesto di mosaico circostante sarà attuata con barriera olivetata in tratti di perimetro, come da consuetudine agronomica della zona, in linea con quanto invocato dal DM del 10 settembre 2010 nella parte IV-punto 16 lettera e) “con riguardo alla localizzazione in aree agricole, assume rilevanza l’integrazione dell’impianto nel contesto delle tradizioni agroalimentari e del paesaggio rurale, sia per quanto attiene alla sua realizzazione che al suo esercizio”.**

Inoltre, la circostanza che si adotterà bordura olivetata quale misura per il corretto inserimento nel contesto circostante e che il mantenimento dell’inerbimento si ispirerà al metodo biologico trova ispirazione dal testé citato DM del 10 settembre 2010 nella parte IV-punto 16 lettera f) in cui si recita che “la ricerca e la sperimentazioni di soluzioni progettuali e componenti tecnologici innovative, volti ad ottenere una maggiore sostenibilità degli impianti e delle opere connesse da un punto di vista dell’armonizzazione e del migliore inserimento degli impianti stessi nel contesto storico, naturale e paesaggistico”.

### 8.3. Mitigazioni in base alle Linee guida ARPA

Qui di seguito viene riportata la conformità delle opere in progetto in relazione alle Linee Guida dell’Agenzia Regionale per la Prevenzione e la Protezione Ambientale (ARPA) in materia di valutazione della compatibilità ambientale di impianti di produzione a energia fotovoltaica (novembre 2011).

Nelle linee guida sono indicate:

- le mitigazioni relative alla scelta dello schema progettuale e tecnologico di base;
- le mitigazioni volte a ridurre interferenze indesiderate;
- le mitigazioni relative ad azioni che possono essere intraprese in fase di cantiere e di esercizio;
- le compensazioni.

**Mitigazioni relative alla scelta dello schema progettuale e tecnologico di base**

<p>Dove possibile, e compatibilmente con la natura geomorfologica dei suoli, occorre preferire strutture ancorate al terreno tramite pali in acciaio infissi e/o avvitati fino alla profondità necessaria, evitando così ogni necessità di fondazioni in c.a. che, oltre a porre problemi di contaminazione del suolo in fase di costruzione, creano la necessità di un vero piano di smaltimento e di asporto in fase di ripristino finale. Inoltre, l'utilizzo di questa tecnica consente di coltivare il terreno adiacente ai pali. In caso contrario preferire come basamenti strutture appoggiate al terreno, che abbiano la duplice funzione di sostegno e di zavorra, risparmiando così eventuali problematiche dovute all'invasione del terreno in profondità per l'ancoraggio delle strutture.</p>	<p>Le strutture saranno ancorate fino alla profondità necessaria, con tutti i vantaggi compitamente esposti nelle linee guida dell'ARPA, compresa la possibilità di mantenere inerbito il terreno adiacente ai pali.</p>
<p>Dove possibile, preferire strutture la cui altezza consenta l'aerazione naturale e il passaggio degli automezzi per la lavorazione del terreno, in modo che il suolo occupato dall'impianto possa continuare a essere coltivato come terreno agricolo.</p>	<p>Le strutture saranno maggiori di 2 metri, con tutti i vantaggi compitamente esposti nelle linee guida dell'ARPA, compresa la possibilità di mantenere inerbito il terreno adiacente ai pali.</p>
<p>È preferibile che le direttrici dei cavidotti, interni ed esterni all'impianto, seguano i percorsi delle vie di circolazione, al fine di ridurre gli scavi per la loro messa in opera.</p>	<p>I cavidotti seguiranno i percorsi delle vie di circolazione, come descritto nei vari paragrafi di relazione.</p>
<p>È preferibile utilizzare strutture prefabbricate, ovvero costruite con materiali della tradizione locale per le utilities (es. cabina di trasformazione).</p>	<p>È previsto l'uso di prefabbricati.</p>
<p>Relativamente ai supporti dei moduli, si fa presente che deve essere assolutamente evitato l'utilizzo di solette stabilizzatrici mediante l'uso di apporto di materiale di consolidamento.</p>	<p>Il progetto non prevede l'uso di solette stabilizzatrici.</p>
<p>I sistemi di illuminamento devono essere conformi alla Legge Regionale n. 15 del 2005.</p>	<p>Conforme. Si rimanda alle relative relazioni.</p>

**Mitigazioni volte a ridurre interferenze indesiderate**

<p>È preferibile utilizzare sistemi di recinzione vegetali, tipo siepi. Nel caso di recinzione artificiale, con reti metalliche o grigliati, è preferibile l'utilizzo di strutture a infissione anziché cordoli di fondazione.</p>	<p>La recinzione sarà realizzata con rete zincata elettrosaldada, alta 2 m, a maglia 5 x 7,5 cm, sufficiente per permettere il passaggio della microfauna. I pali di sostegno saranno anch'essi della stessa tipologia, conficcati nel terreno senza uso di c.a.; le bordure di olivo, ove previsti, saranno esterni alla recinzione, in modo che anche la stessa risulti mitigata.</p>
<p>È preferibile che il layout dell'impianto sia tale da minimizzare il numero e/o l'ingombro delle vie di circolazione interne, garantendo allo stesso tempo la possibilità di raggiungere tutti i pannelli che costituiscono l'impianto per le operazioni di manutenzione e pulizia.</p>	<p>Il layout di impianto, a cui si rimanda, è tale che vengono minimizzati il numero e/o l'ingombro delle vie di circolazione interne, garantendo allo stesso tempo la possibilità di raggiungere tutti i pannelli che costituiscono l'impianto per le operazioni di manutenzione e pulizia.</p>
<p>È preferibile che siano utilizzati materiali e/o soluzioni tecniche in grado di garantire un buon livello di permeabilità, evitando l'uso di pavimentazioni impermeabilizzanti, prediligendo ad esempio ghiaia, terra battuta, basolato a secco, mattonelle autobloccanti, stabilizzato semipermeabile, del tipo macadam, con l'ausilio di geo-tessuto con funzione drenante. Inoltre, è preferibile effettuare operazioni di costipamento del terreno che permettano una migliore distribuzione delle pressioni sul terreno sottostante e che garantiscano, in caso di pioggia insistente, la fruibilità del sito (es. posa di geotessuto e di materiale stabilizzato al di sopra del terreno naturale).</p>	<p>Per la realizzazione delle vie di circolazione interna si utilizzeranno materiali drenanti, come da elaborati scritti e grafici a cui si rimanda.</p>
<p>Salvaguardare la vegetazione spontanea presente, anche in singoli elementi, all'interno dei siti di installazione (es. macchie, garighe, pseudosteppa), soprattutto in quelle aree caratterizzate da scarsa presenza di segni antropici.</p>	<p>La tecnologia di base adottata in fase progettuale e di cantiere permetterà di non alterare in modo significativo lo stato <i>ante</i>. Il terreno non verrà scorticato, a eccezione delle sedi viarie interne di progetto.</p>
<p>Assolutamente da preservare sono i corridoi ecologici che possono essere rappresentati da siepi,</p>	<p>Nelle aree di progetto non si sono riscontrati elementi antropici o della tradizione locale. Le fasce arboree</p>

<p>fasce arboree o arbustive, muretti a secco disposti a circondare i margini dei terreni interessati dalla realizzazione dell'impianto. Qualora già presenti, si prescriverà la loro conservazione e cura, qualora non presenti, ne potrà essere suggerita la creazione. Se, tuttavia, il proponente opta per una recinzione metallica, si dovrà prevedere la presenza di aperture che consentano il passaggio della fauna locale.</p>	<p>presenti saranno preservate, così come evidenziato nella "AS_LUC_REP: Relazione paesaggistica". Inoltre sarà piantumata bordura schermante di ulivi in tratti di perimetro. La recinzione metallica di maglia 5 x 7,5 cm prevedrà aperture ogni 20 metri, per consentire il passaggio della fauna locale.</p>
<p>Utilizzare pannelli ad alta efficienza per evitare il fenomeno di abbagliamento nei confronti dell'avifauna.</p>	<p>I pannelli ad alta efficienza non contribuiranno al fenomeno di abbagliamento, come già evidenziato nel paragrafo "Riflettanza luminosa e visiva – Fenomeno di abbagliamento".</p>
<b>Mitigazioni relative ad azioni che possono essere intraprese in fase di cantiere e di esercizio</b>	
<p>Prevedere schermatura con elementi arborei o arbustivi per impatto visivo su aree di pregio naturalistico situate nelle vicinanze o nella visuale (rendering).</p>	<p>Sono previste bordure schermanti di ulivi in tratti di perimetro.</p>
<p>I lavori di installazione dell'impianto andrebbero effettuati evitando il periodo di riproduzione delle principali specie di fauna (di nidificazione per l'avifauna) presenti nel sito.</p>	<p>L'analisi di contesto non ha evidenziato particolari criticità di habitat di fauna, considerato anche che trattasi già di territorio "disturbato" in quanto asservito all'attività agricola.</p>
<p>Le attività di manutenzione devono essere effettuate attraverso sistemi a ridotto impatto ambientale sia nella fase di pulizia dei pannelli (es. eliminazione/limitazione di sostanze detergenti) sia nell'attività di trattamento del terreno (es. eliminazione/limitazione di sostanze chimiche diserbanti e utilizzo di sfalci meccanici o pascolamento).</p>	<p>L'inerbimento naturale del terreno si ispirerà al metodo biologico. Periodicamente si ricorrerà alla pratica del sovescio.</p>
<p>Ripristino dello stato dei luoghi dopo la dismissione dell'impianto o destinazione del suolo alla rinaturalizzazione con specie autoctone scelte in base alle peculiarità dell'area; la vegetazione presente, dunque, va mantenuta o quantomeno rimpiazzata a fine ciclo.</p>	<p>A fine dismissione sono previsti interventi per il ripristino del suolo per finalità agricole, quale aratura del terreno con passaggi incrociati. Per approfondimenti si rimanda agli elaborati.</p>

Per ridurre la compattazione dei terreni, è necessario ridurre il traffico dei veicoli, soprattutto con terreno bagnato, ridurre al minimo indispensabile le lavorazioni, utilizzare attrezzi dotati di pneumatici idonei, mantenere un adeguato contenuto di sostanza organica nel terreno, ripristinare la finitura del piano del terreno mediante posa di terreno naturale per 20-30 cm per permettere un'adeguata piantumazione e sistemazione a verde.	Per evitare l'eventuale compattazione del terreno è previsto il ricorso periodico al sovescio..
<b>Compensazioni</b>	
Le misure di compensazione consistono in interventi volti a "compensare" gli impatti residui non più mitigabili, attraverso la corresponsione di eventuali corrispettivi economici o la realizzazione di opere che apportino benefici ambientali equivalenti.  Tra le possibili opere compensative si menziona l'individuazione di un'area almeno pari al 4% della superficie dell'impianto da destinare alla rinaturalizzazione con specie vegetali autoctone da scegliere in funzione delle peculiarità dell'area.	L'appezzamento ha circa 17 ettari di aree esterne, pari a circa il 18% della superficie complessiva di impianto, con facoltà di uso agricolo, ove è prevista la redditività con colture tipiche della zona, da valutare in seguito, in funzione della richiesta di mercato del momento.

**TABELLA 13 – LINEE GUIDA ARPA, MITIGAZIONI E COMPENSAZIONI**

#### 8.4. Mitigazioni in fase di costruzione

Durante la fase di realizzazione del progetto proposto, gli interventi previsti per l'allestimento del cantiere e la costruzione dell'impianto genereranno emissioni di polveri legate alle escavazioni e alla movimentazione dei mezzi di cantiere; per ridurre al minimo l'impatto, saranno adottate specifiche misure di prevenzione:

- l'inumidimento delle aree e dei materiali prima degli interventi di scavo;
- l'impiego di contenitori di raccolta chiusi;
- la protezione dei materiali polverulenti;
- l'impiego dei processi di movimentazione con scarse altezze di getto;
- l'ottimizzazione dei carichi trasportati e delle tipologie di mezzi utilizzati;
- il lavaggio o la pulitura delle ruote dei mezzi, per evitare dispersione di polvere e fango.

Per ridurre le emissioni in atmosfera i mezzi di cantiere saranno periodicamente mantenuti e i motori dei mezzi di trasporto saranno spenti in fase di carico e scarico del materiale.

Gli impianti saranno inoltre recintati con una rete zincata elettrosaldada, alta 2 m, a maglia 5 x 7,5 cm, sufficiente per permettere il passaggio della microfauna; i pali di sostegno saranno della stessa tipologia e conficcati nel terreno senza uso di cemento armato.

Per escludere il rischio di contaminazione del suolo e del sottosuolo, la Società Proponente prevede che le attività di manutenzione, sosta mezzi e di officina, nonché depositi di prodotti chimici o combustibili liquidi, saranno effettuate in aree pavimentate e coperte, con adeguata pendenza che convogli eventuali sversamenti in pozzetti ciechi a tenuta.

Sarà inoltre individuata un'area adibita a operazioni di deposito temporaneo dei rifiuti, che saranno raccolti in appositi contenitori, adatti alla stessa tipologia di rifiuto e alle relative eventuali caratteristiche di pericolo.

Per quanto riguarda l'impatto acustico, verranno prese in considerazione le seguenti misure mitigative:

- rispetto degli orari imposti dai regolamenti e dalle normative vigenti per lo svolgimento di attività rumorose;
- riduzione dei tempi di esecuzione delle attività rumorose, utilizzando più attrezzature e più personale per brevi periodi;
- scelta di attrezzature meno rumorose e insonorizzate;
- manutenzione dei mezzi e delle attrezzature;
- divieto di utilizzo dei macchinari senza la dichiarazione CE di conformità e l'indicazione del livello di potenza sonora garantito ai sensi del D. Lgs. 262/02.

Le principali sorgenti rumorose, oltre ai cavi elettrici, sono il gruppo elettrogeno della SSE e l'unico trasformatore AT/MT 50/60 MV, raffreddato a olio (ONAN/ONAF). Per quanto riguarda la costruzione del trasformatore MT/AT in particolare, in base alla letteratura disponibile (Cimini, Bossetto, Stevanato: "Il Macchinario di Trasformazione di Potenza") è possibile adottare vari metodi per la riduzione del rumore, a eccezione di disposizioni normative e di settore specifiche:

- fabbricazione di lamierini di spessore regolare:

- utilizzo di lamierini perfettamente piani;
- serraggio laterale dei lamierini uniforme, al fine di evitare sbattimenti;
- soppressione degli sforzi di compressione longitudinale;
- eliminazione di eventuali fenomeni di risonanza nel nucleo e nel trasformatore in generale;
- collegamento del nucleo alla cassa tramite vincoli elastici, in modo da ridurre la trasmissione delle vibrazioni nucleo-cassa;
- aumento dello spessore del fondo della cassa;
- adozione di basamenti antivibranti per isolare il trasformatore dal terreno.

Ciò comporta che il trasformatore MT/AT dovrà essere installato nella SSE garantendo un livello di pressione sonora  $L_w \leq 73$  dB(A), così come per il gruppo elettrogeno, altrimenti si dovranno prevedere sistemi di mitigazione acustica come le barriere.

Al fine di mitigare l'impatto per disturbo e allontanamento, nonché di uccisione, della fauna presente in sito, la Società Proponente ha previsto di utilizzare una recinzione a elevata permeabilità faunistica.

La società Proponente inoltre predisporrà un apposito Piano di Gestione Rifiuti per consentire la corretta gestione dei rifiuti derivanti dalle attività di cantiere:

- individuazione dei rifiuti generati durante ogni fase delle attività necessarie alla costruzione dell'impianto;
- caratterizzazione dei rifiuti con attribuzione del codice CER;
- individuazione delle adeguate aree per il deposito temporaneo e predisposizione di apposita segnaletica ed etichettatura per la corretta identificazione dei contenitori di raccolta delle varie tipologie di codici CER stoccati;
- identificazione per ciascun codice CER del trasportatore e del destinatario finale.

#### 8.5. Mitigazioni in fase di esercizio

Durante la fase di esercizio dell'impianto non si ritiene necessario adottare particolari misure di mitigazione per le diverse caratteristiche ambientali.

Poiché l'impianto non comporterà emissioni in atmosfera in fase di esercizio, la società Proponente includerà la valutazione periodica dei benefici ambientali che si avranno durante la fase di esercizio, quantificabili in termini di mancate emissioni inquinanti e di risparmio di combustibile, così da monitorare ed eventualmente correggere laddove sia necessario.

Per quanto riguarda le emissioni elettromagnetiche, a maggior tutela per ciò che è stato previsto in fase di progettazione, le Power Station, rispetto alle abitazioni e agli edifici in cui vi sia una permanenza prolungata, sono poste a una distanza tale da poter considerare l'entità dei CE generati assolutamente insignificante.

Durante la fase di esercizio dell'impianto fotovoltaico, l'emissione di rumore sarà limitata al funzionamento di macchinari elettrici, progettati e realizzati nel rispetto delle norme vigenti e il cui utilizzo è comunque previsto all'interno di apposite cabine, tali da attenuare ulteriormente il livello di pressione sonora in prossimità della sorgente stessa.

Al fine di mitigare l'impatto sulla fauna presente in sito, la Società Proponente ha previsto di utilizzare una recinzione a elevata permeabilità faunistica.

#### 8.6. Mitigazioni in fase di dismissione

Gli interventi di mitigazione per gli impatti sulle componenti ambientali previsti per la fase di dismissione del progetto a termine della sua operatività sono del tutto simili a quelli già previsti durante la fase di realizzazione. I componenti "pregiati" (rame, alluminio, acciaio, ecc.) verranno rivenduti e i rifiuti smaltiti nelle opportune discariche incaricando ditte specializzate.

### 9. Sintesi non tecnica degli impatti ambientali

Per quanto concerne la sintesi non tecnica degli impatti ambientali, si faccia riferimento all'Allegato "AS\_LUC\_SNT: Sintesi non tecnica dello Studio di Impatto Ambientale e cumulativi".

### 10. Studio degli impatti cumulativi

Lo studio di impatto ambientale è stato redatto seguendo le indicazioni di cui alla parte IV del Decreto dello Sviluppo Economico 10 settembre 2010 "Linee guida per l'autorizzazione degli

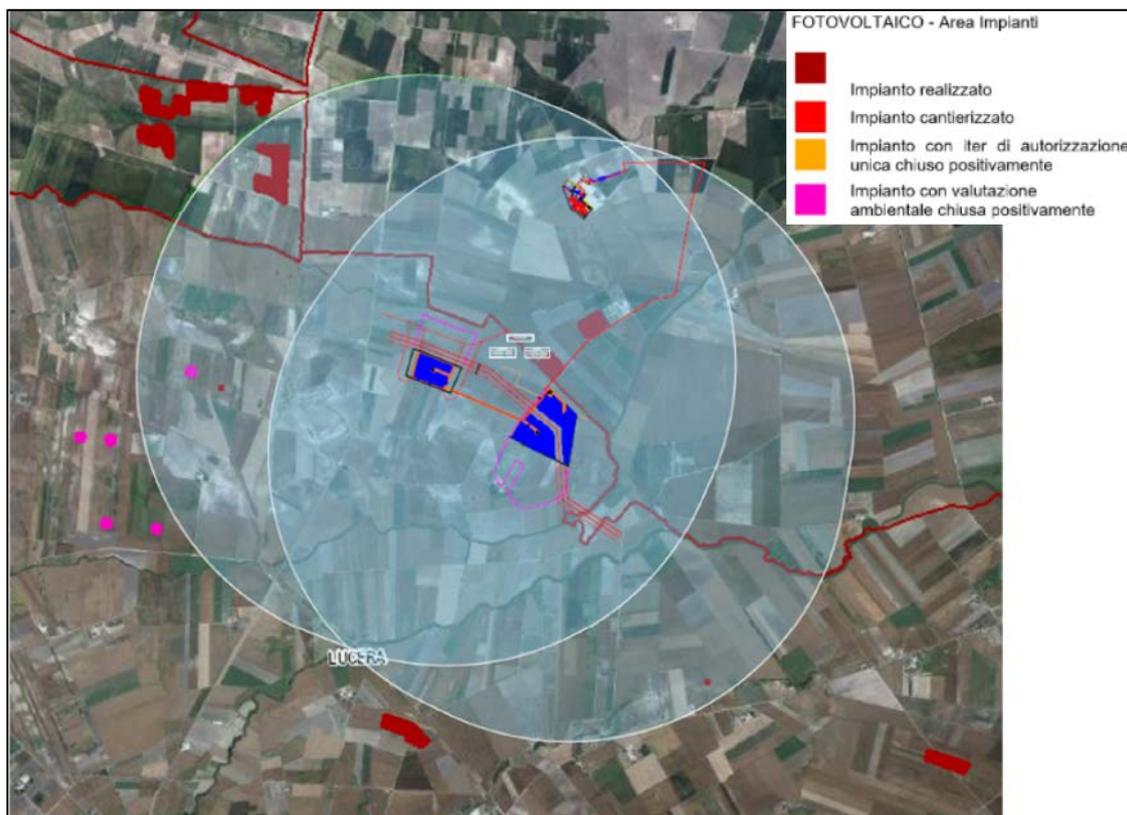
impianti" (di seguito indicato anche come "LG Nazionali"), nel quale sono definite le linee guida per l'"Inserimento degli impianti nel paesaggio e sul territorio", nonché ai sensi delle disposizioni di cui alla D.G.R. 2122/2012 "Indirizzi per l'integrazione procedimentale e per la valutazione degli impatti cumulativi di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili nella Valutazione di Impatto Ambientale", e dei relativi indirizzi applicativi di cui alla determinazione n. 162 del 06/06/2014. Inoltre, come previsto nel punto 5 lettera e) dell'Allegato VII alla Parte II del Codice dell'Ambiente, gli impatti cumulativi dei progetti sono stati analizzati con riferimento a quelli "esistenti e autorizzati" e non a quelli per cui è in corso il procedimento autorizzativo.

Secondo quanto disposto dal Determina Dirigenziale n. 162 del 06/06/2014, sono definiti i seguenti raggi per le Aree Vaste di Indagine (AVIC) in funzione dell'impatto da considerarsi e dell'obiettivo da raggiungere:

1. per l'impatto visivo cumulativo si definisce un buffer di 3 km
2. per l'impatto sul patrimonio culturale e identitario si individua un'area buffer di 3 km
3. per l'impatto su flora e fauna, in modo da tutelare la biodiversità e gli ecosistemi, si definisce un'area buffer da 5 km
4. per l'impatto acustico cumulativo non si applica il Determina Dirigenziale in quanto non è applicabile agli impianti fotovoltaici, ad ogni modo è stato condotto ugualmente uno studio in un'area di 3 km
5. per gli impatti cumulativi sul suolo e sottosuolo si è applicata la formula per il calcolo del IPC (indice di pressione cumulativa).

Nel raggio di 3km sono stati individuati i seguenti impianti realizzati (vedasi tabella e figura seguenti).

ETICHETTA	TIPO	N. IDENTIFICATIVO	DISTANZA (Km)	DAL	SUPERFICIE (HA)	STATO
IMP. 1	FOTOVOLTAICO	F/CS/I158/21	0,1	Campo est	3,2	REALIZZATO
IMP. 2	FOTOVOLTAICO	F/CS/I158/20	0,6	Campo est	3,5	REALIZZATO
IMP. 3	FOTOVOLTAICO	F/CS/L273/25	2	Campo ovest	4	REALIZZATO
IMP. 4	FOTOVOLTAICO	F/CS/L273/24	2,2	Campo ovest	--	NON REALIZZATO
IMP. 5	FOTOVOLTAICO	F/CS/L273/2	2,4	Campo ovest	2	REALIZZATO



**Figura 61** – Ubicazione altri impianto FER nel raggio di 3km [fonte: SIT Puglia]

Il buffer di 3Km intercetta un impianto EOLICO con codice DQSQPM8 della EDP Renewables Italia S.r.l. subentrata all'originario proponente Energia in Natura S.r.l.. Tale progetto, è stato oggetto di "Diniego di proroga dell'efficacia del provvedimento di VIA D.D. n. 464 del 18 ottobre 2010" tramite DETERMINAZIONE DEL DIRIGENTE UFFICIO PROGRAMMAZIONE POLITICHE ENERGETICHE, VIA E VAS 14 febbraio 2014, n. 62, quindi, non risultando ulteriori successivi atti consultabili sul BURP Regione Puglia e non essendo presente alcuna evidenza sul territorio della realizzazione del progetto, se ne deduce che l'iter progettuale risulta concluso con esito negativo.

Dalla interrogazione del portale del MASE, risulta un impianto fotovoltaico in autorizzazione identificato come ID 8607, (successivo rispetto alla data di deposito del presente impianto AFV) - proponente SR Taranto srl (59,74 MWp ed ettari 82,04), suddiviso in due sottocampi, distanti circa Km 2,4 e Km 2,9.

Dall'analisi degli impatti cumulati (per approfondimenti si rimanda alla lettura della relazione AS\_LUC\_CML) è risultato circa l'impatto visivo percorrendo le strade dell'AVIC a una quota

pedonale non si percepisce l'effetto cumulo con altri impianti, inoltre, l'impianto non è visibile da punti di interesse patrimoniale e culturale ricadenti all'interno dell'AVIC.

Circa l'impatto sul patrimonio identitario, si è effettuata una analisi sulla base delle invarianti strutturali di cui alle schede d'ambito riportate nella Sez. B2, per ogni figura territoriale coinvolta nell'unità di analisi, sono state valutate tutte le regole di riproducibilità dell'Interpretazione identitaria e statuaria e, dove applicabili all'impianto proposto, caso per caso, si è dimostrato come è garantita la riproducibilità dell'invariante considerato. In particolare, l'impianto in progetto si inserisce nel rispetto dei vincoli paesaggistici presenti, in un territorio che, anche se ancora connotato da tutti quei caratteri identitari e statuari frutto delle complesse relazioni storiche che lo hanno determinato, ha assunto l'ulteriore caratteristica di paesaggio "energetico", cioè dedicato anche alla produzione di energia, le cui misure di mitigazione consentono il corretto inserimento nel contesto di paesaggio.

Per quanto riguarda flora e fauna (tenendo in considerazione anche notevole distanza dell'opera dalle aree Rete Natura 2000 e Habitat) si è concluso che non si creano situazioni di cumulo con altri progetti. Analogamente a livello acustico l'impianto non cumula con altri impianti di pari rango.

Infine, riguardo l'impatto cumulato dell'uso del suolo, dall'analisi effettuata in base ai criteri definiti nel DGR 2122 l'impianto è risultato possedere un indice di pressione cumulativa inferiore alle prescrizioni (3%), grazie anche al fatto che la sottrazione di suolo agricolo utile sarà praticamente trascurabile grazie al carattere agrivoltaico dell'opera.

## 11. Conclusioni

Alla luce di quanto esposto nel SIA, il progetto proposto per la realizzazione di un impianto agrovoltaico avanzato di potenza pari a 37,256 MWp e 15 MW di sistema di accumulo (BESS) e alle relative opere di connessione alla rete nazionale, da parte della Società Proponente X-ELIO LUCERA S.r.l., all'interno del territorio dei Comuni di Lucera (FG) e San Severo (FG), è una iniziativa economica che ha di per sé una forte valenza ambientale, in quanto permette di generare una importante quantità di energia elettrica (oltre 61.000 MWh/anno) senza immettere nell'ambiente nessun tipo di inquinante e soprattutto senza produrre gas a effetto serra responsabili dell'anomalo aumento della temperatura terrestre, che sta portando già oggi numerose e nefaste conseguenze la cui gravità aumenterà più che proporzionalmente all'aumentare della temperatura media. Una di tali conseguenze è sicuramente la desertificazione dei suoli, infatti in Italia entro 25 anni si stima una desertificazione del 20% dei terreni oggi fertili (cfr. Paragrafo 5.1) e al contempo mantenere la vocazione agricola del terreno attuando la coltivazione al disotto e tra le fila dei moduli fotovoltaici configurandosi come sistema agrivoltaico avanzato come definito dalla normativa vigente.

**Inoltre, come meglio descritto nel paragrafo 3.1.13, il sito di impianto ricade in area idonea per la realizzazione di impianti fotovoltaici a terra ai sensi del Dlgs 199/21 e smi e pertanto la scelta di realizzare un impianto agrovoltaico avanzato va intesa anche come ulteriore opera di mitigazione ambientale.**

Riguardo l'impatto visivo, come meglio descritto nei paragrafi precedenti e nella relazione paesaggistica, nonché in quella degli effetti cumulativi, l'impianto non ricade in zone di pregio ambientale e/o paesaggistico culturale e, stante la particolare orografia del terreno praticamente tutta pianeggiante, grazie alla bordura in tratti di perimetro la sua percezione sarà pressoché trascurabile/nulla, anche rispetto a punti sensibili. Si avrà così il corretto inserimento nel mosaico agricolo e di paesaggio lungo la recinzione per ridurre l'impatto visivo a breve distanza, mentre per quanto riguarda l'impatto visivo da media e grande distanza, come si evince dai rilievi eseguiti, questo non riguarda zone di interesse paesaggistico/culturale.

Tutto ciò è sancito anche nella recente Sentenza del TAR Lecce N. 00586/2022 pubblicata il 11/04/2022 (che si allega) che ha accolto la istanza di annullamento del provvedimento

autorizzativo con parere contrario alla realizzazione di un impianto agrovoltaiico proposto dalla X-ELIO ITALIA 5 srl (altra società veicolo del Gruppo X-ELIO), in cui si legge, tra i vari motivi di accoglimento del ricorso: *"All'evidenza, il settore dell'agro-voltaiico costituisce oggetto di specifico studio e attenzione da parte del Governo centrale e regionale, nella consapevolezza che il bilanciamento tra interessi di pari rango costituzionale (l'interesse alla tutela del paesaggio rurale, da un lato; l'interesse all'implementazione di sistemi di approvvigionamento di energia da fonti alternative a quelle fossili) non si attua mediante la semplicistica "opzione zero" (no agli impianti FER su di una determinata area), ma comporta l'interrogarsi sulla possibilità di coniugare le esigenze agricole con quelle della produzione di energia da fonti "pulite".*

*Ma, se così è, non si comprende la scelta delle Amministrazioni coinvolte, le quali senza interrogarsi (se non in maniera generica e marginale) sui benefici dell'impianto in esame, hanno attribuito peso decisivo alla modifica della "texture" di riferimento che si realizzerebbe con l'attuazione dell'impianto in esame. Modifica, peraltro, largamente schermata dalla piantumazione di un cospicuo numero di alberi di ulivo (circa 750), che, come sopra detto (cfr. supra, punto 8.4), limita grandemente (fino a quasi precluderne del tutto) la visibilità del campo agri-voltaiico dalle varie arterie stradali di collegamento."*

Infine, non possono essere sottaciuti nemmeno gli obiettivi che l'Italia si è prefissata con il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima 2030 (PNIEC 2030,) che prevede da qui al 2030 la realizzazione di almeno altri 40.000 MW di impianti fotovoltaici, vale a dire una media di 4.000 MW all'anno (a fine 2019 gli impianti fotovoltaici installati in Italia superavano di poco i 20.000 MW, questo dà la misura della portata e l'ambizione di questi obiettivi nazionali).

Analizzando i dati del GSE negli anni tra il 2013 e il 2021 in cui non sono stati erogati incentivi per la realizzazione di impianti fotovoltaici, le nuove installazioni hanno segnato una media annua di 500 MW di nuovi impianti, quasi esclusivamente piccoli impianti su edifici esistenti e di nuova realizzazione. Neanche dopo l'emissione del D.M. 04/07/2019 (Decreto FER 1), che in due anni distribuisce incentivi per circa 1.570 MW tra impianti eolici e fotovoltaici, si può prevedere di raggiungere gli obiettivi PNIEC 2030, dal momento che il citato Decreto Romani ne impedisce l'accesso agli impianti fotovoltaici in zone agricole e pertanto tale contingente (già di per sé esiguo) sarà utilizzato quasi esclusivamente per incentivare impianti eolici (come dimostrato dalla

graduatoria di chiusura del primo dei sette bandi previsti dal FER 1 e pubblicata dal GSE a gennaio 2020). Dal 2022 al terzo trimestre 2023 la installazione degli impianti fotovoltaica è salita circa 3 GW all'anno dovuta soprattutto all'effetto superbonus per gli impianti residenziali.

Per raggiungere o per lo meno avvicinarsi agli obiettivi del PNIEC 2030 si dovranno per forza realizzare almeno 25.000 MW di nuovi impianti su suoli agricoli. Da fonte ISTAT del 2010, in Italia ci sono 1,6 milioni di aziende agricole e 12,9 milioni di ettari di superficie agricola utilizzata (SAU). La realizzazione di 25.000 MW di impianti fotovoltaici a terra interesserebbe circa 37 mila ettari di superficie (in media 1,5 ettari/MW), vale a dire che, anche qualora gli impianti fossero realizzati solamente su terreni utilizzati da aziende agricole, questi occuperebbero lo 0,28% della superficie complessiva coltivata (attualmente nella Regione Puglia si stima che gli impianti fotovoltaici occupino lo 0,22% del territorio – Fonte LLGG sulla progettazione e localizzazione fonti FER di cui la PPTR approvato). Ovviamente tale percentuale del tutto cautelativa non apporterebbe un impatto significativo sul comparto agricolo in termini di produzione agricola.

A conclusione, avendo verificato il rispetto di tutte le normative in materia paesaggistica ed ambientale del presente impianto (la normativa vigente addirittura indica come di pubblica utilità tutti gli impianti FER), i seppure esigui impatti ambientali e socio-economici residui sono ampiamente surclassati dai benefici ambientali e socio-economici che la presente iniziativa comporterà.

## 12. Elenco allegati

1. AS\_LUC\_REP: Relazione paesaggistica
2. AS\_LUC\_AFV: Il progetto agro/orto fotovoltaico
3. AS\_LUC\_R04: Relazione geologica
4. AS\_LUC\_R04\_SSE: Relazione geologica SSE
5. AS\_LUC\_R05: Relazione idrologica e idraulica
6. AS\_LUC\_R07: Relazione geotecnica - Sismicità
7. AS\_LUC\_R08: Relazione tecnica impianto FV
8. AS\_LUC\_R08.A: Relazione tecnica campi elettromagnetici
9. AS\_LUC\_R10: Piano preliminare di utilizzo in sito delle terre e rocce di scavo
10. AS\_LUC\_R11: Piano di sintesi dismissione
11. AS\_LUC\_R13: Relazione impatto acustico
12. AS\_LUC\_SOP: Relazione archeologica
13. AS\_LUC\_A4: Piano Particellare di Esproprio e Disponibilità
14. AS\_LUC\_SNT: Sintesi non tecnica dello Studio di Impatto Ambientale e cumulativi
15. AS\_LUC\_CML: Studio degli impatti cumulativi
16. AS\_LUC\_PED: Relazione pedo-agronomica
17. AS\_LUC\_OMV Opere Mitigazione Visiva
18. AS\_LUC\_PMA Piano Di Monitoraggio Ambientale
19. AS\_LUC\_BEN Sintesi Benefici Ambientali e Socioeconomici
20. AS\_LUC\_V.01: Carta dei Vincoli del Bacino Visivo e di Visibilità Teorica
21. AS\_LUC\_V.02: Carta dei Vincoli nell'Area di Intervento – Vincoli Paesaggistici (PPTR)
22. AS\_LUC\_V.03: Carta dei Vincoli nell'Area di Intervento - Vincoli Paesaggistici Bosco
23. AS\_LUC\_V.04: Carta dei Vincoli nell'Area di Intervento - Vincolo Idrogeologico
24. AS\_LUC\_V.05: Carta dei Vincoli nell'Area di Intervento - Dissesti da PAI
25. AS\_LUC\_V.06: Stralcio Mappa Aree non Idonee FER
26. AS\_LUC\_V.07: Uso del Suolo da SIT
27. AS\_LUC\_V.08: Carta Idrogeomorfologica
28. AS\_LUC\_V.09: Stralcio Mappatura Parchi e Riserve e Siti di Rilevanza Naturalistica
29. AS\_LUC\_V.10: Stralcio Cartografico Piano Regionale Attività Estrattive

- 
30. AS\_LUC\_V.11: Stralcio Cartografico Piano Faunistico e Venatorio
  31. AS\_LUC\_V.13a: Carta della Rete Ecologica Pugliese
  32. AS\_LUC\_V.15: Aree percorse dal Fuoco
  33. AS\_LUC\_V.16: Distanza dai Centri Abitati Vicini
  34. AS\_LUC\_V.19: Aree verdi interne all'impianto
  35. AS\_LUC\_V.20\_AREE IDONEE CRITERIO C-QUATER
  36. AS\_LUC\_V.20\_AREE IDONEE CRITERIO C-TER
  37. AS\_LUC\_G.3.1.5\_RENDER CAMPO EST
  38. AS\_LUC\_G.3.1.5a\_RENDER CAMPO EST
  39. AS\_LUC\_G.3.1.5b\_RENDER CAMPO EST
  40. AS\_LUC\_G.3.1.5c\_RENDER CAMPO OVEST
  41. AS\_LUC\_G.3.2.2c\_OPERE ELETTRICHE SE UTENTE