

Committente



X-Elio Italia 5 S.r.l.

Corso Vittorio Emanuele II n. 349 - 00186 ROMA

Tel.+39 06.8412640 - Fax +39 06.8551726

Partita IVA n° 15361461005

Progettista



Viale Jonio 95 - 00141 Roma - info@architetturasostenibile.com

PROGETTO AGROVOLTAICO “GINOSA”

*Progetto per la realizzazione di un impianto agrovoltaico
di potenza pari a 68,475 MWp e relative opere di connessione alla RTN*

Località

**REGIONE PUGLIA — COMUNE DI GINOSA (TA) E
CASTELLANETA (TA)**

Titolo

Studio di Impatto Ambientale (SIA)

Data Rev.00: 16/06/2022

Rev.01 del 23/11/2023

AS_GIN_SIA_Rev.01

Sommario

1. Premessa.....	4
2. Sintesi del progetto	8
3. Analisi di compatibilità con le normative comunitarie, nazionali, regionali e locali	13
3.1. Piani di carattere Comunitario e Nazionale	21
3.1.1. <i>Next Generation EU & PNRR</i>	23
3.1.2. <i>Strategia Europa 2020</i>	30
3.1.3. <i>Strategia Energetica Nazionale (SEN) 2017</i>	35
3.1.4. <i>Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima 2030 (PNIEC)</i>	38
3.1.5. <i>Programma Operativo Nazionale (PON) 2014/2020</i>	39
3.1.6. <i>Piano d'Azione Nazionale per le fonti rinnovabili (PAN)</i>	40
3.1.7. <i>Piano d'Azione Italiano per l'Efficienza Energetica (PAEE)</i>	41
3.1.8. <i>Piano Nazionale di riduzione delle emissioni di gas serra</i>	41
3.1.9. <i>In relazione all'analisi effettuata, il progetto in esame risulta:</i>	42
3.1.10. <i>Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio</i>	42
3.1.11. <i>Analisi ai sensi del D.M. 52/2015</i>	43
3.1.12. <i>Aree idonee ai sensi del D.Lgs 199/21</i>	56
3.2. Piani di carattere Regionale e sovra-regionale	58
3.2.1. <i>Piano di Assetto Idrogeologico della Regione Puglia (PAI)</i>	58
3.3. Piani di carattere locale (Provinciale e Comunale)	85
3.4. Sintesi dell'analisi di compatibilità e coerenza	86
4. Descrizione dettagliata del progetto	88
4.1. Caratteristiche del progetto	88

4.2.	Fase di costruzione	105
4.3.	Fase di esercizio	109
4.4.	Fase di dismissione	110
5.	Alternative di progetto	111
5.2.	Alternative di localizzazione	114
5.3.	Alternative progettuali	115
6.	Analisi della qualità ambientale ante-operam	117
6.1.	Suolo	117
6.2.	Sottosuolo.....	118
6.3.	Acqua	125
6.4.	Rumore	131
6.5.	Paesaggio.....	135
6.6.	Struttura antropica, storico culturale e insediativa	136
6.7.	Fauna	137
6.8.	Flora	139
6.9.	Clima	140
6.10.	Radiazione.....	141
6.11.	Riflettanza luminosa e visiva – Fenomeno di abbagliamento	144
7.	Analisi dell'impatto ambientale post-operam.....	148
7.1.	Fase di realizzazione	148
7.2.	Fase di esercizio	154
7.3.	Fase di dismissione	161
7.4.	VINCA.....	163
7.5.	Campi Elettromagnetici	164

8.	Interventi di mitigazione e prevenzione.....	166
8.1.	Mitigazione dell'uso del suolo	166
8.2.	Mitigazione dell'impatto visivo	168
8.3.	Mitigazioni in base alle Linee guida ARPA	178
8.4.	Mitigazioni in fase di costruzione	184
8.5.	Mitigazioni in fase di esercizio	186
8.6.	Mitigazioni in fase di dismissione	186
9.	Sintesi non tecnica degli impatti ambientali	187
10.	Studio degli impatti cumulativi.....	187
11.	Conclusioni	189
12.	Elenco allegati.....	193

1. Premessa

Il presente documento è una revisione dello Studio di Impatto Ambientale consegnato in data 24/06/2022 al MASE all'interno del procedimento di VIA dell'impianto in oggetto. Al fine di agevolare la lettura dello stesso le integrazioni e le modifiche apportate rispetto alla prima versione sono state scritte con caratteri in colore blu. In particolare è stata redatta una VINCA di primo livello (cfr. "AS_GIN_VINCA"), è stato aggiornato lo studio degli impatti cumulativi ("AS_GIN_CML_Rev.01") e approfonditi gli attraversamenti idraulici nella relazione idrologica (cfr. "AS_GIN_R05_Rev.01") ed è stato approfondito lo studio dei campi elettromagnetici. Inoltre, è stato inserito il paragrafo relativo alla verifica del possesso dei requisiti di "Area idonea" dei siti oggetto della presente opera, ai sensi del D.Lgs. 199/2021 e s.m.i. (cfr. paragrafo 3.1.12), maggiormente approfondito nella relazione "AS_GIN_R14_Rev.01".

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 fotovoltaico a terra di potenza pari a 68,475 MWp e alle relative opere di connessione alla rete nazionale, che la società X-ELIO Italia 5 S.r.l. intende realizzare nel comune di Ginosa (TA).

Le opere di connessione constano nella linea di connessione MT che collega l'impianto fotovoltaico alla sottostazione utente di trasformazione MT/AT (SSU XELIO) la quale a sua volta si collegherà alla futura Stazione di Smistamento di Terna (SE TERNA), che come previsto dal TICA (Testo Integrato delle Connessioni Attive di cui alla delibera AEEG 99/06), fa parte del progetto da autorizzare da parte di tutti i produttori che hanno ivi ricevuto il punto di connessione.

Il soggetto proponente della pratica è la società X-ELIO Italia 5 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, Partita IVA e Codice Fiscale n. 15361461005.

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 per il 50% alla società americana KKR Global Infrastructure Investor II Fund e per il 50% 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. Attualmente la X-ELIO è tornata a realizzare impianti in Italia in Market Parity (ovvero in assenza di incentivi pubblici, basandosi solo sulla vendita dell'energia ai prezzi di mercato), grazie alla diminuzione importante del costo dei pannelli fotovoltaici (la più grande voce di costo di questi impianti). Nonostante questa importante riduzione di costi di investimento, un ritorno economico accettabile richiede la realizzazione di grandi impianti (come il presente) al fine di godere delle economie di scala delle grandi taglie. Attualmente, senza incentivi, ridurre la taglia dell'impianto vorrebbe dire rendere l'investimento antieconomico e quindi non realizzabile.

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 regionale; 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 1 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:

- Per la sentenza 00586/2022 pubblicata il 11/04/2022, il TAR Lecce – Sezione Seconda
- Per la "AS_GIN_REP: Relazione paesaggistica" e la "AS_GIN_PED: Relazione pedo-agronomica", Dott. Agronomo Giovanni Battista Guerra
- Per la "AS_GIN_R13: Relazione Acustica", l'Ing. Giovanni Roberto Runcio
- Per le "AS_GIN_R7: Relazione geotecnica e sismica", "AS_GIN_R4: Relazione geologica" e "AS_GIN_R5: Relazione idrologica e idraulica", il Dott. Geologo Antonio de Napoli
- Per la "AS_GIN_R8: Relazione tecnica e calcolo preliminare degli impianti" e la "AS_GIN_R8: Relazione sui campi elettromagnetici", il Per. Ind. Giancarlo Giordano

- Per le "AS_GIN_A6: Piano di manutenzione dell'impianto e delle opere connesse", l'Ing. Francesco Guzzo Cava
- Per lo "AS_GIN_SOP: Comunicazione alla Soprintendenza - Relazione archeologica preventiva", la Dott.ssa Archeologa Alessia Amato

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

Il presente SIA illustra l'impatto che ha sull'ambiente la realizzazione da parte della società X-ELIO Italia 5 S.r.l. di un impianto agrovoltaico a inseguimento monoassiale della potenza nominale di 68,475 MW e delle relative opere di connessione alla rete di distribuzione elettrica di Terna SpA, inclusa la sottostazione utente di trasformazione MT/AT e la linea di connessione in MT, nonché la realizzazione di un Stazione di Smistamento che verrà poi ceduta ed esercita da Terna, che intercetterà delle linee AT (150 kV) di Terna già esistenti, denominate Ginosa-Matera e Pisticci-Taranto come richiesto e previsto da Terna SpA nel preventivo di connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale. Tutte le opere saranno realizzate nel Comune di Ginosa (TA).

L'impianto agrovoltaico, denominato "Ginosa", sarà realizzato in Puglia, in provincia di Taranto, sul territorio del comune di Ginosa (rif. Figura 1), coprendo un'area di 93,2464 Ha, divisa tra due località, "Girifalco" (denominata anche "campo nord", rif. Figura 4) e "Lago Lungo" (denominata anche "campo sud", rif. Figura 5), distanti in linea d'aria circa 2 km; il sito è prevalentemente pianeggiante e a destinazione agricola, ed è caratterizzato dalla presenza di altri impianti fotovoltaici e di una cava.

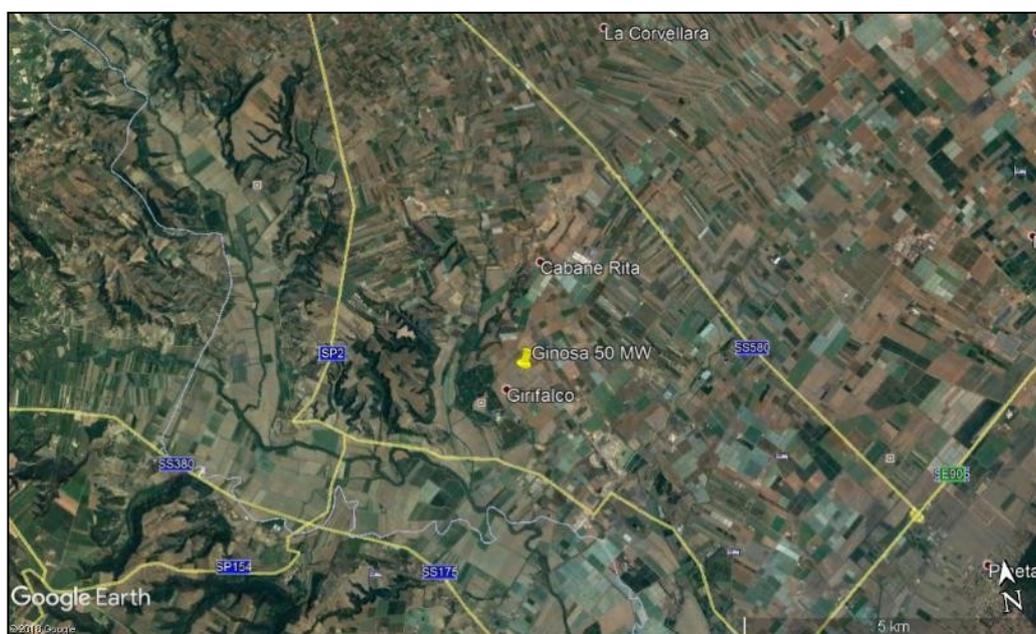


FIGURA 1 – UBICAZIONE DI DESTINAZIONE DELL'IMPIANTO "GINOSA"

X-ELIO ITALIA 5 S.R.L

Corso Vittorio Emanuele II n. 349 - 00186 ROMA Tel.+39 06.8412640 – Fax +39 06. 8551726
Partita IVA e Iscrizione Registro Imprese di Roma n° 15361461005 REA RM- 1585250 Società
sottoposta a direzione e controllo di X-ELIO Energy, S.L.

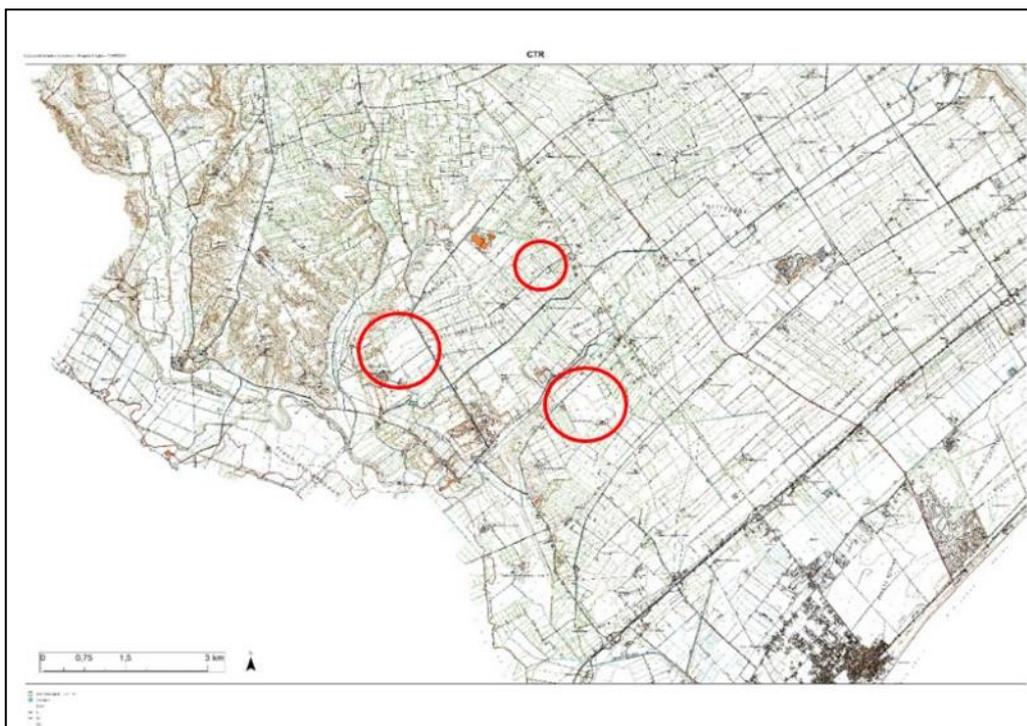


FIGURA 2 – UBICAZIONE DELLE AREE DI IMPIANTO SU CTR

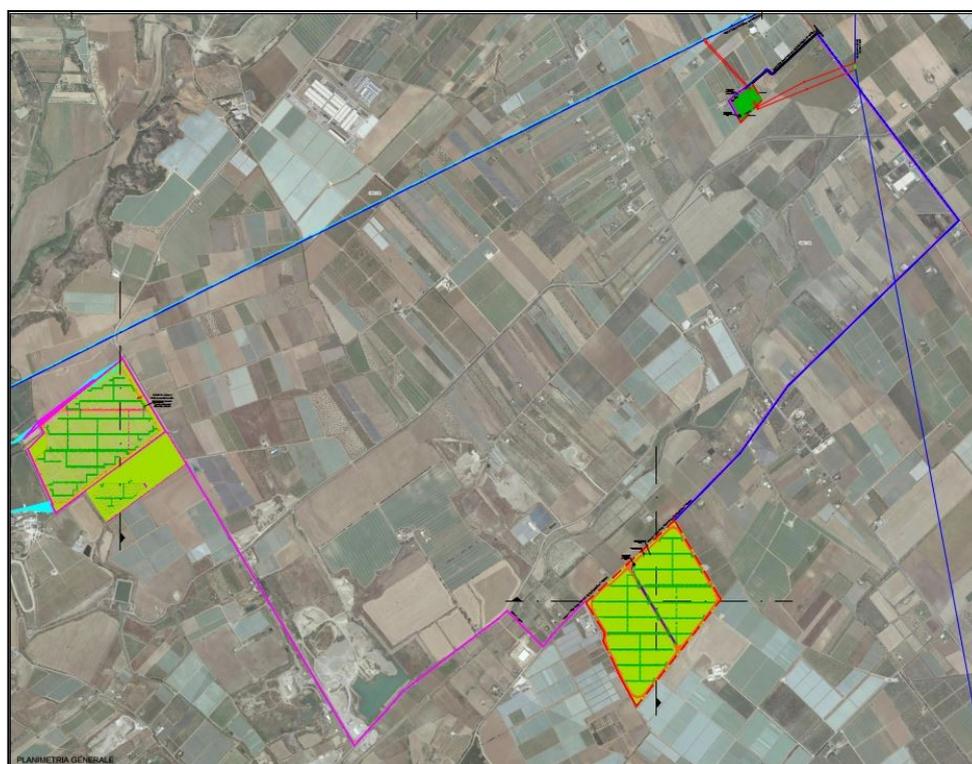


FIGURA 3 – INQUADRAMENTO GENERALE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO E DELLA SOTTOSTAZIONE

X-ELIO ITALIA 5 S.R.L

Corso Vittorio Emanuele II n. 349 - 00186 ROMA Tel.+39 06.8412640 – Fax +39 06. 8551726
Partita IVA e Iscrizione Registro Imprese di Roma n° 15361461005 REA RM- 1585250 Società
sottoposta a direzione e controllo di X-ELIO Energy, S.L.



FIGURA 4 – ORTOFOTO DELL'AREA DI INTERVENTO IN LOCALITÀ GIRIFALCO (CAMPO NORD) – ANNO 2016, SIT PUGLIA



FIGURA 5 – ORTOFOTO DELL'AREA DI INTERVENTO IN LOCALITÀ LAGO LUNGO (CAMPO SUD) – ANNO 2016, SIT PUGLIA

Il cavidotto di media tensione (MT) per connettere l'impianto fotovoltaico, lungo all'incirca 9 km, sarà interrato in un'area nel territorio del comune di Ginosa; la connessione alla RTN avverrà tramite una sottostazione di trasformazione da MT ad AT, realizzata in località "Ciavurro" all'interno dell'area di competenza del comune di Ginosa.

In Figura 2 i cerchi rossi indicano l'ubicazione delle aree di impianto su CTR, mentre in Figura 6 è riportato il percorso del cavidotto di collegamento tra le aree dell'impianto e la SSE, che sarà quasi interamente realizzato su strade provinciali, comunali e interpoderali esistenti, tranne che per due tratti: uno intermedio di circa 300 m (attraversamento in TOC del Canale Lama di Pozzo) ed uno finale di circa 270 m (dalla Strada Comunale 135 verso la SE Terna) in cui vengono attraversati terreni agricoli privi di vincoli. Altresì le opere di connessione prevedono anche la realizzazione di un Raccordo Aereo in doppia terna a 150 kV alla linea esistente "Ginosa - Matera" della lunghezza di circa 0,6 km cadauna e installazione di 7 nuovi sostegni a fronte di un sostegno da demolire; Raccordo aereo in semplice terna a 150 kV alla linea esistente "Pisticci – Taranto 2" della lunghezza di 0,418 km e installazione di 3 nuovi sostegni.



FIGURA 6 – PERCORSO DEL CAVIDOTTO DO COLLEGAMENTO TRA LE AREE E LA SSE TERNA E SS UTENTE

In Figura 3 sono indicati i campi fotovoltaici e l'area della sottostazione utente e Stazione di Smistamento Terna su ortofoto.

L'impianto fotovoltaico sarà costituito da n. 10 generatori fotovoltaici, composti da n. 155.624 moduli fotovoltaici e da n. 38 inverter con cessione diretta in rete dell'energia prodotta; la potenza

di picco è pari a 68.474,56 kWp per una produzione di 114.080.832,2 kWh/anno, distribuiti su una superficie di 931.584 m². L'impianto oggetto di esame dista circa 10 km dal centro abitato del Comune di Ginosa e circa 7 km da Ginosa Marina. L'accesso alle aree in cui si vuole realizzare l'impianto è facilitato dalla presenza delle Strade Provinciali n. 9 e n. 10.

In Tabella 1 sono riportati i dati catastali dei terreni interessati dal progetto.

Comune	Fg	P.Illa	ettari	
Ginosa (TA)	115	140	37,2929	Campo Nord
Ginosa (TA)	123	452	6,2049	
Ginosa (TA)	123	458	5,6222	
Ginosa (TA)	115	137	0,4153	
Ginosa (TA)	115	139	0,3159	
TOT			49,8512	
Ginosa (TA)	128	152	3,1638	Campo Sud
Ginosa (TA)	125	123	0,2992	
Ginosa (TA)	125	172	10,5578	
Ginosa (TA)	125	173	0,0614	
Ginosa (TA)	125	59	11,1747	
TOT			25,2569	
Ginosa (TA)	125	136	0,1426	
Ginosa (TA)	125	281	17,978	
Ginosa (TA)	125	282	177mq	
TOT			18,1383	
Ginosa (TA)	124	340	85 ml	linea MT interrata
Ginosa (TA)	124	345	90 ml	
Ginosa (TA)	124	339	215 ml	
Ginosa (TA)	119	225	0,6742	SE Terna
Ginosa (TA)	119	226	0,6309	SE Terna
Ginosa (TA)	119	224	0,6661	SE Utente + SE Terna
Ginosa (TA)	119	250	0,3363	SE Terna
TOT			2,3075	
Ginosa (TA)	119	219	26 ml	Linea AT Aerea SSE Terna
Ginosa (TA)	119	423	115 ml	Linea AT Aerea SSE Terna+ 1 traliccio
Ginosa (TA)	119	419	75 ml	Linea AT Aerea SSE Terna
Ginosa (TA)	119	420	38 ml	Linea AT Aerea SSE Terna
Ginosa (TA)	119	106	13 ml	Linea AT Aerea SSE Terna
Ginosa (TA)	119	8	51 ml	Linea AT Aerea SSE Terna
Ginosa (TA)	119	192	51 ml	Linea AT Aerea SSE Terna + 2 tralicci
Ginosa (TA)	120	219	268 ml	Linea AT Aerea SSE Terna + 2 tralicci

Comune	Fg	P.Illa	ettari	
Ginosa (TA)	120	220	181 ml	Linea AT Aerea SSE Terna+ 1 traliccio
Ginosa (TA)	120	221	38 ml	Linea AT Aerea SSE Terna+ 1 traliccio
Ginosa (TA)	120	222	87 ml	Linea AT Aerea SSE Terna
Ginosa (TA)	120	147	123 ml	Linea AT Aerea SSE Terna
Ginosa (TA)	120	197	24 ml	Linea AT Aerea SSE Terna
Castellaneta (TA)	112	495	11 ml	Linea AT Aerea SSE Terna
Castellaneta (TA)	112	494	67 ml	Linea AT Aerea + 3 tralicci
Ginosa (TA)	119	262	62 ml	Strada di accesso alla SSE Terna e SE Utente
Ginosa (TA)	119	228	76 ml	
Ginosa (TA)	119	111	96 ml	
Ginosa (TA)	119	112	25 ml	
Ginosa (TA)	119	107	237 ml	
Ginosa (TA)	119	301	12 ml	
Ginosa (TA)	119	302	4 ml	
Ginosa (TA)	120	307	5 ml	

TABELLA 1 – DATI CATASTALI DEI TERRENI OGGETTO DI ANALISI

Alla componente energetica sopra sinteticamente descritta, si aggiunge la componente Agricola. In linea con l'art. 31 del DL 77/2021 coordinato con la legge di conversione 108 del 29 luglio 2021, si vuole realizzare un impianto fotovoltaico che non "compromette la continuità delle attività di coltivazione agricola". A tal fine si è previsto un piano colturale tra e sotto i pannelli fotovoltaici ben descritto nella relazione AS_GIN_AJV (Progetto Agro-orto fotovoltaico) a cui si rimanda per approfondimenti.

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

Aspetto ambientale	Riferimento normativo
Procedura Autorizzatoria Unica Regionale (PAUR) e 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"
	DM 10 settembre 2010 "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati a fonti rinnovabili"
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
	Direttiva 96/92/CE del 19 dicembre 1996 concernente norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica
	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.
	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.
	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.
	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
	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"
	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"
	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.
Rumore	D.P.C.M. 01/03/1991 "Limiti massimi di esposizione al rumore negli ambienti abitativi e nell'ambiente esterno"
	Legge 447/1995 "Legge quadro sull'inquinamento acustico" e s.m.i.
	D.P.C.M. 14/11/1997 "Determinazione dei valori limite delle sorgenti sonore"
	D.M. 16/03/1998 "Tecniche di rilevamento e di misurazione dell'inquinamento acustico"
	Legge Regionale 12 febbraio 2002, n. 3 "Norme di indirizzo per il contenimento e la riduzione dell'inquinamento acustico"
	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"

Aspetto ambientale	Riferimento normativo
	DGR 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"	

Aspetto ambientale	Riferimento normativo
	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.”
	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”

Aspetto ambientale	Riferimento normativo
	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"
	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. 1606 del 05/11/2001 "Piano Regolatore Generale del comune di Ginosa approvato dalla Regione Puglia"

Aspetto ambientale	Riferimento normativo
	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
	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
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)

Aspetto ambientale	Riferimento normativo
	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 2 - 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 3), 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	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

Livello normativo	Riferimento normativo
Piani di carattere Regionale e sovra-regionale	Provvedimento Autorizzatorio Unico Regionale (PAUR) 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 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 Regolatore Generale del Comune di Ginosa (PRG)

TABELLA 3 - 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 4).

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	
23,78		
Mld		
Totale		
1. Incrementare la quota di energia prodotta da fonti di energia rinnovabile	5,90	
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	-	
2. Potenziare e digitalizzare le infrastrutture di rete	4,11	
Investimento 2.1: Rafforzamento <i>smart grid</i>	3,61	
Investimento 2.2: Interventi su resilienza climatica delle reti	0,50	
3. Promuovere la produzione, la distribuzione e gli usi finali dell'idrogeno	3,19	
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	-	
4. Sviluppare un trasporto locale più sostenibile	8,58	
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	-	
5. Sviluppare una leadership internazionale industriale e di ricerca e sviluppo nelle principali filiere della transizione	2,00	
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 4 – 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 agrovoltai 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 CO₂.

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. 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.

3.1.2. 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.

Iniziative	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
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 emissioni di CO₂, 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 CO₂ 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.

3.1.2. 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.

3.1.3. 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.

3.1.3. 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.

3.1.4. 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.

3.1.5. 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 CO₂ 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.

3.1.6. 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.

3.1.7. 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 il 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 CO₂;
- 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.

3.1.8. 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. 3.1.7).

3.1.9. 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.

3.1.10. 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_GIN_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.

3.1.11. Analisi ai sensi del D.M. 52/2015

Il D.M. 52/2015 riporta le Linee guida per la verifica di assoggettabilità a Valutazione di Impatto Ambientale dei progetti di competenza delle Regioni e Province autonome, previsto dall'articolo 15 del decreto-legge 24 giugno 2014, n. 91, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 agosto 2014. Ancorché come già esposto si sia deciso di rinunciare alla possibilità di avvalersi della procedura di assoggettabilità alla VIA, in questo paragrafo vengono applicati all'impianto in oggetto i criteri adottati nelle suddette linee guida, criteri che si basano sulle caratteristiche del progetto e la localizzazione del progetto.

Caratteristiche del progetto

Quando viene considerata la “dimensione del progetto”, si deve tener conto anche delle altre caratteristiche progettuali, quali per esempio la superficie o la capacità produttiva, l'uso delle risorse naturali, la produzione dei rifiuti, il potenziale inquinamento ambientale legato alla realizzazione e all'esercizio dell'opera.

Nello specifico si verificheranno anche i criteri esposti di seguito.

Cumulo con altri progetti

La realizzazione di un singolo progetto deve essere considerata anche in riferimento ad altri progetti localizzati nello stesso contesto ambientale e territoriale.

Questo fa sì che si eviti il frazionamento artificioso di un progetto, che in realtà può essere ricondotto a un'unica opera, eludendo l'assoggettamento obbligatorio alla procedura di verifica attraverso una riduzione *ad hoc* della soglia stabilita nell'allegato IV alla parte seconda del D. Lgs. n. 152/2006. Si evita anche che la valutazione dei potenziali impatti ambientali si limiti al singolo intervento, senza tener conto dei possibili impatti ambientali derivanti dall'interazione con altri progetti localizzati nello stesso contesto; questo comunque si considera solo su impianti di nuova

realizzazione appartenenti alla stessa categoria progettuale indicata nell'allegato IV alla parte seconda del D. Lgs. n. 152/2006 e ricadenti in un ambito territoriale entro il quale non possono essere esclusi impatti cumulati sulle diverse componenti ambientali, o in ogni caso per quegli impianti con caratteristiche progettuali definite dai parametri dimensionali stabiliti nell'allegato IV alla parte seconda del D. Lgs. n. 152/2006, che, se sommate a quelle dei progetti nel medesimo ambito territoriale, determinano il superamento della soglia dimensionale fissata nell'allegato IV alla parte seconda del D. Lgs. n. 152/2006 per la specifica categoria progettuale.

Tale ambito territoriale, nel caso di opere areali come il progetto proposto, è definito da una fascia di 1 km a partire dal perimetro esterno dell'area occupata dal progetto proposto.

Ad ogni modo, quanto disposto nel DM 52/2015 (Linee Guida per la valutazione della assoggettabilità alla VIA) non si applica al presente caso poiché, come già detto, si è scelto direttamente di andare in Valutazione di Impatto Ambientale senza avvalersi della possibilità prevista dal D. Lgs. 152/06 della procedura di non assoggettabilità alla VIA.

Per quanto riguarda l'impatto cumulato con altri progetti, si faccia riferimento all'Allegato "AS_GIN_CML: Studio degli impatti cumulativi".

Rischio di incidenti, per quanto riguarda, in particolare, le sostanze o le tecnologie utilizzate

Nel caso in cui durante il processo produttivo vengano utilizzate sostanze o preparati pericolosi elencati nell'allegato I al D. Lgs. n. 334/1999 in quantitativi superiori alle soglie in esso stabilite, l'impianto è soggetto agli obblighi previsti dalla normativa per gli stabilimenti a rischio di incidente rilevante (articolo 8 del D. Lgs. n. 334/1999).

Il progetto proposto riguarda la realizzazione di un impianto di produzione di energia fotovoltaica, quindi non utilizza sostanze o preparati pericolosi; di conseguenza non è soggetto agli obblighi previsti dalla normativa sopraindicata.

Localizzazione del progetto

Molte delle tipologie progettuali dell'allegato IV alla parte seconda del D. Lgs. n. 152/2006 risultano localizzate in determinati contesti ambientali e territoriali, considerate le loro caratteristiche progettuali e funzionali; si è dovuto tener conto quindi dei criteri localizzativi per fissare le soglie

non in modo generalizzato, ma in relazione alla specifica tipologia di progetto e all'effettivo rapporto tra le caratteristiche del progetto in esame e il relativo contesto di localizzazione.

Per tale localizzazione si deve considerare perciò la sensibilità ambientale delle aree geografiche che possono risentire dell'impatto del progetto, facendo particolare attenzione a specifiche tipologie zonali.

Zone umide

Quando si parla di *zone umide*, si intendono le paludi e gli acquitrini, le torbe o i bacini (naturali o artificiali, permanenti o temporanei), con acqua stagnante o corrente, dolce, salmastra o salta, comprese le distese di acqua marina per le quali con la bassa marea la profondità non supera i 6 m; sono zone di importanza internazionale dal punto di vista ecologico, botanico, zoologico, limnologico o idrologico.

La normativa di riferimento è l'Art. 1, comma 1, e Art. 2, comma 2, della Convenzione di Ramsar del 2 febbraio 1971, resa esecutiva con decreto del Presidente della Repubblica 13 marzo 1976, n. 448, e con successivo decreto del Presidente della Repubblica 11 febbraio 1987, n. 184.

Il progetto proposto è localizzato in un'area esterna a quelle tutelate per legge dall'Art. 142 del D. Lgs. N. 42/2004, così come indicato nella "AS_GIN_REP: Relazione paesaggistica".

Zone costiere

Le *zone costiere* comprendono i territori costieri in una fascia con profondità di 300 m dalla linea di battigia, anche per terreni elevati sul mare; si considerano inoltre i terreni contermini ai laghi compresi in una fascia della profondità di 300 m dalla linea di battigia, anche per quelli elevati sui laghi.

In questo caso si fa riferimento all'Art. 142, comma 1, lettere a) e b), del Codice dei beni culturali e del paesaggio di cui al D. Lgs. n. 42/2004 e, come indicato nell'Allegato "AS_GIN_REP: Relazione paesaggistica", il progetto proposto è previsto esternamente a queste zone; infatti considerata la distanza, le aree di intervento non impattano, né interferiscono con il contesto di costa.

Zone montuose o forestali

Come previsto dall'Art. 142, comma 1, lettera d), del Codice dei beni culturali e del paesaggio di cui al D. Lgs. n. 42/2004, per *zone montuose* si intendono le montagne per la parte eccedente 1.600 m sul livello del mare per la catena alpina e 1.200 m sul livello del mare per la catena appenninica e per le isole.

Per quanto riguarda le *zone forestali* invece, la foresta (o bosco o selva) viene definita dalle Regioni o Province autonome in attuazione dell'Art. 2, comma 2, del D. Lgs. n. 227/2001 e, nelle more dell'emanazione delle norme regionali o provinciali di recepimento, alla definizione di cui all'Art. 2, comma 6, dello stesso D. Lgs. n. 227/2001; in particolare si considerano i terreni coperti da vegetazione forestale arborea associata o meno a quella arbustiva, di origine naturale o artificiale, in qualsiasi stadio di sviluppo, così come i castagneti, le sugherete e la macchia mediterranea.

Si escludono invece i giardini pubblici e privati, le alberature stradali, i castagneti da frutto in attualità di coltura, gli impianti di frutticoltura e di arboricoltura da legno, le formazioni forestali di origine artificiale, realizzate su terreni agricoli a seguito di un'adesione a misure agro-ambientali promosse nell'ambito delle politiche di sviluppo rurale dell'Unione Europea, dopo che siano scaduti i relativi vincoli; sono esclusi inoltre i terrazzamenti, i paesaggi agrari e pastorali di interesse storico coinvolti da processi di forestazione, naturale o artificiale, oggetto di recupero ai fini produttivi.

Le zone forestali devono avere un'estensione non inferiore a 2.000 m², una larghezza media non inferiore a 20 m e una copertura non inferiore al 20%, misurando dalla base esterna dei fusti.

Vengono assimilati a bosco anche i fondi caratterizzati dall'obbligo di rimboschimento per difesa idrogeologica del territorio, della qualità dell'aria, di salvaguardia del patrimonio idrico, conservazione della biodiversità, protezione del paesaggio e dell'ambiente; si considerano inoltre le radure e tutte le superfici di estensione inferiore a 2.000 m² che interrompono la continuità del bosco non identificabili come pascoli, prati, pascoli arborati o tartufaie coltivate.

Solo per l'appezzamento in località "Girifalco" si riscontra, su uno spigolo del lato di confine Nord-Ovest, una prossimità con un'area di rispetto – boschi: specificamente sul lato Sud-Ovest si

riscontra la presenza di BP-Bosco (Art. 142 del D- Lgs. 42/2004) a distanza di circa 500 m dal punto più prossimo, oltre le coltivazioni limitrofe di agrumeto non specializzato.

Tale sistema di bosco non è traguardabile dall'appezzamento di intervento, sia per la presente barriera frangivento di cipressi e agrumi, sia per l'orografia, che vede il sistema bosco posto a un dislivello di quota di circa 50 m rispetto al piano di campagna dell'area di intervento; quindi sono da escludersi coni visuali dall'appezzamento di impianto verso il BP – bosco e viceversa.

In conclusione, come è anche visibile nell'Allegato "AS_GIN_V.03: Carta dei Vincoli nell'Area di Intervento - Vincoli Paesaggistici Bosco" le aree di interesse non ricadono in zone identificate nel sistema di tutela paesaggistica (rif. Figura 7).

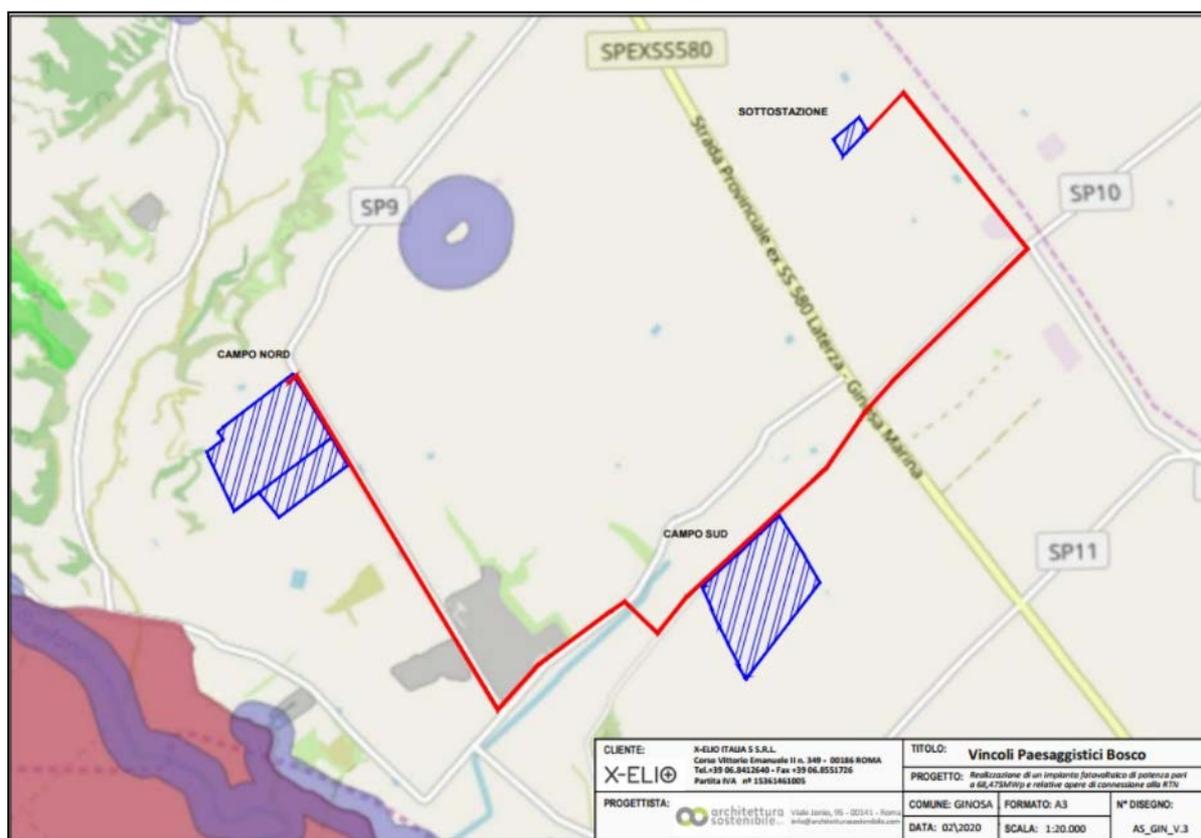


FIGURA 7 – VINCOLI PAESAGGISTICI BOSCO

Riserve e parchi naturali e zone classificate o protette ai sensi della normativa nazionale

Le riserve e i parchi naturali sono i parchi nazionali, i parchi naturali regionali e le riserve naturali statali, di interesse regionale e locale, istituiti ai sensi della legge n. 394/1991.

A circa 10 km dall'area di intervento è presente la Riserva Naturale Statale Stornara (L.Q. n 394 del 06/12/1991), perciò il progetto proposto non andrebbe a interessare queste aree.

Zone protette speciali designate in base alle direttive 2009/147/CE e 92/43/CEE

Per *zone protette speciali designate in base alle direttive 2009/147/CE e 92/43/CEE* si intendono le aree che compongono la Rete Natura 2000 e che includono i Siti di Importanza Comunitaria (SIC) e le Zone di Protezione Speciale (ZPS), successivamente indicate come Zone Speciali di Conservazione (ZSC), così come indicato nella direttiva 2009/147/CE, direttiva 92/43/CEE, decreto del Presidente della Repubblica n. 357/1997.

La Zona SIC IT 9130006 "Pineta dell'Arco Ionico" è distante dal punto più prossimo circa 8 e 6 Km dalle aree di progetto, rispettivamente dalla località "Girifalco" e "Lago Lungo"; la Zona SIC ZPS IT913007 – Parco Naturale Regionale Terra delle Gravine - zona IBA "Area delle Gravine" invece è distante circa 10 Km dalle aree di progetto.

Come si vede dalla Figura 8 la distribuzione del Valore Ecologico rispetto ai limiti delle aree protette, dei siti Natura 2000 e delle aree Ramsar (agg. dicembre 2009) delle aree oggetto di intervento ricadono in zona definita come "bassa" (fonte Arpa – anno 2009).

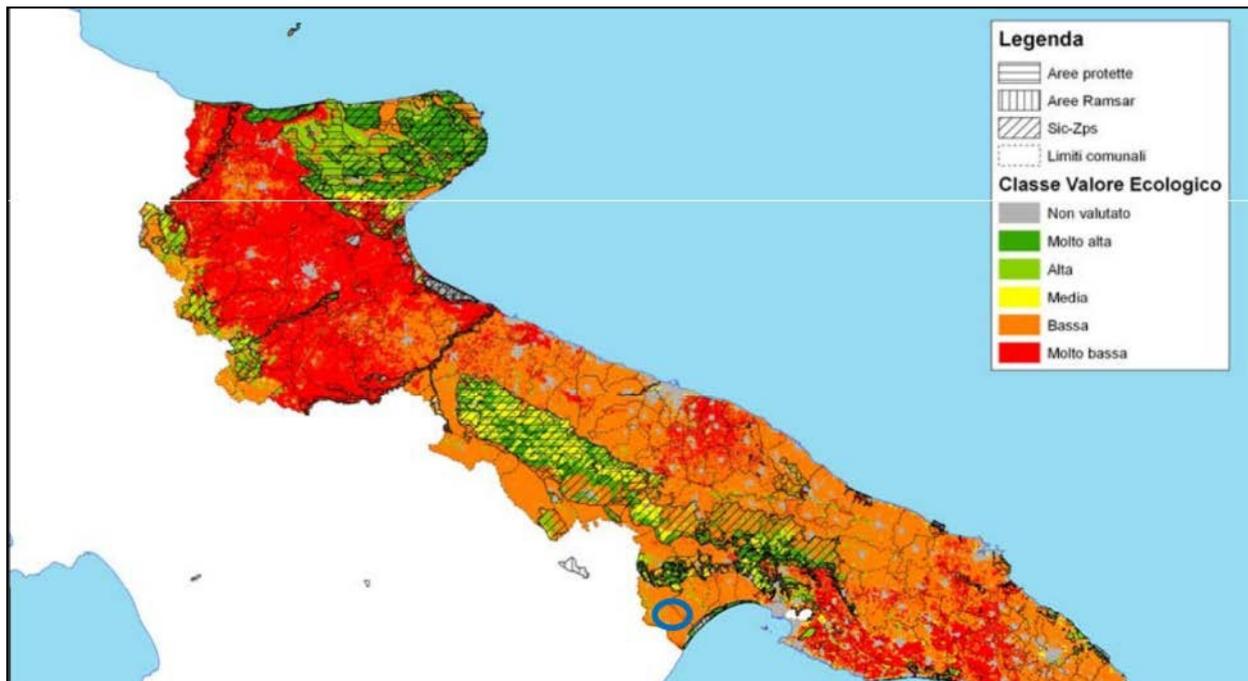


FIGURA 8 – DISTRIBUZIONE DEL VALORE ECOLOGICO RISPETTO AI LIMITI DELLE AREE PROTETTE, DEI SITI NATURA 2000 E DELLE AREE RAMSAR (AGG. DICEMBRE 2009) - FONTE: ARPA

Zone nelle quali gli standard di qualità ambientale fissati dalla normativa dell'Unione Europea sono già stati superati

Per identificare le zone nelle quali gli standard di qualità ambientale fissati dalla normativa dell'Unione Europea sono già stati superati si considera la qualità dell'aria ambiente; in particolare si verificano le aree di superamento definite dall'Art. 2, comma 1, lettera g), del D. Lgs. n. 155/2010, recante "Attuazione della direttiva 2008/50/CE, relativa alla qualità dell'aria ambiente e per un'aria più pulita in Europa", relative agli inquinanti di cui agli allegati XI e XIII del citato decreto.

Analogamente si considera la qualità delle acque dolci, marine e costiere, cioè quelle zone di territorio considerate vulnerabili da nitrati di origine agricola di cui all'Art. 92 del D. Lgs. n. 152/2006 (direttiva 91/676/CEE).

Nell'Allegato "AS_GIN_V.04: Carta dei Vincoli nell'Area di Intervento - Vincolo Idrogeologico" è possibile vedere come il progetto proposto è ubicato all'esterno di questa tipologia di aree (rif. Figura 9).

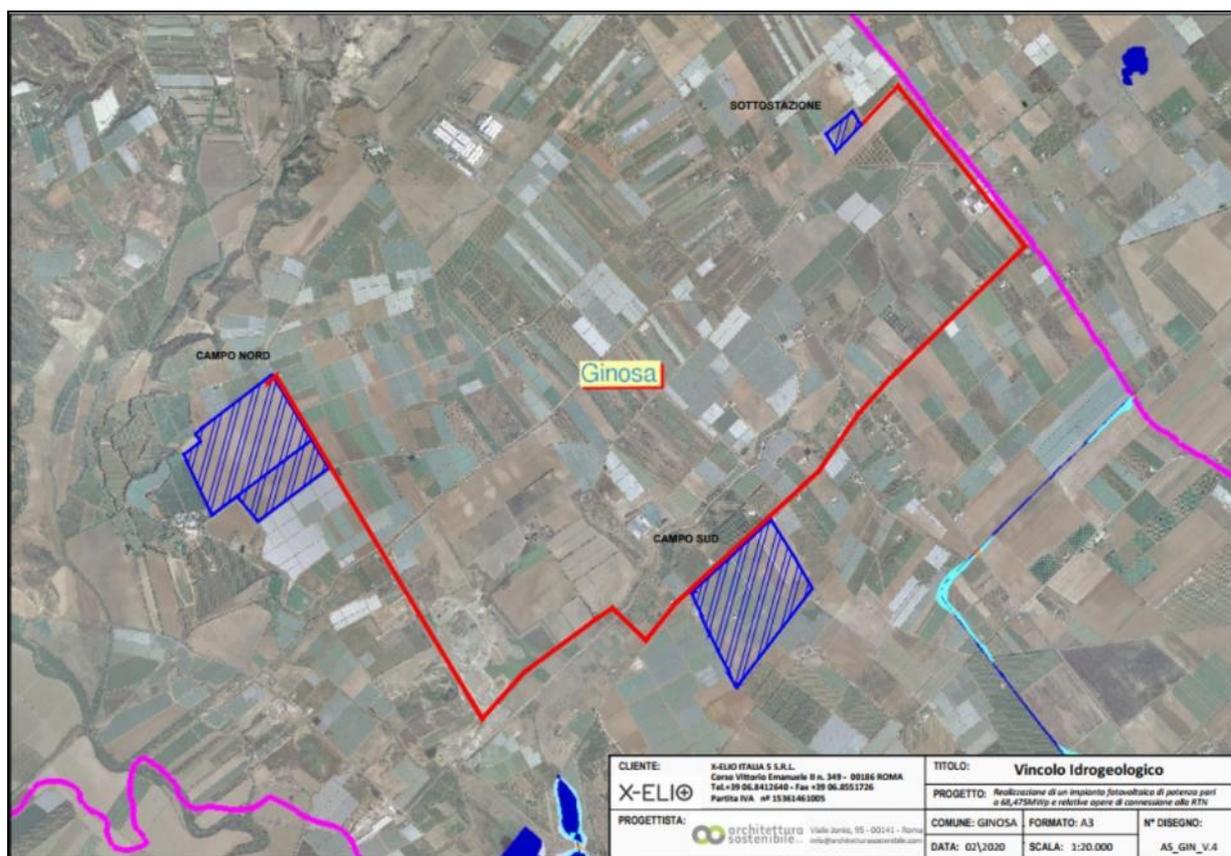


FIGURA 9 – VINCOLO IDROGEOLOGICO

Zone a forte densità demografica

Quando si parla di *zone a forte densità demografica* si intendono i centri abitati, delimitati dagli strumenti urbanistici comunali, all'interno dei territori comunali, con una densità superiore a 500 abitanti/km² e una popolazione di almeno 50.000 abitanti.

L'impianto e la sottostazione saranno ubicati in una zona a bassa densità demografica.

Considerando in particolare l'impianto che sarà localizzato a "Girifalco", risulta ben isolato dal contesto circostante e dal sistema di fabbricati rurali presenti, anche di recente costruzione, che costituiscono nell'insieme la masseria Girifalco.

Poiché si tratta di aree pianeggianti, l'impianto non ha alcun impatto visivo né nel contorno di contesto né sul centro abitato di Ginosà, che risulta distante circa 10 km, e Ginosà Marina, distante circa 7 km.

Zone di importanza storica, culturale o archeologica

Le zone di importanza storica, culturale o archeologica sono identificate dagli immobili o dalle aree di cui all'Art. 136 del Codice dei beni culturali e del paesaggio, di cui al D. Lgs. n. 42/2004, dichiarati di notevole interesse pubblico ai sensi dell'Art. 140 del medesimo decreto, nonché gli immobili e le aree di interesse artistico, storico, archeologico o etnoantropologico di cui all'Art. 10, comma 3, lettera a), del medesimo decreto.

Lo studio archeologico si prefigge lo scopo di determinare il rischio assoluto e relativo, a seguito di una ricognizione preliminare, sovrapponendo i dati raccolti e le caratteristiche di progetto, in modo da individuare proposte limitative del rischio o da attuare in corso d'opera; per maggiori dettagli, si faccia riferimento all'Allegato "AS_GIN_SOP: Comunicazione alla Soprintendenza - Relazione archeologica preventiva".

Durante la ricognizione preliminare si procede con la classificazione dell'attività secondo una scala di rischio archeologico, definita come segue:

- **Basso**; area in cui la presenza di rinvenimenti archeologici è scarsa o dalla toponomastica incerta, altresì di scarso valore paleoambientale e discontinuità nell'insediamento umano;
- **Medio**; aree in cui la presenza di rinvenimenti archeologici è scarsa, ma di valenza paleoambientale o geomorfologica tale da consentire l'insediamento in antichità, dalla toponomastica significativa, non stanziale densità abitativa moderna;
- **Alto**; aree in cui la presenza di rinvenimenti archeologici è molteplice, con specifiche condizioni paleoambientali e favorevoli per l'insediamento sotto il punto di vista geomorfologico; toponimi indicatori di un alto potenziale archeologico localizzato.

Sulla base di questi fattori, il rischio archeologico in fase di ricognizione superficiale può essere considerato Basso.

A questo punto si considera il rischio assoluto, quale grado di vulnerabilità che possano subire le evidenze storiche indipendentemente dal loro posizionamento rispetto all'attività da svolgere; si presume quindi un impatto rispetto alla natura, entità e modo di rinvenimento delle evidenze archeologiche.

Nel caso del progetto proposto, la posizione di vincoli così distanti in linea d'aria rispetto all'area in esame e la sporadicità di rinvenimenti afferenti all'ambito urbano e periurbano, la loro diffusione in un arco di tempo molto ampio, fanno tendere l'ago verso un rischio per eccesso.

Le uniche evidenze del territorio degne di nota sono le strade e i tratturi, che comunque distano eccessivamente dall'area in esame, ricadendo nei territori comunali limitrofi, e la totalità delle masserie e degli alzati architettonici, oggetto di un posizionamento approfondito e dettagliato, specificamente al Regio Tratturello Palagianò Bradano, Pineto e Quero (rif. Figura 10).

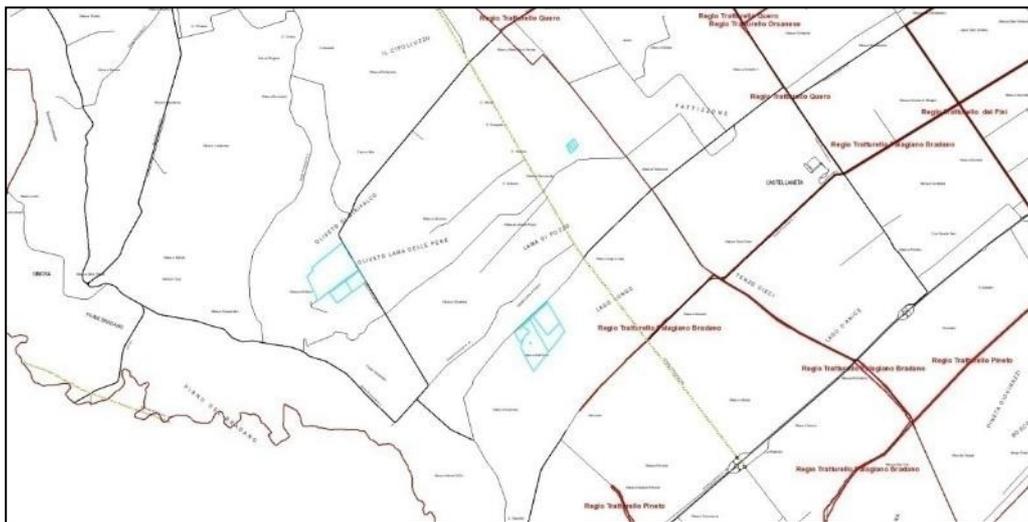


FIGURA 10 – QUADRO ASSETTO TRATTURI

Infine si considera il rischio archeologico relativo, documentabile grazie alla connessione di tutti gli elementi sopracitati e le previsioni date dall'analisi progettuale; nel caso del progetto proposto, vista l'esiguità di dati riscontrati nella zona in esame, i due rischi si sovrappongono.

Inoltre l'assenza di movimentazione significativa del terreno per l'impianto non fornisce elementi di allerta tipici di queste analisi; il rischio relativo non appare formulabile e né corrisponde alla classica suddivisione di rischio, riportata di seguito:

- **Nulla**; aree che si distanziano particolarmente da segnalazioni bibliografiche o di archivio e in cui l'attività di ricognizione non ha fornito spunti per la contestualizzazione antropica, in presenza di piano di calpestio leggibili.

- **Basso**; aree lontane da segnalazioni documentali cartografiche, bibliografiche o di archivio, per le quali è comunque ipotizzabile sulla base della continuità territoriale una possibilità di correlazione con i contesti vicini;
- **Medio**; aree in prossimità dei percorsi dei tratturi, lungo i quali è frequente il rinvenimento funerario o la forma di insediamento;
- **Alto**; siti individuati o rinvenuti durante le fasi di ricognizione, in prossimità di siti noti da bibliografia o ricerche d'archivio, tramite leggibilità particolarmente alta dei terreni, consentendo una diretta conferma sul luogo.

Concludendo, per quanto riguarda il rischio archeologico e la realizzazione del progetto proposto, si può definire di rischio Basso, in particolare per le porzioni delimitate dall'impianto e considerando inoltre che i cavidotti viaggeranno su vie carrabili già esistenti e che costituiscono anche il futuro accesso dei mezzi agli impianti (rif. Figura 11 e Figura 12).

Per maggiori dettagli consultare l'Allegato "AS_GIN_SOP: Comunicazione alla Soprintendenza - Relazione archeologica preventiva".

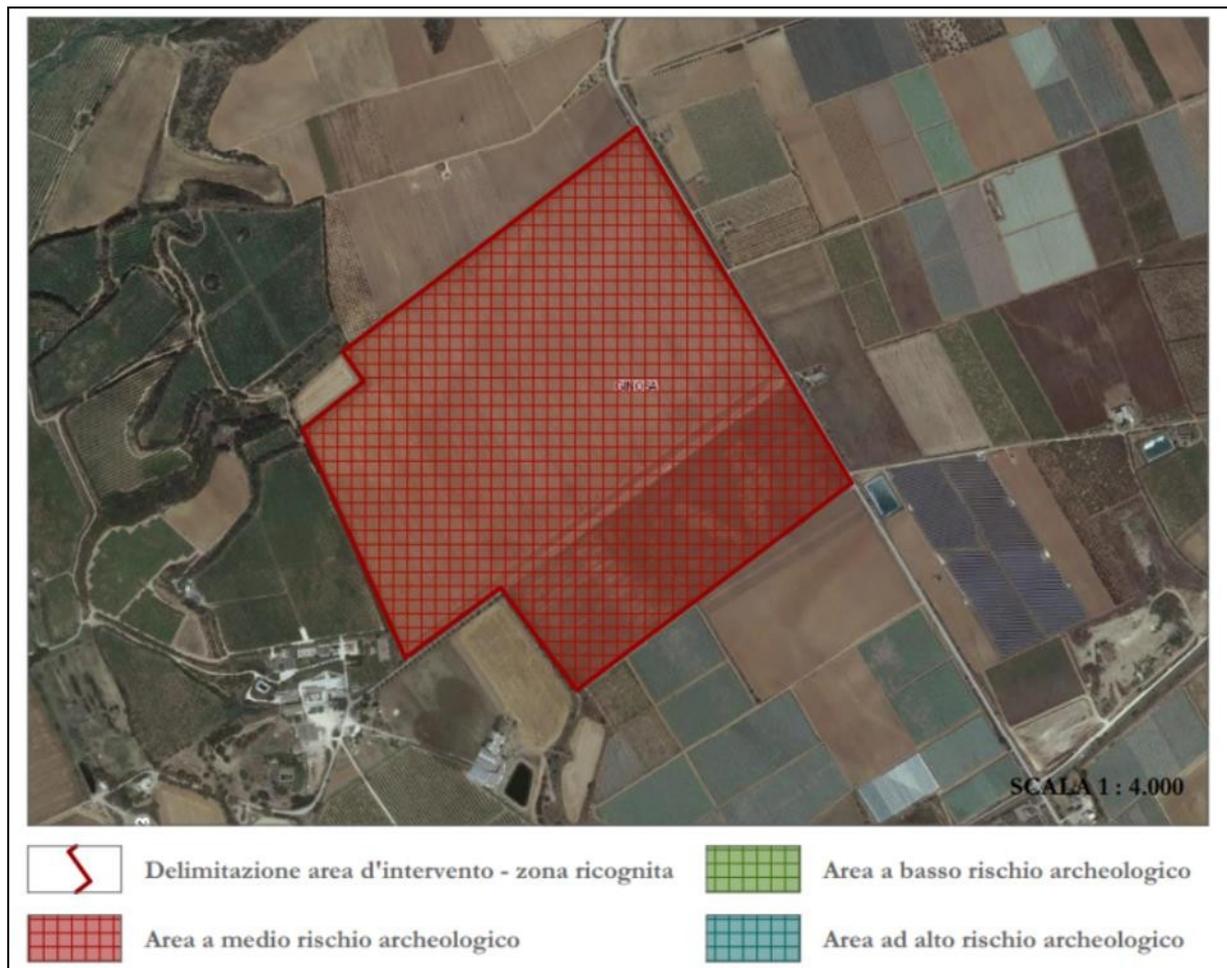


FIGURA 11 – VALUTAZIONE DEL RISCHIO ARCHEOLOGICO “GIRIFALCO”

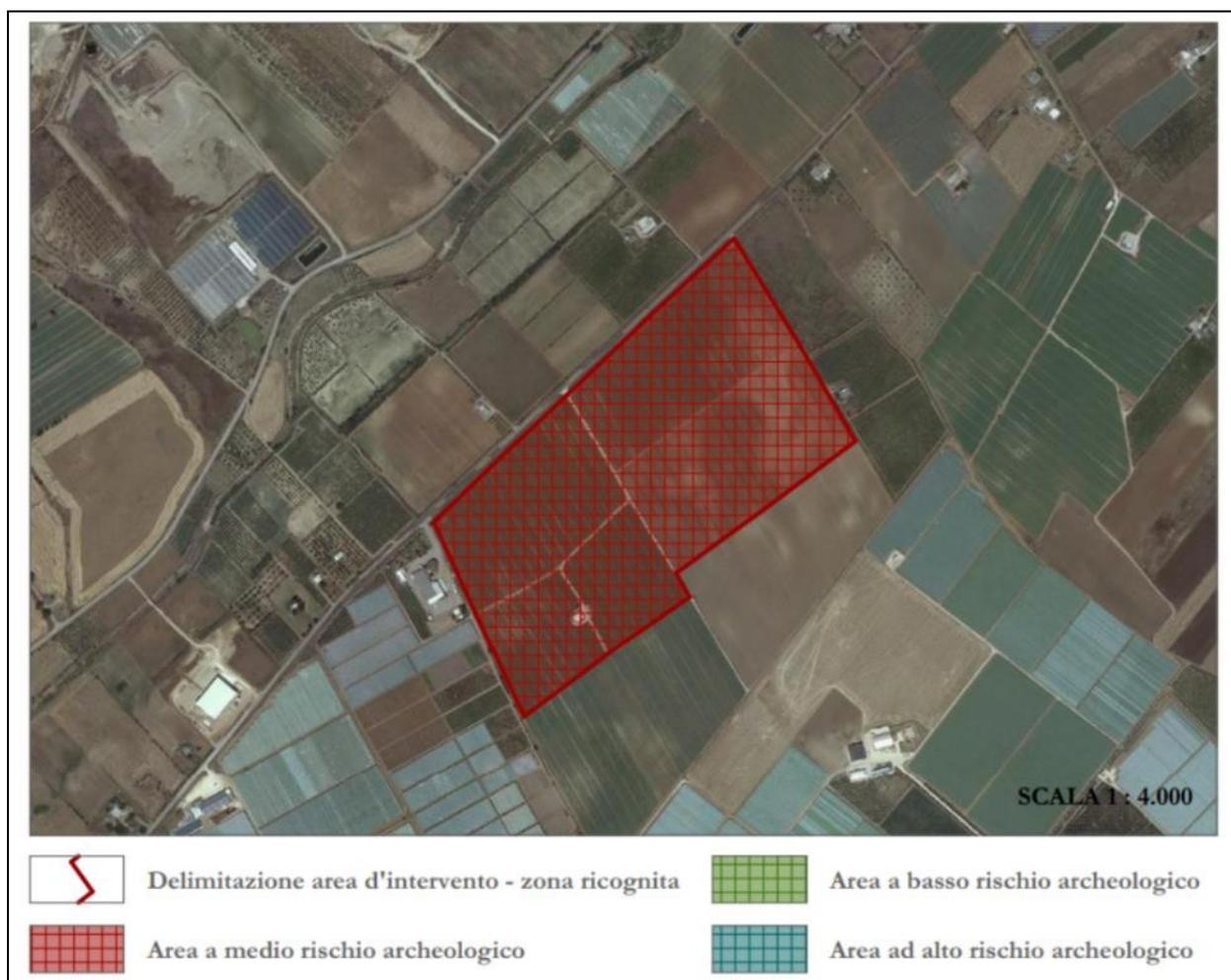


FIGURA 12 – VALUTAZIONE DEL RISCHIO ARCHEOLOGICO “LAGO LUNGO”

Caratteristiche dell'impatto potenziale

Come indicato nell'Allegato III della direttiva VIA e nell'Allegato V alla parte seconda del D. Lgs. n. 152/2006, i criteri dell'impatto potenziale sono definiti dall'interazione delle caratteristiche del progetto (rif. Paragrafo “Caratteristiche del progetto”) e delle aree in cui è localizzato (rif. Paragrafo “Localizzazione del progetto”).

Per quanto riguarda in particolare i potenziali impatti ambientali interregionali, relativi a progetti localizzati su un territorio che coinvolge Regioni confinanti, gli Articoli 30 e 31 del D. Lgs. n. 152/2006 individuano procedure idonee di valutazione e autorizzazione di intesa tra le Autorità territorialmente competenti.

Nei capitoli successivi verrà quindi illustrata la qualità ambientale allo stato attuale delle aree oggetto di esame, prima della realizzazione dell'opera proposta (rif. Capitolo 6), e verrà mostrata un'analisi dell'impatto che questa avrebbe sulle componenti ambientali coinvolte (rif. Capitolo 7).

3.1.12. Aree idonee ai sensi del D.Lgs 199/21

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, l'area di progetto (includere le opere di connessione e di ampliamento della RTN) risulta idonea ai sensi del D.Lgs 199/21.

Come meglio descritto nella relazione AS_GIN_R14 “Verifica Aree Idonee” e nell'elaborato grafico AS_GIN_V20b, 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'85% dell'opera (92% per il Campo Nord e 82% per il Campo Sud) 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.

3.1.1. Piano di Assetto Idrogeologico della Regione Puglia (PAI)

Il 30 novembre 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 13 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; per maggiori dettagli consultare l'Allegato "AS_GIN_REP: Relazione paesaggistica" e l'Allegato "AS_GIN_V.05: Carta dei Vincoli nell'Area di Intervento - Pericolosità da PAI".

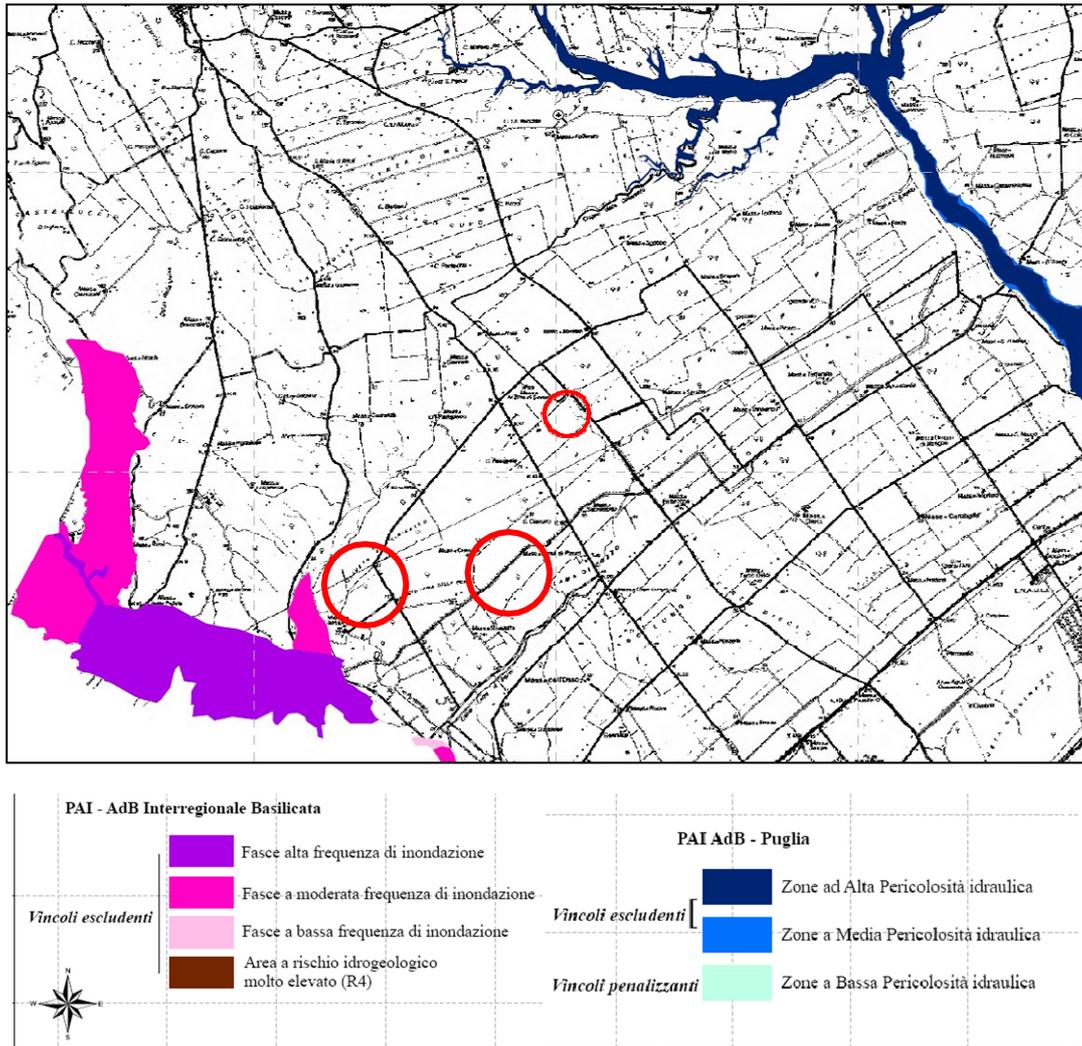


FIGURA 13 – VINCOLI DA PIANO DI ASSETTO IDROGEOLOGICO

Lo stesso risultato è evidenziato più in dettaglio dalla “AS_GIN_R4: Relazione geologica”, nella quale viene preso in considerazione sia il PAI della Regione Puglia, sia quello della Regione Basilicata, poiché l’area in oggetto di esame è a breve distanza dal territorio gestito da quest’ultimo; in Figura 14 e Figura 15 è possibile vedere quindi come l’inquadramento idrologico delle aree di interesse si trovino all’esterno di entrambi i Piani di Bacino.

Si veda inoltre l’Allegato “AS_GIN_V.04: Carta dei Vincoli nell’Area di Intervento - Vincolo Idrogeologico”.

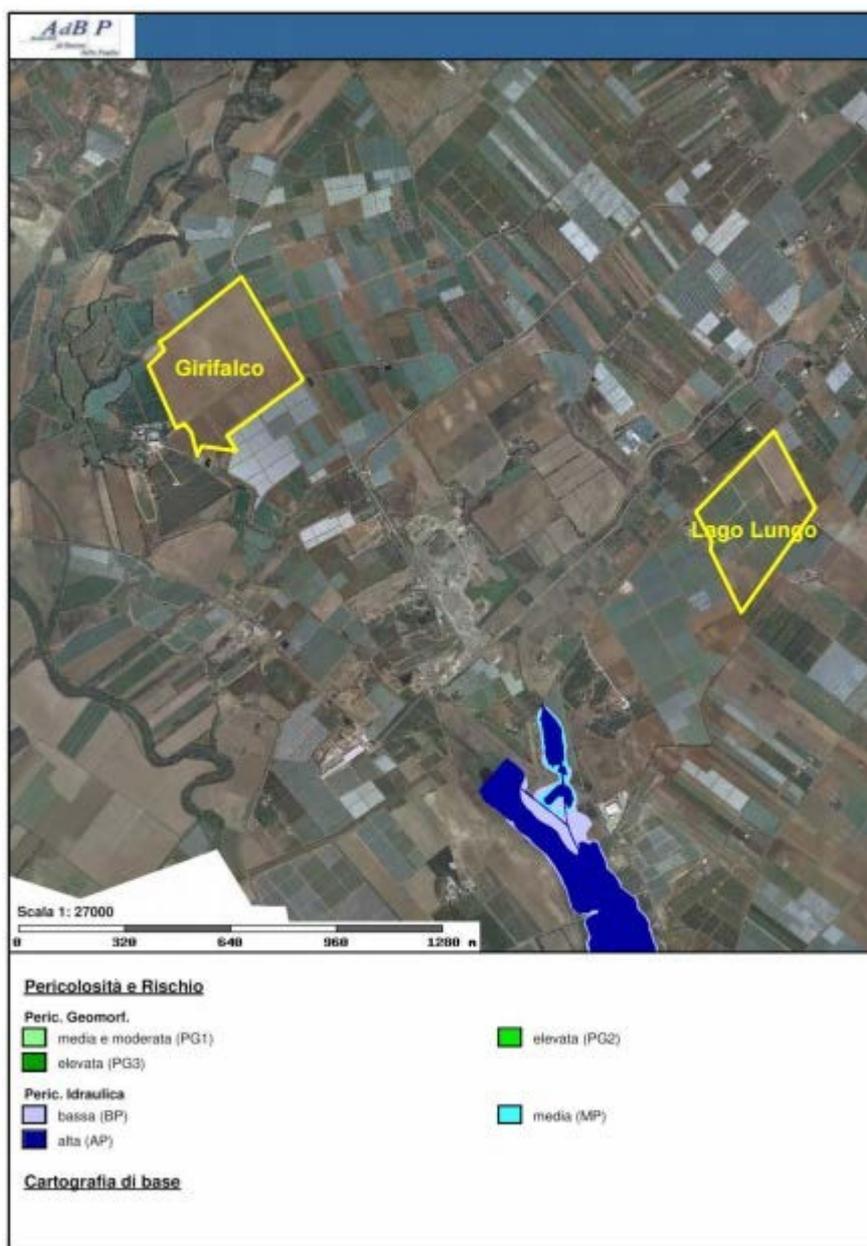


FIGURA 14 – STRALCIO CARTOGRAFIA P.A.I. REGIONE PUGLIA

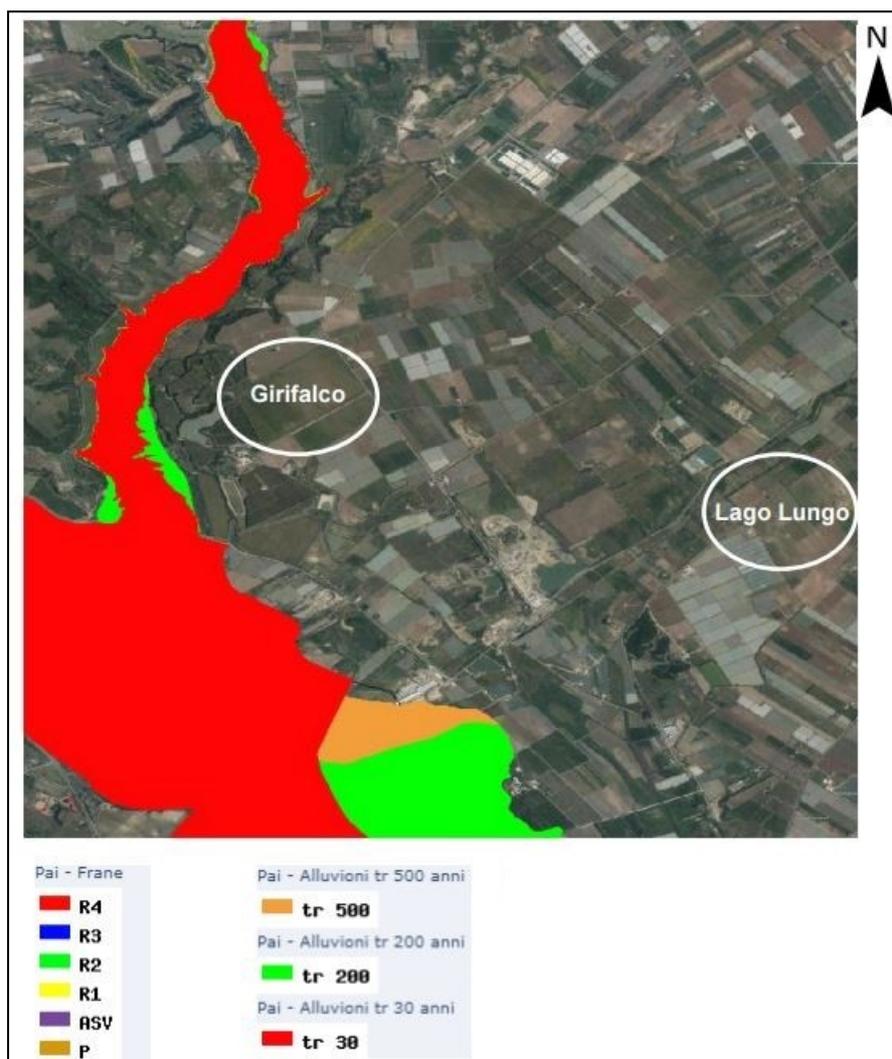


FIGURA 15 – STRALCIO CARTOGRAFIA P.A.I. REGIONE BASILICATA

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.

3.2.1. Rischio Geomorfologico

Per verificare l'esistenza di rischi geomorfologici, nella "AS_GIN_R4: Relazione geologica" 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 16) e il Catasto delle Grotte (rif. Figura 17).

Tutti i suddetti piani escludono rischi di natura geomorfologica.

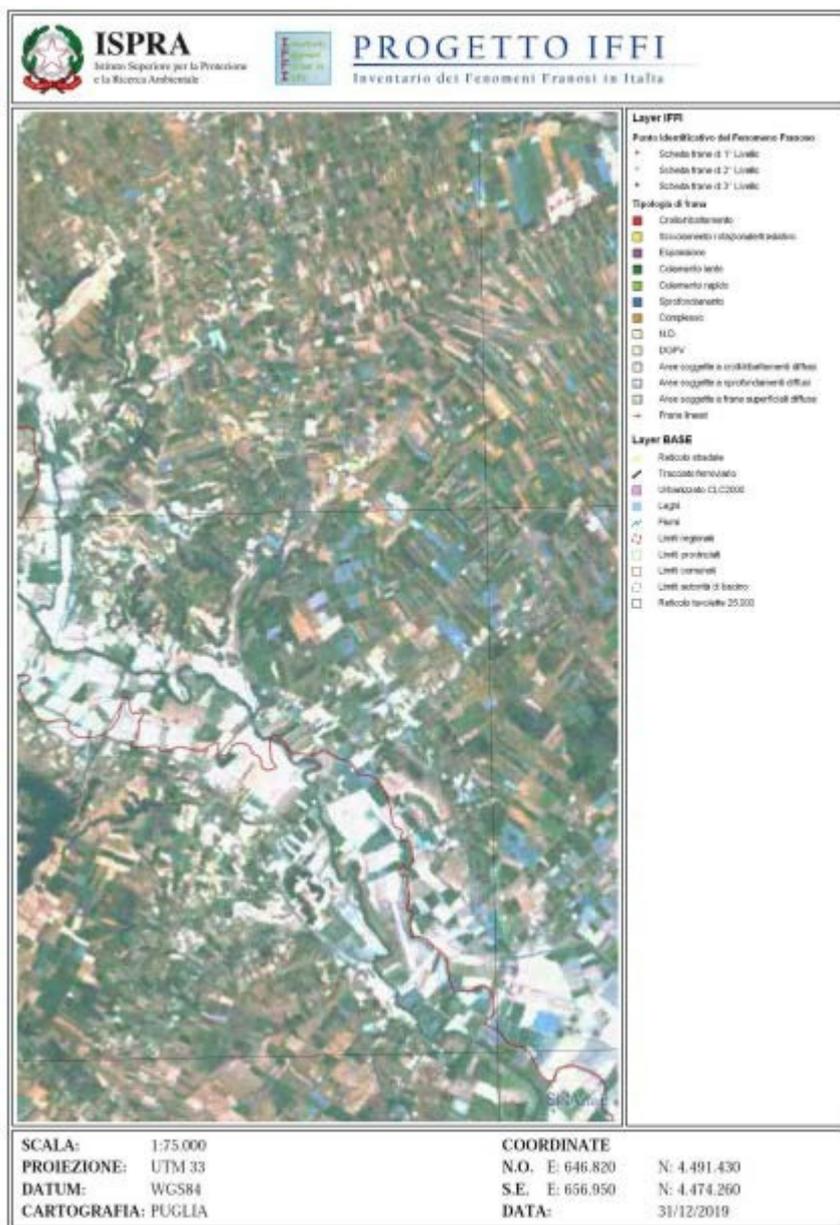


FIGURA 16 – INVENTARIO DEI FENOMENI FRANOSI – PROGETTO IFFI (ISPRA)

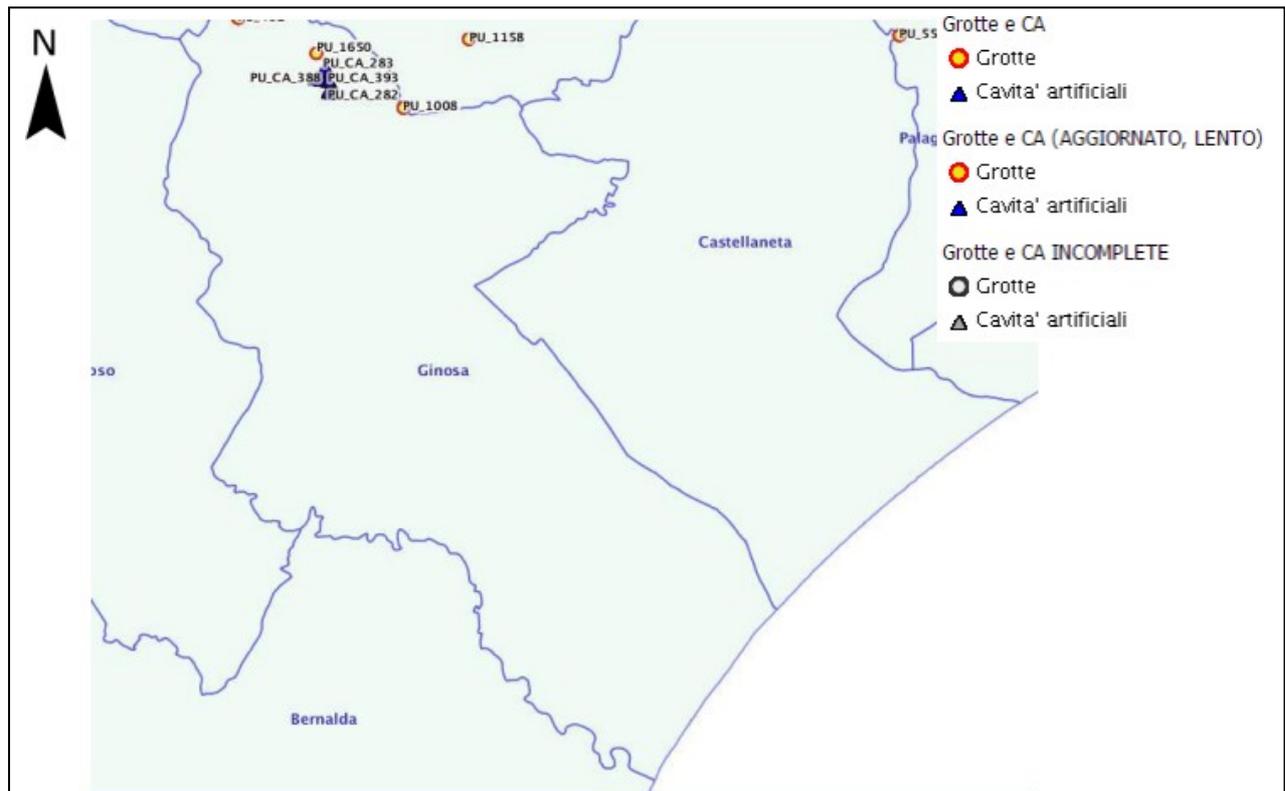


FIGURA 17 – STRALCIO CARTA CATASTO GROTT E CAVITÀ ARTIFICIALI (CATASTO GROTT E)

3.2.2. 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 coni 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_GIN_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 **le aree interessate dal sito oggetto di proposta non interferiscono e non frammentano la struttura antropica e insediativa**, poiché ricadono in un contesto che non è fortemente antropizzato.

Le aree in esame non interferiscono e non ostacolano la struttura percettiva; esse infatti sono a notevole distanza dall'abitato di Ginosa, di Marina di Ginosa e dai siti di rilevanza naturalistica;

sono inoltre assenti strade di interesse paesaggistico (rif. Allegato "AS_GIN_V.09: Stralcio Mappatura Parchi e Riserve e Siti di Rilevanza Naturalistica").

Per maggiori dettagli consultare l'Allegato "AS_GIN_REP: Relazione paesaggistica".

In Figura 18 e Figura 19 è mostrato come il sito interessato dall'impianto proposto è esterno al PPTR, quindi non interessa aree soggette a tutela paesaggistica (per maggiori dettagli consultare l'Allegato "AS_GIN_REP: Relazione paesaggistica").

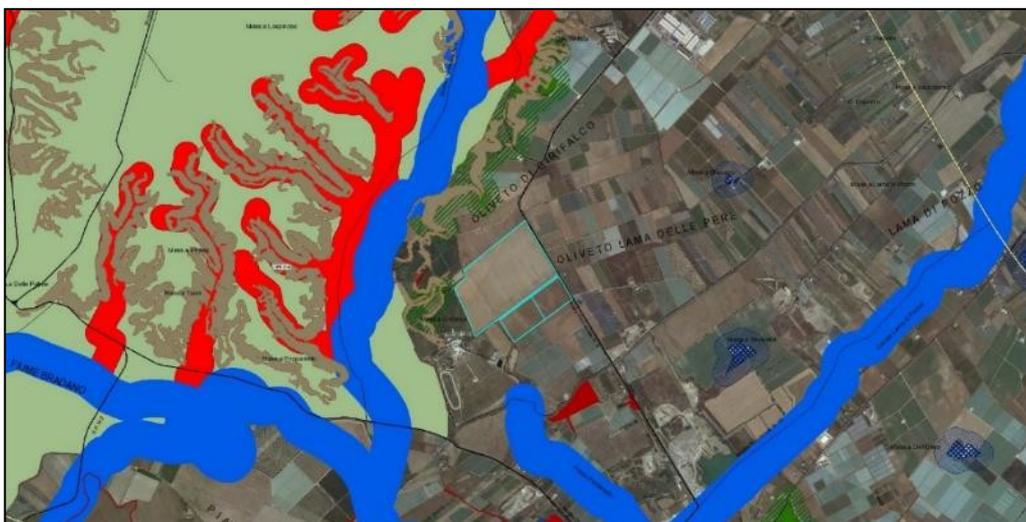


FIGURA 18 – CARTA DEI VINCOLI DEL PPTR – LOCALITÀ "GIRIFALCO" (CAMPO NORD)



FIGURA 19 – CARTA DEI VINCOLI DEL PPTR – LOCALITÀ "LAGO LUNGO" (CAMPO SUD)

Solo per quanto riguarda il terreno in località "Lago Lungo" si riscontra prossimità sul lato di confine Sud-Est della Masseria dell'Osso, riportata nella carta dei vincoli del PPTR come segnalazione architettonica; sull'area di rispetto insiste un tendone a uva da tavola sotto copertura di film plastico. Praticamente contigui alla masseria vi sono manufatti di recente costruzione.

La presenza del tendone di fatto impedisce con visuali da e verso la masseria dell'Osso e la barriera olivetata di perimetro all'impianto fotovoltaico fungerà ulteriormente a evitare con visuali (rif. Figura 20).



FIGURA 20 – TENDONE A UVA DA TAVOLA SOTTO COPERTURA DI FILM PLASTICO

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.

3.2.3. Struttura idro-geomorfologica

Solo per l'appezzamento in località "Girifalco" si riscontra sul lato Sud-Ovest la presenza di UCP – versanti, a distanza di circa 500 m dal più vicino, al di là delle coltivazioni limitrofe di agrumeto non specializzato; tale sistema di versante non è trapiandabile dall'area interessata dal progetto

sottoposto, per la presenza della barriera frangivento costituita da cipressi e agrumi e per l'orografia che mostra il versante posto a un dislivello di quota di circa 50 m, rispetto al piano di campagna dell'area di intervento.

Per maggiori dettagli consultare l'Allegato "AS_GIN_REP: Relazione paesaggistica".

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

- **Compatibile:** l'area di impianto e delle opere connesse non ricade in zone identificate nel sistema di tutela paesaggistica.

3.2.4. 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".

Come si può vedere dalla Figura 21, la realizzazione del progetto interessa una localizzazione esterna alle aree non idonee FER (rif. Allegato "AS_GIN_V.06: Stralcio Mappa Aree non Idonee FER").

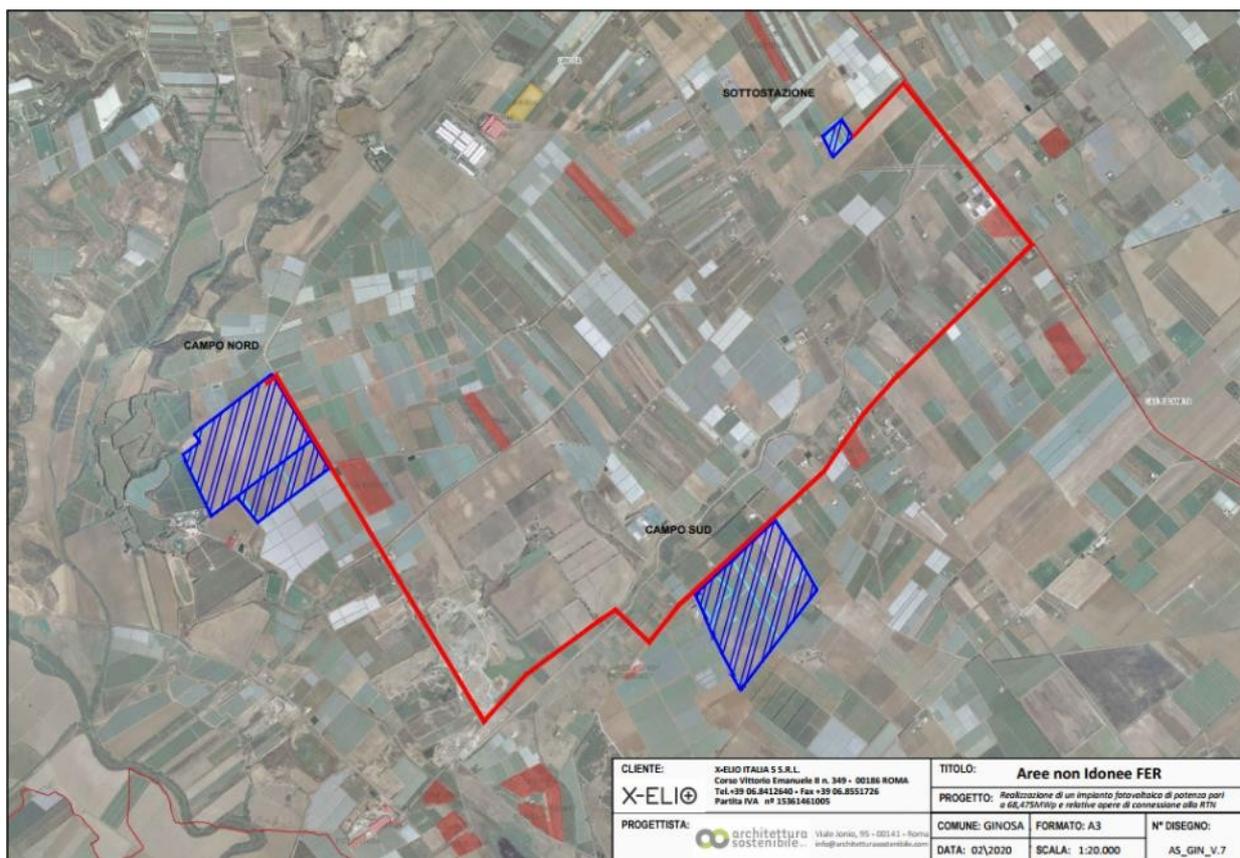


FIGURA 21 – LOCALIZZAZIONE DEL PROGETTO AL DI FUORI DELLE AREE NON IDONEE FER

In Figura 22 è riportata la “carta dei vincoli botanico vegetazionali”, mentre in Figura 23 è possibile vedere uno stralcio della “carta delle aree non idonee FER”.



FIGURA 22 – CARTA DEI VINCOLI BOTANICO VEGETAZIONALI – LOCALITÀ "GIRIFALCO" – CAMPO NORD



FIGURA 23 – CARTA DELLE AREE NON IDONEE FER – LOCALITÀ "GIRIFALCO" – CAMPO NORD (SIT PUGLIA)

Dal confronto di queste due cartografie è facile vedere come sia presente una discordanza di graficizzazione del buffer "boschi + 100 m": nella "carta dei vincoli botanico vegetazionali" il buffer risulta al limitare della particella di impianto fotovoltaico, mentre nella "carta delle aree non idonee FER" il buffer entra, seppur di poco, all'interno della particella.

Per questo motivo si terrà conto della graficizzazione più restrittiva, per cui i pannelli fotovoltaici saranno installati nel rispetto del buffer così come graficizzato nella “carta delle aree non idonee FER”, ossia non installandoli in detta area.

Per maggiori dettagli consultare l’Allegato “AS_GIN_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 dalle “Linee guida per l’autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili”, poiché trattasi un impianto fotovoltaico;
- **Compatibile:** l’impianto fotovoltaico in progetto non interferisce con aree non idonee ai sensi del Regolamento in esame.

3.2.5. 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”.

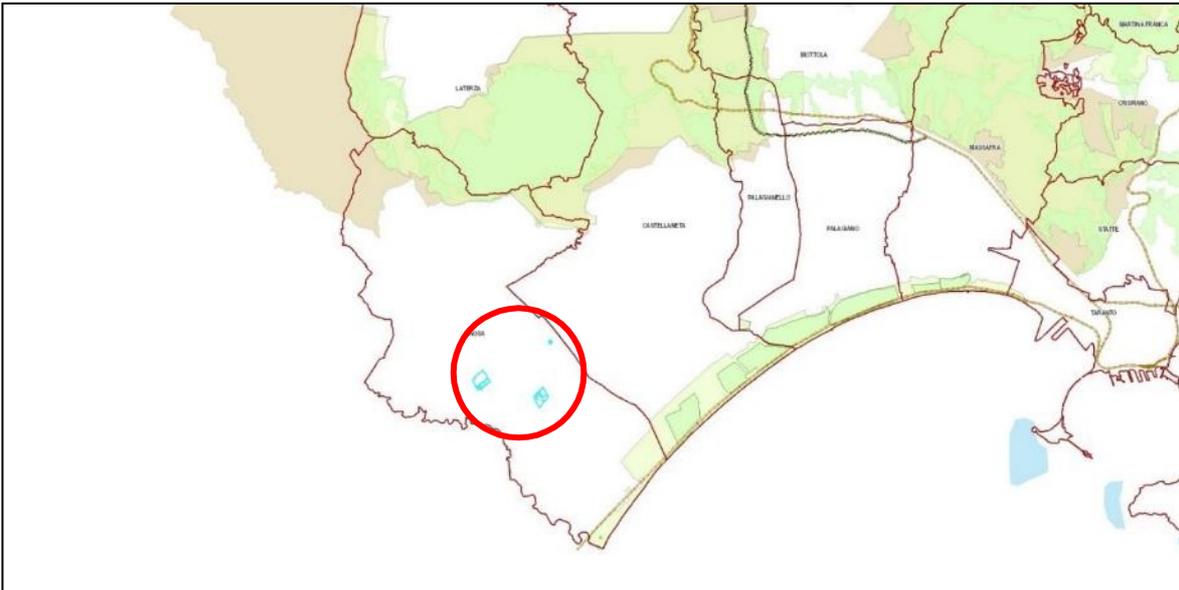
Rete Natura 2000 è composta da due tipi di aree: i Siti di Importanza Comunitaria (SIC) e le Zone di Protezione Speciale (ZPS), previste dalla Direttiva "Uccelli". Tali zone possono avere tra loro diverse relazioni spaziali, dalla totale sovrapposizione alla completa separazione.

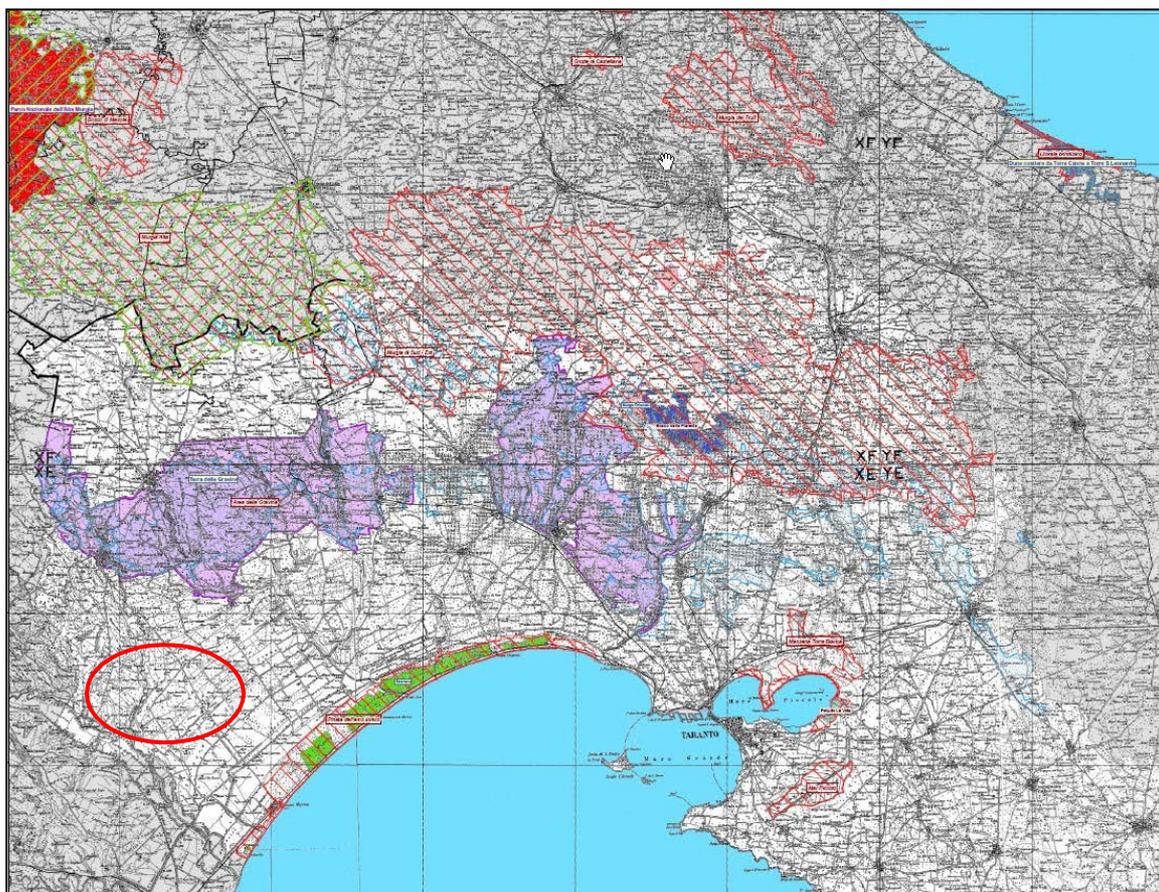
Alle suddette aree si applicano le misure di conservazione necessarie al mantenimento o al ripristino in uno stato di conservazione soddisfacente, degli habitat naturali e/o delle specie animali e vegetali.

Le aree protette, quali parchi nazionali e regionali, si sviluppano all’esterno del sito interessato e ben lontane da esso (rif. Figura 24); in particolare:

- zona SIC IT 9130006 “Pineta dell’Arco Ionico”, distante dal punto più prossimo, circa 8 e 6 Km dalle aree di progetto, rispettivamente dalla località “Girifalco” e “Lago Lungo”.

- zona SIC ZPS IT913007 – Parco Naturale Regionale Terra delle Gravine - zona IBA "Area delle Gravine", distante circa 8,3 Km dalle aree di progetto.
- Riserva Naturale Statale Stornara (L.Q. n 394 del 06/12/1991) distante circa 10 Km dalle aree di intervento.





Rete Natura 2000

-  Sito di Importanza Comunitaria (S.I.C.)
-  Zona Protezione Speciale (ZPS)
-  SIC ZPS "Area delle Gravine"

Parchi Nazionali

-  Parco Nazionale dell'Alta Murgia

Parchi Naturali Regionali

-  Terra delle Gravine
-  Dune costiere da Torre Canne a Torre S.Leonardo

FIGURA 24 – ZONE IDENTIFICATE NEL SISTEMA DI TUTELA PAESAGGISTICA

Come riportato nella "AS_GIN_REP: Relazione paesaggistica" (si veda l'Allegato per maggiori dettagli), le aree di impianto sono poste a circa 8 km dalla costa occidentale Ionica nel punto più prossimo, così come dichiarata dal D.M. 01/08/1985 di notevole interesse pubblico della costa occidentale Ionica ricadente nei comuni di Ginosa, Castellaneta Palagiano, Massafra e Taranto, istituito ai sensi della L. 1497 G.U. n. 30 del 06/02/1986.

Tale distanza implica che le aree di intervento non impattano, né interferiscono con il contesto di costa.

Analogamente, considerando la giacitura piana delle aree in esame, non c'è nessun impatto visivo, né nel contorno di contesto, né sul centro abitato di Ginosa (distante circa 10 km) e di Ginosa Marina (distante circa 7 km).

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.

3.2.6. 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.

In Figura 25 si può vedere come le aree di impianto non sono incluse nelle "Zone di protezione speciale idrogeologica" e che le aree di protezione si trovano a notevole distanza.

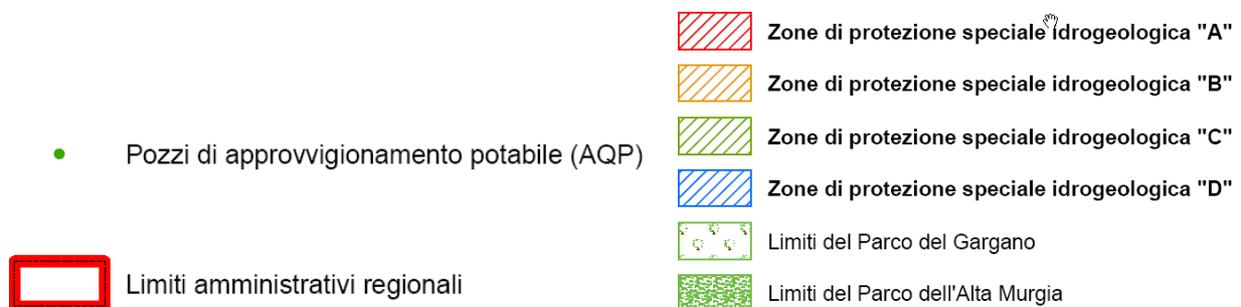
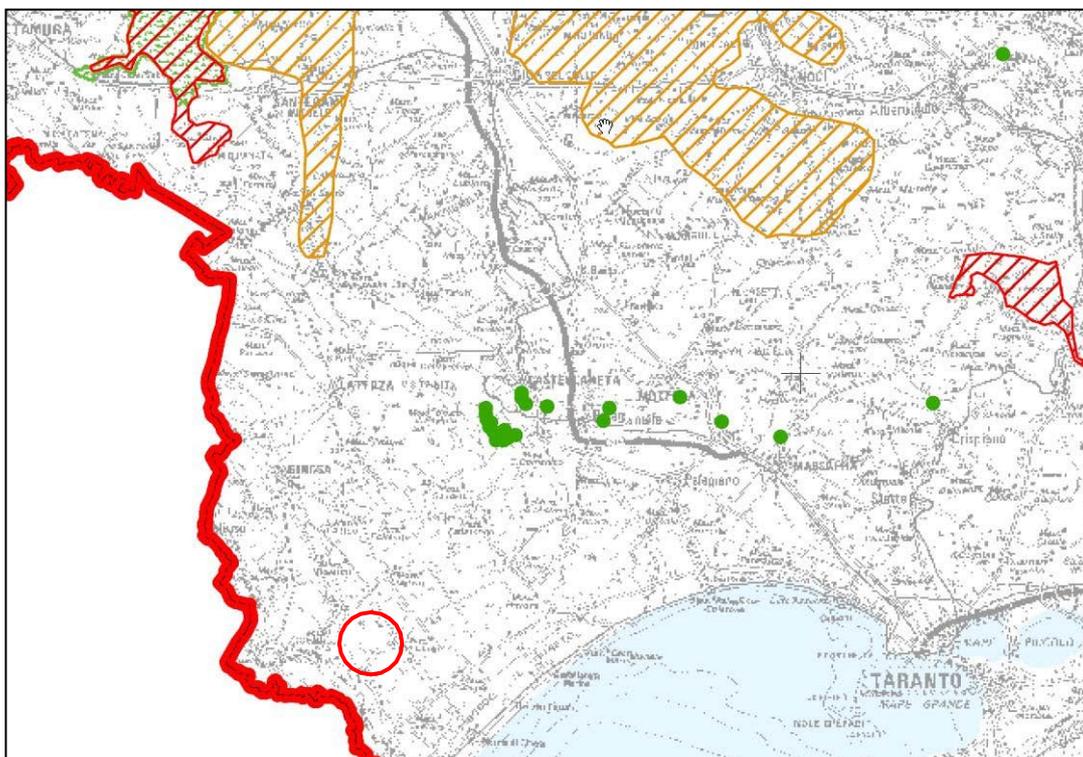


FIGURA 25 – STRALCIO "ZONE DI PROTEZIONE SPECIALE IDROGEOLOGICA" DEL PTA

Per maggiori dettagli consultare l'Allegato "AS_GIN_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 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.

3.2.7. Struttura ecosistemico-ambientale

I valori patrimoniali ecosistemico-ambientali sono rappresentati dalle 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.

Per quanto riguarda l'agrosistema, si è riscontrato un contesto non sempre aderente rispetto a ciò che è riportato nelle carte tematiche disponibili sul sito web della Regione Puglia: l'agrosistema si presenta infatti diversificato, con la presenza di uva da tavola coltivata a tendone, culture seminative e uliveti coltivati con tecniche tradizionali (rif. Figura 26).

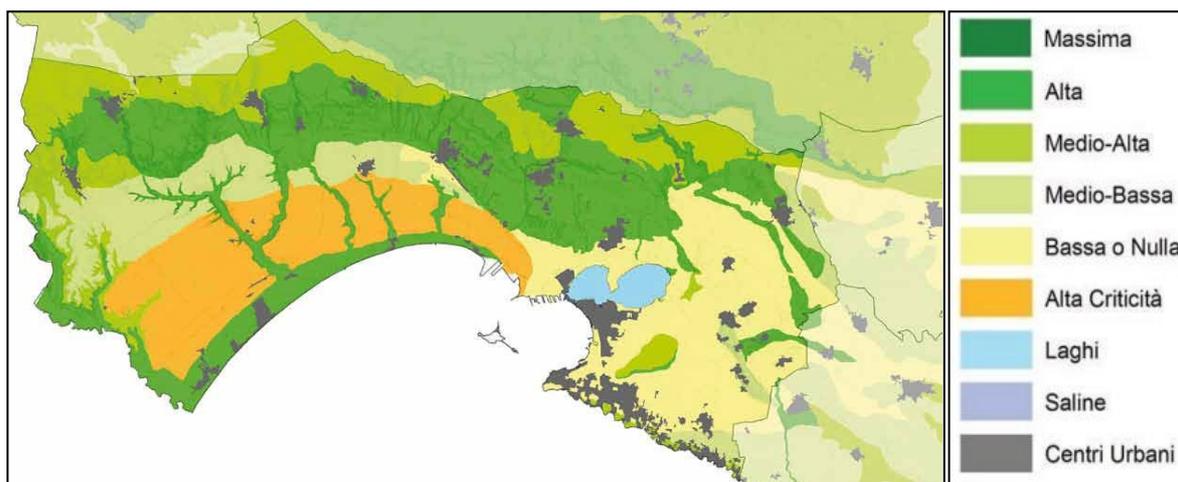


FIGURA 26 - STRUTTURA ECO-SISTEMICA AMBIENTALE

X-ELIO ITALIA 5 S.R.L

Corso Vittorio Emanuele II n. 349 - 00186 ROMA Tel.+39 06.8412640 – Fax +39 06. 8551726
Partita IVA e Iscrizione Registro Imprese di Roma n° 15361461005 REA RM- 1585250 Società
sottoposta a direzione e controllo di X-ELIO Energy, S.L.

Il paesaggio agrario non è fortemente antropizzato, con sporadici insediamenti rurali alternati a insediamenti produttivi.

Solo l'area denominata "Girifalco" si riscontra su un lato di confine la vicinanza a un'area di rispetto – boschi: esternamente a questa, sul lato Sud-Ovest, si ha presenza di BP-Bosco a una distanza di circa 500 m dal punto più vicino, oltre le coltivazioni limitrofe di agrumeto non specializzato (rif. Allegato "AS_GIN_V.03: Carta dei Vincoli nell'Area di Intervento - Vincoli Paesaggistici Bosco").

Tale sistema di bosco non è trapiantabile dall'appezzamento di intervento, grazie alla presenza della barriera frangivento costituita da cipressi e agrumi e dall'orografia che pone il sistema bosco a un dislivello di quota di circa 50 m rispetto al piano di campagna dell'area di intervento; sono quindi da escludere con visuali dall'appezzamento di impianto verso il BP – Bosco e viceversa (rif. Figura 27, Figura 28, Figura 29 e Figura 30).



FIGURA 27 – CARTA DEI VINCOLI BOTANICO VEGETAZIONALI IN LOCALITÀ "GIRIFALCO" (CAMPO NORD)



FIGURA 28 – BARRIERA CIPRESSI A COSTITUIRE QUINTA DI EFFETTO



FIGURA 29 – BARRIERA CIPRESSI ED AGRUMETI

X-ELIO ITALIA 5 S.R.L

Corso Vittorio Emanuele II n. 349 - 00186 ROMA Tel.+39 06.8412640 – Fax +39 06. 8551726
Partita IVA e Iscrizione Registro Imprese di Roma n° 15361461005 REA RM- 1585250 Società
sottoposta a direzione e controllo di X-ELIO Energy, S.L.



FIGURA 30 – SISTEMA BOSCO-VERSANTE POSTO AD UN DISLIVELLO DI QUOTA DI CIRCA 50 METRI RISPETTO AL PIANO DI CAMPAGNA DELL'AREA DI INTERVENTO

Per maggiori dettagli consultare l'Allegato "AS_GIN_REP: Relazione paesaggistica" e l'Allegato "AS_GIN_V.13: Carta della Rete Ecologica Pugliese".

Nell'Allegato "AS_GIN_V.03: Carta dei Vincoli nell'Area di Intervento - Vincoli Paesaggistici Bosco" è possibile vedere l'andamento altimetrico della vallata e le barriere frangivento esistenti nei pressi del campo nord (rif. Figura 31Figura 32), così da localizzare il progetto all'interno di aree montuose e forestali, come previsto dall'art. 15 del D. L. 25 giugno 2014, n. 91, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 agosto 2014, n. 116; **il progetto proposto sarà quindi localizzato esternamente ad aree montuose e forestali.**

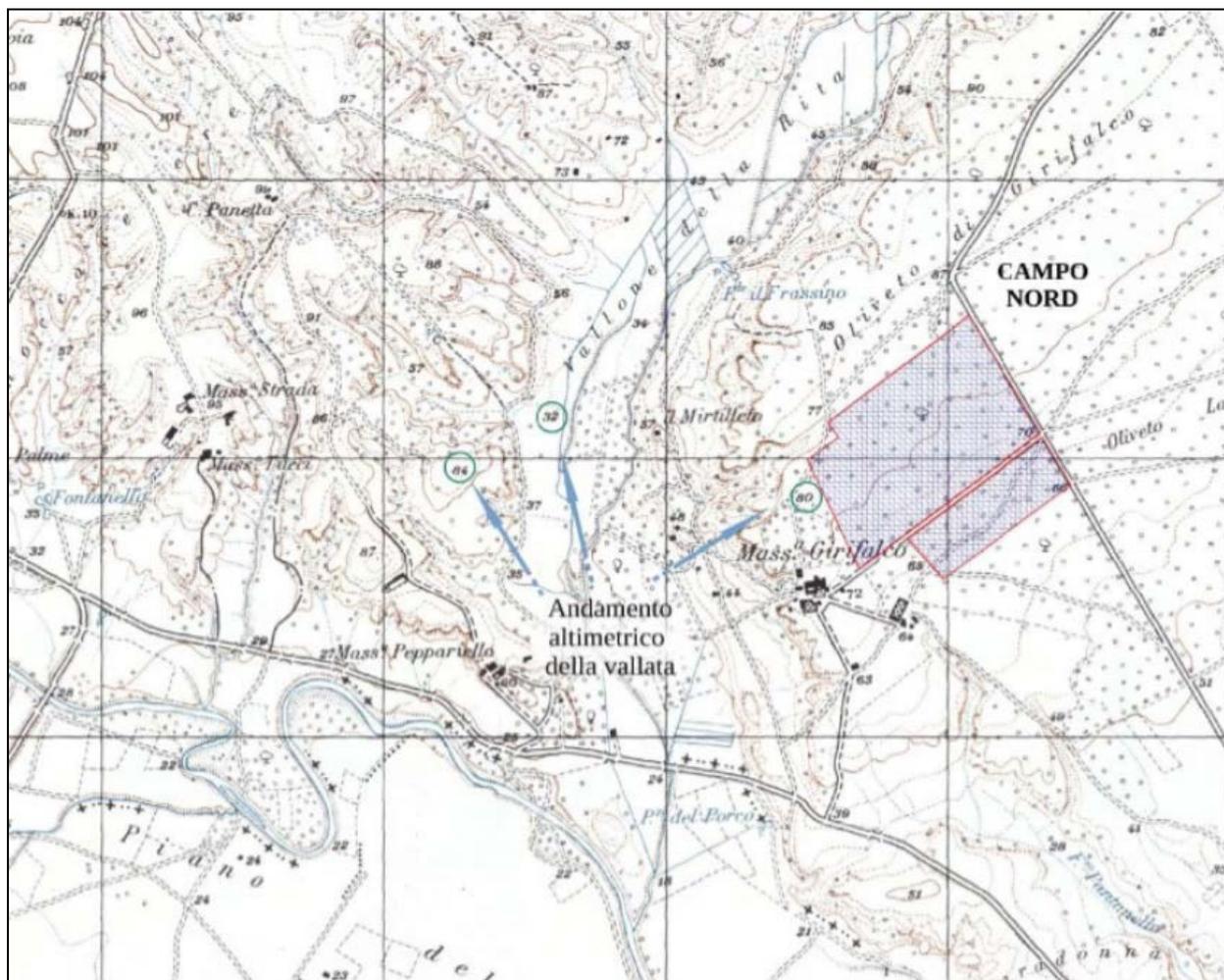


FIGURA 31 – COMPONENTE VERSANTI NELL'AREA INTERESSATA



FIGURA 32 – COMPONENTE BOSCO NELL'AREA INTERESSATA

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.

3.2.8. Parchi e Aree Protette – Ulivi monumentali

Come approfondito nella "AS_GIN_R4: Relazione geologica" e nella Sentenza 00586/2022 del TAR Lecce, 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.

L'area oggetto di esame è inoltre esterna a Parchi e aree Protette, così come mostrato in Figura 33.

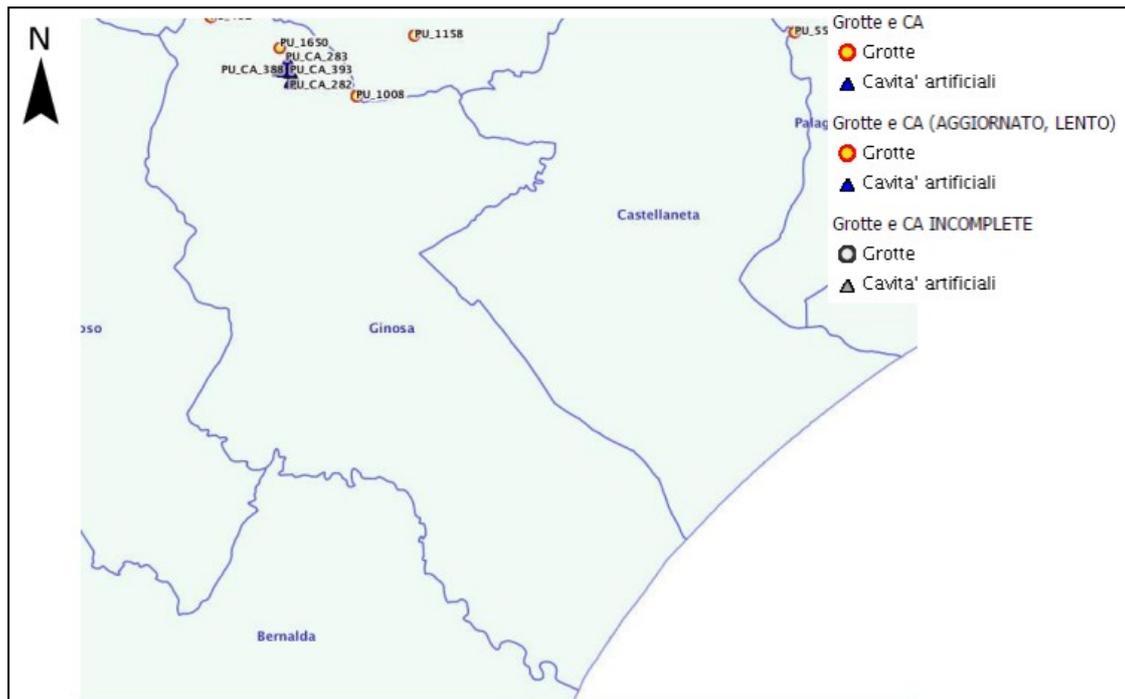


FIGURA 33 – STRALCIO CARTOGRAFICA SIC-ZPS – AREE PROTETTE, ULIVI MONUMENTALI (SIT PUGLIA)

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 34. è possibile vedere come le zone in oggetto di esame non sono interessate da aree a vincolo, mentre sono prossime a piccole strutture urbane, come masserie, case coloniche o a uso agricolo.

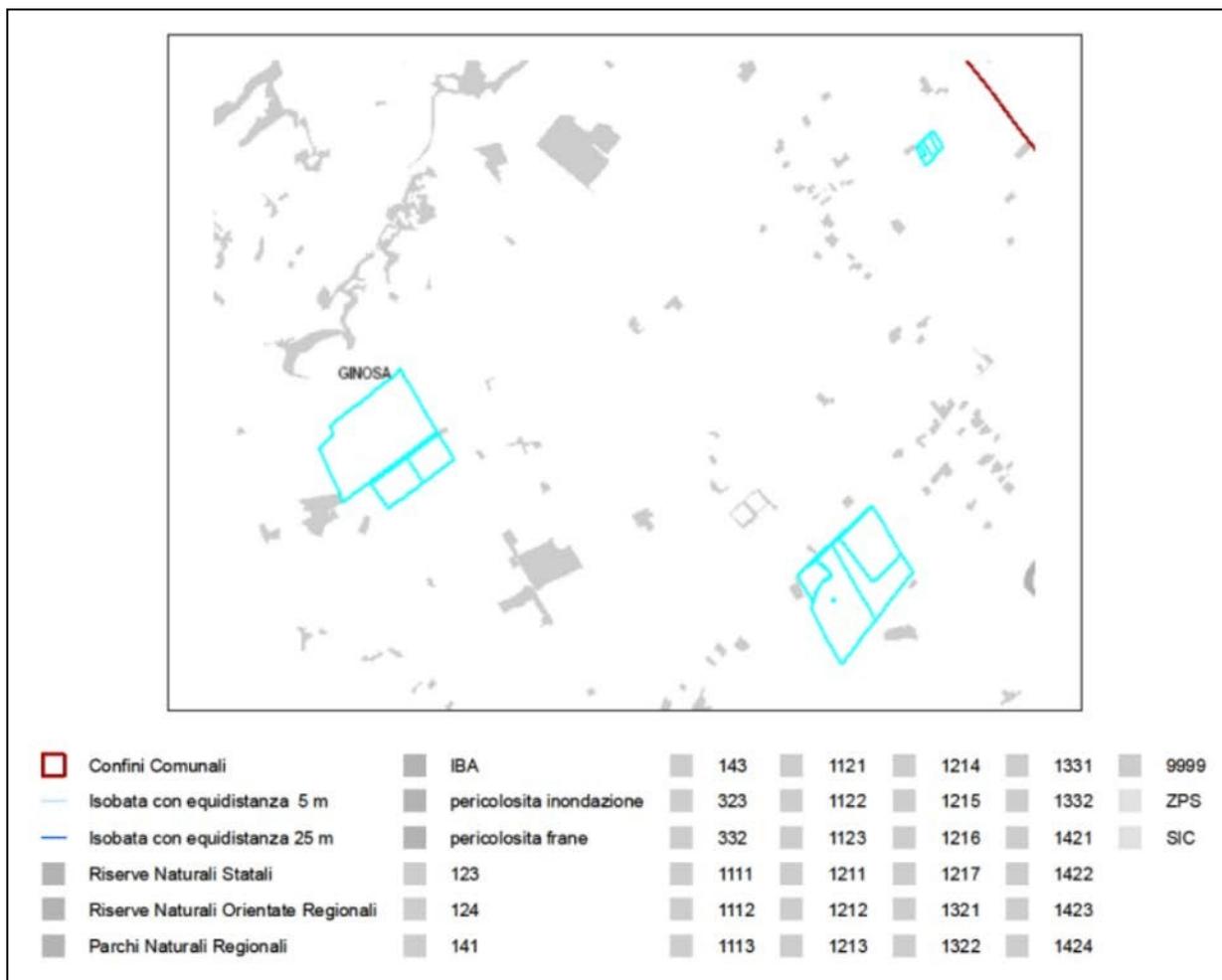


FIGURA 34 – PRAE – AREE VINCOLATE (SIT PUGLIA)

Dal punto di vista giacimentologico la zona è caratterizzata da depositi sabbioso-limosi, con presenza di numerose cave per l'estrazione di sabbie per la produzione di conglomerati e cementi (rif. Figura 35).

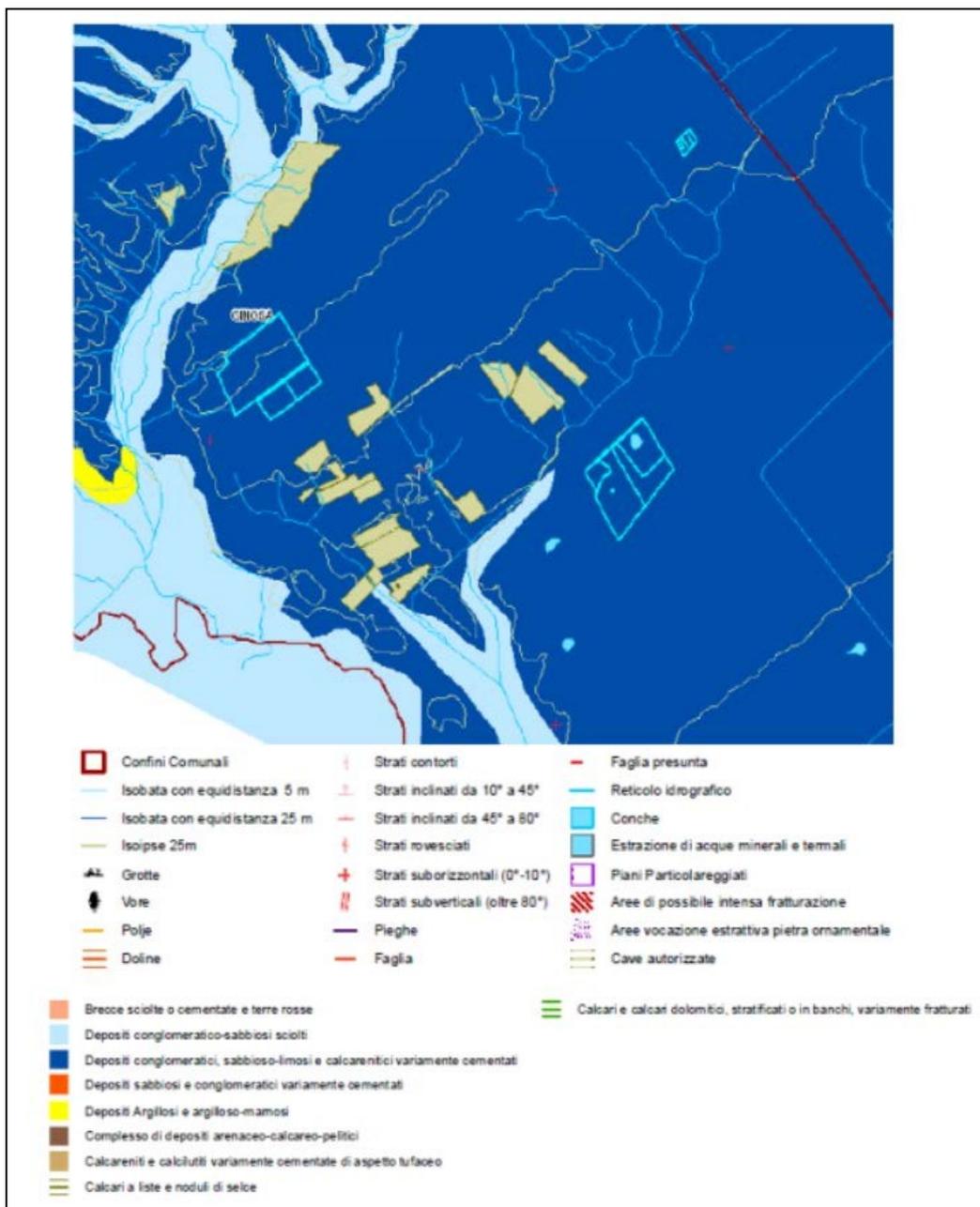


FIGURA 35 – PRAE – CARTA GIACIMENTOLOGICA (SIT PUGLIA)

Per maggiori dettagli si veda l'Allegato "AS_GIN_R4: Relazione geologica"AS_GIN_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.

X-ELIO ITALIA 5 S.R.L

Corso Vittorio Emanuele II n. 349 - 00186 ROMA Tel.+39 06.8412640 – Fax +39 06. 8551726
 Partita IVA e Iscrizione Registro Imprese di Roma n° 15361461005 REA RM- 1585250 Società
 sottoposta a direzione e controllo di X-ELIO Energy, S.L.

3.2.10. Sismicità dell'area

In base all'Ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 3274/03 e s.m.i., il territorio di Ginosa è classificato tra i comuni a basso rischio sismico (Zona 3), così come indicato in Figura 36.

Come indicato più approfonditamente nella "AS_GIN_R4: Relazione geologica", 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_{gg}), in condizioni di campo libero su sito di riferimento rigido, con superficie topografica orizzontale.

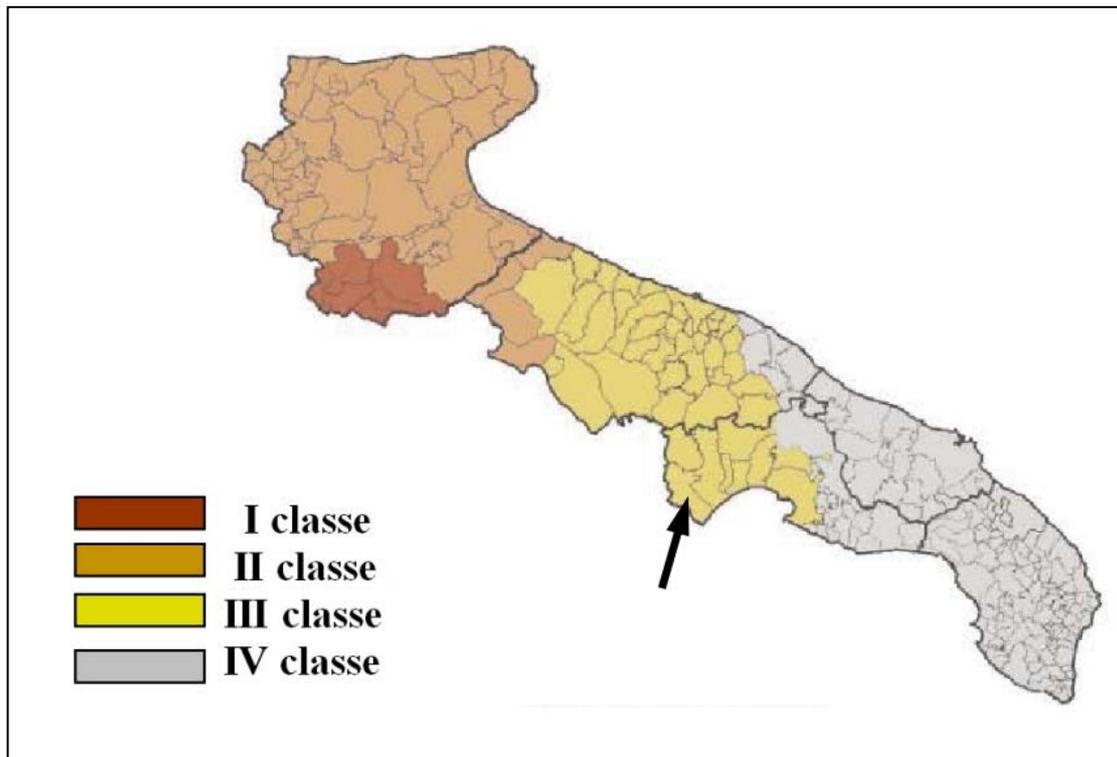


FIGURA 36 – ZONAZIONE SISMICA DELLA REGIONE PUGLIA (INGV)

A conclusione dello studio sismico effettuato, risulta quindi che **l'area in esame rientra in una zona a bassa 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 Ginosa (di seguito indicato anche come PRG).

3.3.1. Piano Regolatore Generale del Comune di Ginosa (PRG)

Il Piano Regolatore Generale (di seguito anche PRG) del Comune di Ginosa è stato approvato definitivamente dalla Regione Puglia con il D.G.R. n. 1606 del 05/11/2001.

Come si vede dalla consultazione degli atti, le aree di impianto fotovoltaico prese in esame ricadono nella Zona tipizzata E, denominata "Zona Agricola"; in tale zona non ricadono colture di pregio così come definiti.

Per maggiori dettagli consultare l'Allegato "AS_GIN_REP: Relazione paesaggistica" e l'Allegato "AS_GIN_V.14: Studio Inserimento Urbanistico".

3.4. Sintesi dell'analisi di compatibilità e coerenza

In Tabella 5 viene riportata una sintesi dell'analisi di compatibilità e coerenza del progetto proposto con il contesto programmatico finora esposto.

Strumento normativo	Coerente	Compatibile
Livello di programmazione Comunitario e Nazionale		
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	
Livello di programmazione Regionale		
Piano di Assetto Idrogeologico della Regione Puglia (PAI)	X	X
Rischio Geomorfologico	ASSENTE	
Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (PPTR)	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	
Livello di programmazione Locale		
Piano Regolatore Generale del Comune di Ginosa (PRG)	X	X

TABELLA 5 – SINTESI DELL'ANALISI DI COMPATIBILITÀ E COERENZA DEL PROGETTO CON LA NORMATIVA

VIGENTE

Come si vede, l'analisi effettuata nel presente SIA evidenzia come **il progetto proposto risulta 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 oggetto della presente proposta punta a realizzare una centrale di produzione di energia elettrica da fonte solare denominata "Ginosa", a inseguimento monoassiale, con asse inclinato con rotazione assiale e azimut fisso, che alloggerà 155.624 moduli fotovoltaici da 440 W, con una potenza complessiva pari a 68.474,56 kWp, collegati a 38 inverter con $P_{nom} = 1,64$ MW ciascuno. **Resta inteso che questi dati potrebbero subire delle leggerissime variazioni in fase esecutiva in base ai modelli di pannelli ed inverter che si troveranno in commercio al momento della costruzione. La potenza nominale finale dell'impianto sarà comunque uguale o al massimo inferiore a 68.474,56 MW.**

Il progetto prevede anche le opere di connessione alla RTN elettrica di Terna SPA, inclusa la sottostazione utente di trasformazione MT/AT e la linea di connessione in AT alla sottostazione in località "Ciavurro", nell'agro di Ginosa di proprietà Terna SpA alla tensione di 150 kV.

La centrale fotovoltaica sarà divisa in due sottocampi fotovoltaici ("Girifalco" e "Lago Lungo"), posti rispettivamente a circa 9 km (per "Girifalco") e a circa 4,5 km (per "Lago Lungo") dalla Sottostazione Utente (SSE). **La potenza nominale dei pannelli è pari a 68,475 MW mentre la potenza nominale degli inverter lato corrente alternata di immissione è pari a 57,4 MW, infine la potenza nominale di immissione permessa da Terna Spa come da STMG è pari a 50 MW.**

Per la connessione alla RTN il progetto prevede la realizzazione di una Centrale Elettrica Utente della Potenza di 68,475 MW da annette in antenna alla futura Stazione Elettrica di Terna S.p.A. a 150 kV denominata "Ginosa 150 RTN" e tutte le opere necessarie per realizzare i collegamenti in entra-esce a 150 kV aerei in semplice e doppia terna, dalle linee esistenti RTN 150 kV "Pisticci – Taranto 2" codice 22252 in doppia terna, e "Ginosa – Matera" codice 23625 in semplice terna.

La centrale di produzione fotovoltaica sarà suddivisa in tre aree con due sottocampi ("Campo Nord" e "Campo Sud") posti rispettivamente a circa 9 km (per il "Campo Nord") e a circa 4.5 km (per il "Campo Sud") dalla Sottostazione Elettrica di Utente (SEU) e la SSE Terna. La potenza nominale dei pannelli è pari a 68,475 MW mentre la potenza nominale degli inverter lato corrente alternata di immissione è pari a 57,4 MW.

L'area individuata per la realizzazione delle SSE Terna e della SE Utente, è situata località "Mandorleto Rita", lungo la Strada Comunale n. 135, anch'essa nel Comune di Ginosa (TA). La Sottostazione di trasformazione "Xelio Italia 5" sarà provvista di un trasformatore di almeno 70 MVA 150/30 kV e di tutte le infrastrutture necessarie al collegamento con la Stazione Terna. Nella Sottostazione Utente sarà presente una cabina di smistamento e connessione trafo AT/MT. E' importante rimarcare che la stazione di smistamento di Terna sarà poi realizzata da Terna Spa e farà parte della Rete di Trasmissione Nazionale. Su tale SE di smistamento saranno collegati altri impianti di produzione su differenti stalli ivi presenti. Allo stallo della stazione di smistamento a cui si collegherà l'impianto in oggetto, si collegheranno anche altri impianti di produzione. Come previsto dal TICA (Testo Integrato delle Connessioni Attive) emanato da ARERA, in un'ottica di ottimizzazione delle RTN, Terna SPA ha chiesto alla X-ELIO ITALIA 5 srl di condividere lo stallo con i seguenti produttori: Renantis Italia S.r.l., Gamma Orione srl, Acciona Energia Global Italia S.r.l., Castellaneta PV S.r.l. con i quali è stato sottoscritto un accordo di condivisione dello stallo. Al livello di opere comuni tale accordo nulla varia rispetto all'impianto X-ELIO ITALIA 5 srl in quanto il presente impianto è stato il primo in ordine di tempo ad essere benestariato da Terna e pertanto di fatto la realizzazione delle opere comuni necessarie alla connessione degli altri impianti non impatta sul progetto in parola.

Il "Campo Nord" ospiterà una Cabina di Smistamento, più cinque Cabine di Trasformazione MT/BT, 30/0,63 kV ("Cabina 1 Campo Nord", "Cabina 2 Campo Nord", "Cabina 3 Campo Nord", "Cabina 4 Campo Nord" e "Cabina 5 Campo Nord"); il "Campo Sud" ospiterà cinque Cabine di Trasformazione MT/BT, 30/0,63 kV ("Cabina 1 Campo Sud", "Cabina 2 Campo Sud", "Cabina 3 Campo Sud", "Cabina 4 Campo Sud" e "Cabina 5 Campo Sud") e una cabina di smistamento. Per maggiori dettagli, fare riferimento alla "Relazione tecnica impianto elettrico".

X-ELIO ITALIA 5 S.R.L

Corso Vittorio Emanuele II n. 349 - 00186 ROMA Tel.+39 06.8412640 – Fax +39 06. 8551726
Partita IVA e Iscrizione Registro Imprese di Roma n° 15361461005 REA RM- 1585250 Società
sottoposta a direzione e controllo di X-ELIO Energy, S.L.

Per maggiori dettagli, fare riferimento alla "AS_GIN_R8: Relazione tecnica e calcolo preliminare degli impianti" (si veda l'Allegato).

4.1.1. Elementi dell'impianto

L'impianto fotovoltaico sarà costituito dai seguenti elementi:

- 1) Tracker con strutture per il supporto dei moduli in grado di alloggiare 56 o 84 moduli fotovoltaici, disposti in verticale su due file, in modo da costituire 2 o 3 stringhe da 28 moduli; ogni struttura sarà dotata di motorizzazione per l'inseguimento monoassiale Est-Ovest della radiazione solare;
- 2) n. 155.624 moduli fotovoltaici in silicio monocristallino LR4-72HPH-440M da 440 Wp della LongiSolar, per una potenza complessiva di picco pari a 68.474,56 kWp;

- 3) n. 350 quadri di campo, ciascuno capace di raccogliere al massimo 16 stringhe tipo StringBox 160 della Ingeteam, con tensione massima di sistema pari a 1.500 V;
- 4) n. 10 Skid (Cabine di Trasformazione 30/0,63 kV) di dimensioni max pari a 12 x 3,5 m x h 3 m, da ubicare all'interno delle proprietà, dotati complessivamente di:
 - n. 8 trasformatori in olio, con potenza pari a 6.560 kVA e rapporto di trasformazione 0,63/30 kV, ubicati in altrettante Cabine di Trasformazione;
 - n. 1 trasformatore in olio con potenza pari a 3.280 kVA e rapporto di trasformazione 0,63/30 kV, ubicato nella cabina 1 del "Campo Nord";
 - n. 1 trasformatore in olio con potenza pari a 1640 kVA e rapporto di trasformazione 0,63/30 kV, ubicato nella cabina 4 del "Campo Sud";
 - n. 35 inverter INGECON SUN 1640TL B630 con potenza nominale pari a 1.640 kVA;
- 5) n.10 locali deposito da intendersi come futuri locali per batterie di accumulo;
- 6) n.2 cabine di smistamento con funzione di collettori dei cavi provenienti dalle Cabine di trasformazione rispettivamente dei Campi Nord e Sud;
- 7) n.2 Locali Servizi Ausiliari (LSA) dove afferiscono:
 - i controlli dei sistemi di videosorveglianza con telecamere, barriere ad infrarossi, stazione meteo collegati alla stazione di controllo (Telecamere, barriere, ecc.);
 - i controlli della rete telematica di monitoraggio interna per il controllo dell'impianto mediante trasmissione dati (SCADA) e delle stazioni meteo;
- 8) n.5 container ISO con funzione di magazzino, (2 nel Campo Nord e 3 nel Campo Sud);
- 9) elettrodotto interrato MT (30 kV) per il collegamento tra le cabine di campo e le cabine di smistamento e da queste fino alla Stazione di Utenza MT/AT;
- 10) Stazione di Utenza "Xelio Italia 5" MT/AT ubicata in prossimità della costruenda stazione "Ginosa 150 RTN" di consegna a 150 kV con all'interno n.1 cabina di smistamento e connessione trafo AT/MT;
- 11) elettrodotto interrato in AT (150 kV) di collegamento tra la stazione di utenza e la stazione RTN di consegna;
- 12) Nuova Stazione Elettrica "Ginosa 150 RTN" di Terna

- 13) collegamenti in entra-esce a 150 kV aerei in semplice e doppia terna dalle linee esistenti RTN 150 kV "Pisticci – Taranto 2" e "Ginosa – Matera".
- 14) Rete telematica di monitoraggio interna per il controllo dell'impianto mediante trasmissione dati.

Ciascun modulo fotovoltaico avrà dimensioni pari a 2115 x 1052 x 35 mm e sarà composto da 144 celle fotovoltaiche in silicio monocristallino ad alta efficienza, connesse elettricamente tra loro, per una potenza complessiva di 440 Wp (rif. Figura 37 e Tabella 6); in totale l'impianto sarà composto da 155.624 moduli, per una potenza totale di picco pari a 68.474,56 kWp, per una produzione di 128.657.153,5 kWh/anno, per una superficie di 400.2020 m² (cfr. Tabella 21) .

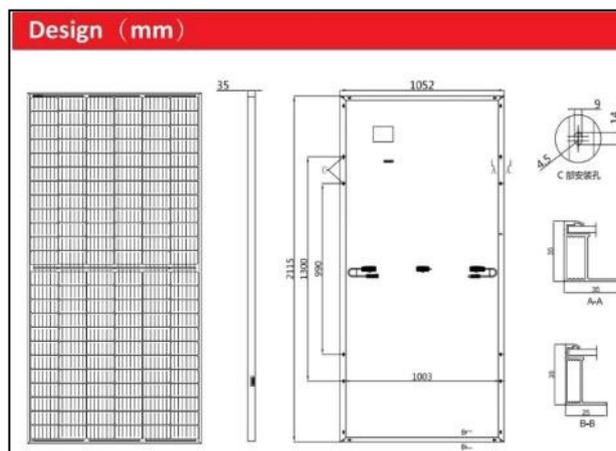


FIGURA 37 – DIMENSIONI DEI PANNELLI FOTOVOLTAICI

Electrical Characteristics									Test uncertainty for Pmax: ±3%	
Model Number	LR4-72HPH-420M		LR4-72HPH-425M		LR4-72HPH-430M		LR4-72HPH-435M		LR4-72HPH-440M	
Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax/W)	420	311.1	425	314.8	430	318.5	435	322.2	440	326.0
Open Circuit Voltage (Voc/V)	48.8	45.5	49.0	45.7	49.2	45.9	49.4	46.1	49.6	46.3
Short Circuit Current (Isc/A)	11.04	8.90	11.11	8.95	11.19	9.02	11.26	9.08	11.33	9.13
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	40.2	37.1	40.4	37.3	40.6	37.5	40.8	37.7	41.0	37.9
Current at Maximum Power (Imp/A)	10.45	8.38	10.52	8.44	10.60	8.50	10.67	8.56	10.74	8.61
Module Efficiency(%)	18.9		19.1		19.3		19.6		19.8	
STC (Standard Testing Conditions): Irradiance 1000W/m ² , Cell Temperature 25 C, Spectra at AM1.5										
NOCT (Nominal Operating Cell Temperature): Irradiance 800W/m ² , Ambient Temperature 20 C, Spectra at AM1.5, Wind at 1m/S										

TABELLA 6 – CARATTERISTICHE ELETTRICHE DEI PANNELLI FOTOVOLTAICI

X-ELIO ITALIA 5 S.R.L

Corso Vittorio Emanuele II n. 349 - 00186 ROMA Tel.+39 06.8412640 – Fax +39 06. 8551726
Partita IVA e Iscrizione Registro Imprese di Roma n° 15361461005 REA RM- 1585250 Società
sottoposta a direzione e controllo di X-ELIO Energy, S.L.

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 38).

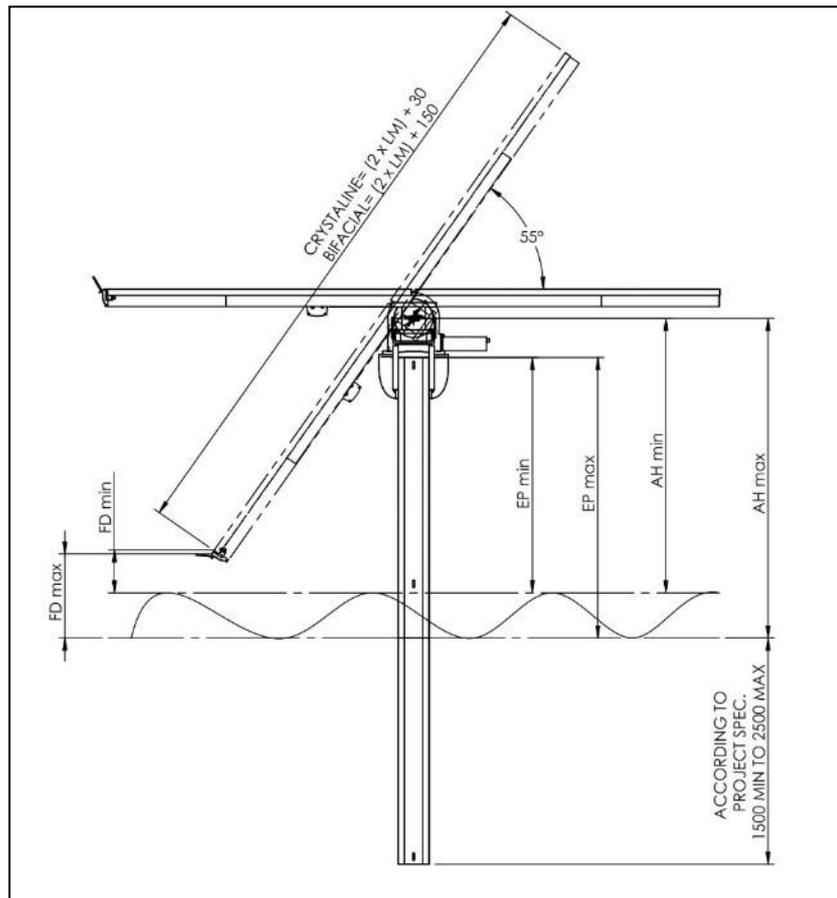


FIGURA 38 – PARTICOLARE DI ROTAZIONE DEI TRACKER

La distanza tra due tracker contigui sarà pari a 8 m e il tipo di fissaggio sarà eseguito previa battitura di pali, opportunamente disposti (rif. Figura 39).



FIGURA 39 – DISPOSIZIONE TIPO DEI TRACKER

Sono previsti due tipi di tracker: uno con lunghezza pari a 45,87 m e l'altro con lunghezza pari a 31 m; il primo con 84 moduli (3 stringhe da 28) e l'altro con 56 moduli (2 stringhe da 28).

Nel complesso i pannelli costituiranno 5.558 stringhe, ciascuna con 28 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 40 e Tabella 7).



FIGURA 40 – 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
Input						
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		
Output						
Rated total current	160 A	240 A	320 A	160 A	240 A	320 A
Maximum total current ⁽¹⁾	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 7 – SPECIFICHE ELETTRICHE DEL QUADRO DI CAMPO

La conversione da corrente c.c. a c.a. sarà realizzata tramite 40 convertitori statici trifase (inverter), con potenza nominale pari a 1640 kVA, in configurazione Dual, cioè alloggiati a coppie nelle 10 cabine di trasformazione (4 moduli da 1640 kVA per ogni cabina); gli inverter saranno DUAL

INGECON SUN 1640TL B630 della Ingeteam (rif. Figura 41 e Tabella 8), con potenza nominale pari a 3.280 kVA (2 moduli da 1640kVA).



FIGURA 41 – CABINA DI CAMPO CON 4 MODULI INVERTER

	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
Input (DC)					
Recommended PV array power range ⁽¹⁾	3,240 - 4,256 kWp	3,292 - 4,324 kWp	3,344 - 4,392 kWp	3,446 - 4,526 kWp	3,550 - 4,660 kWp
Voltage Range MPPT ⁽²⁾	910 - 1,300 V	922 - 1,300 V	937 - 1,300 V	965 - 1,300 V	994 - 1,300 V
Maximum voltage ⁽³⁾	1,500 V				
Maximum current	1,850 A per power block				
N° inputs with fuse-holders	6 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				
Input protections					
Overvoltage protections	Type II surge arresters (type I+II optional)				
DC switch	Motorized DC load break disconnect				
Other protections	Up to 15 pairs of DC fuses (optional) / Reverse polarity / Insulation failure monitoring / Anti-islanding protection / Emergency pushbutton				
Output (AC)					
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 / 3,225 kVA
Current IP54 @30 °C / @50 °C	3,000 A / 2,700 A				
Power IP56 @27°C / @50°C ⁽⁴⁾	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 ⁽⁴⁾	3,000 A / 2,656 A				
Rated voltage ⁽⁵⁾	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 ⁽⁶⁾	1				
Power Factor adjustable	Yes. S _{max} =3,274 kVA	Yes. S _{max} =3,326 kVA	Yes. S _{max} =3,378 kVA	Yes. S _{max} =3,482 kVA	Yes. S _{max} =3,580 kVA
THD (Total Harmonic Distortion) ⁽⁷⁾	<3%				

TABELLA 8 – 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, con potenza nominale pari a 6.560 kVA e rapporto di trasformazione 0,63/30 kV; 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.

4.1.2. Sottostazione Utente

La Sottostazione Utente sarà realizzata a ridosso di una Sottostazione TERNA (si veda Paragrafo 4.1.3) con le seguenti caratteristiche:

- terminali cavo AT 150 kV;
- Scaricatore a ZnO UM=170 kV, Ur=144 kV, Uc=108 kV
- Sezionatore tripolare orizzontale 170 kV motorizzato In=2000 A, Icc=31,5 kA 1 s
- Interruttore isolato in SF6 170 kV In=2000°, Icc=31,5 kA 1 s
- TA isolato in SF6 170 kV 400-200-100/1 A
- TV induttivo isolato in SF6 e3/0,1:e3 kV
- Sezionatore tripolare orizzontale 170 kV motorizzato In=2000 A, Icc=31,5 kA 1 s
- Interruttore isolato in SF6 170 kV In=2000°, Icc=31,5 kA 1 s
- TA SF6 170 kV 400-200-100/1° TV induttivo isolato in SF6 e3/0,1:e3 kV
- TV induttivo isolato in SF6 e3/0,1:e3 kV
- Scaricatore a ZnO UM=170 kV, Ur=144 kV, Uc=108 kV
- Trasformatore 150 ± 10x1,5% 30 kV 50 MVA ONAN Gruppo vettoriale YNd11, comprensivo di basamento e vasca di raccolta olio;
- Manufatto prefabbricato in cemento contenente locale quadri MT, locale trasformatore, locale misure, Sala controllo e locale Quadri BT, Magazzino, Locale Gruppo Elettrogeno, WC
- 150 DG a 150 kV provvisto di SPG (Sistema di Protezione Generale) conforme alle prescrizioni previste dalla CEI 0-16 ediz. 2019-04 e dalla CEI 99-2 ed. 2014-09. Per la esecuzione dell'impianto in oggetto sarà necessario realizzare, adiacente alla Sotto Stazione Utente, una Sotto Stazione TERNA che intercetti una linea in alta tensione a 150 kV. Tale Sottostazione riceverà in configurazione entra-esce due linee in alta tensione che transitano nelle immediate vicinanze, permettendo un potenziamento dell'intera

infrastruttura elettrica dell'area, con capacità di smistamento di circa 200 MVA complessivi.

La centrale fotovoltaica avrà una potenza complessiva di 68.474,56 kWp, con perdite stimate complessive del 17,5% e potenza massima di immissione di circa 58.000 kW; questo farà in modo che, nei periodi in cui la potenza di generazione supera il limite di 50 MW, la potenza in esubero venga ridotta in modo automatico sotto il massimo valore di potenza immessa (si faccia riferimento agli schemi planimetrici e unifilari allegati).

4.1.3. Sottostazione TERNA

Nell'area adiacente la Sottostazione Utente dovrà essere realizzata una Sottostazione esercita da TERNA, per intercettare una linea in alta tensione a 150 kV; questa riceverà, in configurazione entra-esci, due linee in AT, che transitano nelle immediate vicinanze, in modo che si possa potenziare l'intera infrastruttura elettrica dell'area, con capacità di smistamento di circa 200 MVA complessivi.

All'interno di questa Sottostazione saranno realizzati 4 stalli per l'entra-esci delle linee in AT, che dovranno essere sezionate e messe in parallelo sul doppio sistema di sbarre della Sottostazione; ci saranno altri 2 stalli disponibili per futuri ampliamenti della RTN, uno stallo per la connessione a 150 kV della SSE della Centrale di produzione elettrica "Ginosa" e altri 4 stalli per futuri utenti in AT (si faccia riferimento agli schemi planimetrici e unifilari allegati al progetto elettrico).

4.1.4. Rete di Media Tensione

Per collegare i campi fotovoltaici alla Sottostazione Utente, verrà realizzata una rete di MT attraverso un percorso che coinvolge sia le aree dei campi stessi, sia strade pubbliche.

L'interconnessione MT collegherà 12 cabine così suddivise:

- 1 cabina di Sottostazione Utente
- 1 cabina di smistamento
- 5 cabine di trasformazione, poste in entra-esci nel campo "Girifalco", ciascuna con trafo da 6,56 MVA 30/0,63 kV

- 5 cabine di trasformazione, poste in entra-esce nel campo "Lago Lungo", ciascuna con trafo da 6,56 MVA 30/0,63 kV

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

- 4 linee interrate con cavo del tipo RG7H1R 18/30 kV 2x3x(1x240) mm², che collegano la Cabina SSE Utente arrivano alla "Cabina di Smistamento", posta nel Campo fotovoltaico Lago Lungo; tali 4 linee porteranno ciascuna il 25% della potenza totale (12,5 MVA) in normali condizioni di esercizio (circa 316 A), con una lunghezza complessiva di circa 4.500 m, di cui circa 4.100 m su strada pubblica e circa 400 m all'interno del campo Lago Lungo;
- 2 linee interrate che collegano rispettivamente la Cabina di smistamento alla Cabina 1 di Girifalco (4.500 m) e la Cabina 5 di Girifalco (5.000 m), realizzando un percorso ad anello, mantenuto aperto tra la seconda e la terza cabina di Girifalco in normali condizioni di esercizio; le cabine dalla 1 alla 5 di Girifalco saranno collegate tra loro mediante linea interrata a 30 kV, ciascuna con cavo del tipo RG7H1R 18/30 kV 2x3x(1x240) mm²;
- 2 linee interrate che collegano rispettivamente la Cabina di smistamento alla Cabina 1 di Lago Lungo (100 m) e la Cabina 5 di Lago Lungo (540 m), realizzando un percorso ad anello, mantenuto aperto tra la seconda e la terza cabina di Lago Lungo in normali condizioni di esercizio; le cabine dalla 1 alla 5 di Lago Lungo saranno collegate tra loro mediante linea interrata a 30 kV, ciascuna con cavo del tipo RG7H1R 18/30 kV 2x3x(1x240) mm².

I cavi MT passeranno in cavidotti interrati a -1 m dal piano di calpestio e 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 della rete non dovrà essere superiore al 2% massimo.

4.1.5. Cabine MT/BT

Come indicato nella "AS_GIN_R8: Relazione tecnica e calcolo preliminare degli impianti", le dieci cabine di smistamento e trasformazione dovranno essere realizzate secondo il sistema del costruttore Ingeteam, che propone per il fotovoltaico un insieme di apparecchiature in esecuzione esterno, denominato "SHE8-Double Dual Inverter":

- 1 quadro di MT con 2 sezionatori in entra-esci e protezione trafo, provvista di protezioni 50, 51, 51N;
- Cavi di collegamento tra quadro MT e trafo attraverso cunicolo predisposto;
- 1 trasformatore in olio in esecuzione esterna con $S=6,56$ MVA, 30/0,63 kV, con doppio avvolgimento lato BT;
- Sistema di blindosbarra per collegamento a 630 V degli inverter fotovoltaici;
- 4 inverter fotovoltaici in esecuzione esterna, ciascuno con potenza di 1587 kVA a 50°C, con potenza complessiva del sistema di 6,348 kVA;
- 1 trasformatore 630/400 V da 100 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.

Nelle vicinanze di ogni cabina è prevista l'installazione di un prefabbricato (dimensioni 2,5 x 5 x 2,5 m) per l'alloggiamento del quadro BT dei servizi ausiliari, delle apparecchiature informatiche e di supervisione, di un eventuale videoregistratore, centrale antintrusione, ecc.; tale locale sarà provvisto di un punto luce in esecuzione stagna e un gruppo prese elettriche di servizio monofase (pc, ecc.).

4.1.6. Impianto di terra

Ciascuna delle aree costituenti l'impianto sarà munita di un proprio impianto di terra, interconnessi tra loro tramite la maglia esterna di terra dei cavi MT della rete interna.

La sottostazione Utente dovrà essere munita di impianto di terra realizzato con corda di rame di $S=50$ mm², interrato a una profondità di $h=-50$ cm, posto in forma magliata sull'intera area della sottostazione, con lato della maglia di 10 m.

Tutte le cabine elettriche del campo fotovoltaico di Lago Lungo dovranno avere un impianto di terra formato da corda di rame di $S=50$ mm² interrata a una profondità di $h=-50$ cm, posta ad anello intorno alla rispettiva cabina. A tale anello dovranno essere collegati tutti i tracker del relativo campo fotovoltaico, con unica corda in rame di $S=50$ mm², che intersechi tutti i tracker e li colleghi

al sistema disperdente (un punto per tracker). Dovrà essere collegata all'anello di terra posto all'esterno della cabina (distanza 1 m su tutto il perimetro) anche la rete magliata della platea, che ospiterà i basamenti su cui poggeranno gli skid della Ingeteam.

Tutte le cabine elettriche del campo fotovoltaico di Girifalco dovranno avere un impianto di terra formato da corda di rame di $S=50 \text{ mm}^2$ interrata a una profondità di $h=-50 \text{ cm}$, posta ad anello intorno alla rispettiva cabina. A tale anello dovranno essere collegati tutti i tracker del relativo campo fotovoltaico, con unica corda in rame di $S=50 \text{ mm}^2$, che intersechi tutti i tracker e li colleghi al sistema disperdente (un punto per tracker). Dovrà essere collegata all'anello di terra posto all'esterno della cabina (distanza 1 m su tutto il perimetro) anche la rete magliata della platea che ospiterà i basamenti su cui poggeranno gli skid della Ingeteam.

L'impianto di terra dovrà soddisfare le seguenti prescrizioni:

- avere sufficiente resistenza meccanica e resistenza alla corrosione;
- essere in grado di sopportare le più elevate correnti di guasto;
- evitare danni a componenti elettrici o a beni;
- garantire la sicurezza delle persone contro le tensioni che si manifestano sugli impianti di terra per effetto delle correnti di guasto a terra.

Per la protezione delle persone da contatti indiretti sull'impianto di BT, dovranno essere installati, a protezione di tutte le utenze finali, interruttori differenziali con (di norma) $I_{dn}=0,3 \text{ A}$.

Per la determinazione del valore della resistenza di terra per guasti a terra sul lato MT dovranno essere rispettate le prescrizioni della Norma CEI 99-2 ed. 2011-07 e della CEI 0-16.

Per ciascuno dei tre siti in cui è suddivisa la Centrale Fotovoltaica Ginosa, l'impianto di terra dovrà essere unico per tutto il complesso e dovrà essere costituito da:

- **dispersore:** realizzato con corda in rame di $S=50 \text{ mm}^2$;
- **conduttore di terra:** corda in rame isolato giallo verde che collega il collettore di terra principale, posizionato in ciascuna cabina, al dispersore;

- **collettori di terra:** punti di collegamento fra dispersore, rete dei conduttori di protezione e conduttori equipotenziali, costituiti da sbarre in rame; ogni quadro elettrico ne è provvisto; sono apribili, per permettere le verifiche, ma solo mediante attrezzo;
- **conduttori di protezione PE:** conduttori isolati, con guaina di colore giallo-verde, posati lungo gli stessi percorsi dei conduttori di energia, aventi la funzione di collegare tutte le masse dell'impianto elettrico; sono sempre distinti dai conduttori di neutro; tutti i cavi multipolari utilizzati nell'impianto sono provvisti, dove possibile, di conduttore di protezione integrato;
- **conduttori equipotenziali:** conduttori isolati, con guaina di colore giallo-verde per il collegamento all'impianto di terra di tutte le masse estranee; si distinguono in conduttori principali, utilizzati per collegare ai collettori di terra le masse estranee, e conduttori supplementari, utilizzati per collegare masse estranee fra loro e ai conduttori di protezione per la realizzazione dell'equipotenzialità locale.

Il centro stella di ciascun trasformatore dovrà essere collegato a terra attraverso il collettore principale di cabina.

Per i trasformatori da 6560 kVA, i due centro stella lato BT dovranno essere collegati a terra mediante impedenza. Per i trasformatori da 100 kVA 630/400 V, il centro stella dovrà essere collegato a terra direttamente, mediante conduttore in rame.

Il trasformatore da 50 MVA 150/30 kV dovrà essere collegato, lato alta tensione, con neutro francamente a terra, lato MT con neutro collegato a terra mediante bobina di Petersen.

Il campo fotovoltaico sarà gestito come sistema IT, ovvero con nessun polo connesso a terra. Le stringhe saranno, costituite dalla serie di singoli moduli fotovoltaici e singolarmente sezionabili, provviste di protezioni contro le sovratensioni.

Deve essere prevista la separazione galvanica tra la parte in corrente continua dell'impianto e la rete, mentre la struttura di sostegno verrà regolarmente collegata all'impianto di terra esistente.

Per maggiori dettagli si veda la "AS_GIN_R8: Relazione tecnica e calcolo preliminare degli impianti".

4.1.7. Dimensionamento dell'impianto

La quantità di energia elettrica dell'impianto oggetto della presente proposta sarà calcolata sulla base dei dati radiometrici di cui alla norma UNI 10349 e utilizzando i metodi di calcolo presenti nella norma UNI 8477-1.

In fase di avvio dell'impianto, il rapporto fra l'energia (o la potenza) prodotta in corrente alternata e l'energia (o la potenza) producibile in corrente alternata, determinata in funzione dell'irraggiamento solare incidente sul piano dei moduli, della potenza nominale e della temperatura di funzionamento dei moduli, sia almeno superiore a 0,78 nel caso si utilizzino inverter di potenza fino a 20 kW e 0,8 in caso si utilizzino inverter di potenza superiore, così come previsto dalla Guida CEI 82-25.

Non sarà permesso il parallelo di stringhe non perfettamente identiche tra loro per le seguenti caratteristiche:

- Esposizione
- Marca
- Modello
- Numero di moduli impiegati

Ciascun modulo sarà dotato di diodo di by-pass e sarà sempre rilevabile l'energia prodotta e le relative ore di funzionamento.

La potenza di picco sarà di 68.474,56 kWp per una produzione di 128.657.153,5 kWh/anno, per una superficie di 931.584 m².

4.1.8. Esposizioni

L'impianto fotovoltaico è composto da 10 generatori distribuiti con esposizione Est-Ovest, con orientamento 0°, inclinazione a 48° 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 di 55,00° (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 42).

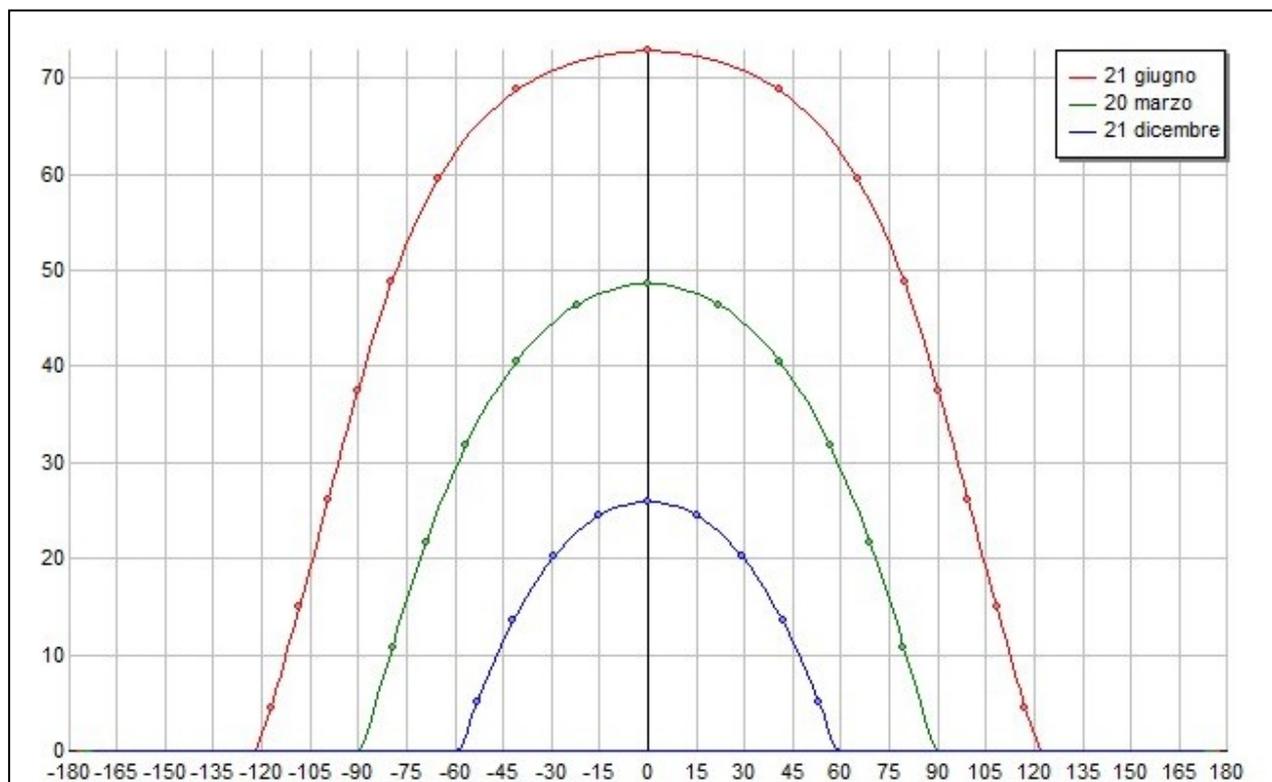


FIGURA 42 – DIAGRAMMA DI OMBREGGIAMENTO

In Tabella 9 e Figura 43 è riportata la radiazione solare mensile su base annua.

Mese	Radiazione Diretta (kWh/m ²)	Radiazione Diffusa (kWh/m ²)	Radiazione Riflessa (kWh/m ²)	Totale giornaliero (kWh/m ²)	Totale mensile (kWh/m ²)
Gennaio	3,532	0,591	0,05	4,173	129,363
Febbraio	4,119	0,756	0,068	4,942	138,387
Marzo	3,447	1,15	0,081	4,678	145,021
Aprile	4,675	1,549	0,119	6,343	190,285
Maggio	5,504	1,653	0,142	7,299	226,276
Giugno	6,78	1,827	0,172	8,779	263,363

Mese	Radiazione Diretta (kWh/m ²)	Radiazione Diffusa (kWh/m ²)	Radiazione Riflessa (kWh/m ²)	Totale giornaliero (kWh/m ²)	Totale mensile (kWh/m ²)
Luglio	8,627	1,639	0,195	10,461	324,305
Agosto	7,187	1,722	0,167	9,077	281,377
Settembre	5,056	1,416	0,114	6,587	197,611
Ottobre	4,64	1,039	0,086	5,765	178,703
Novembre	2,869	0,686	0,048	3,603	108,101
Dicembre	2,252	0,494	0,034	2,78	86,167

TABELLA 9 – RADIAZIONE SOLARE DIRETTA, DIFFUSA E RIFLESSA

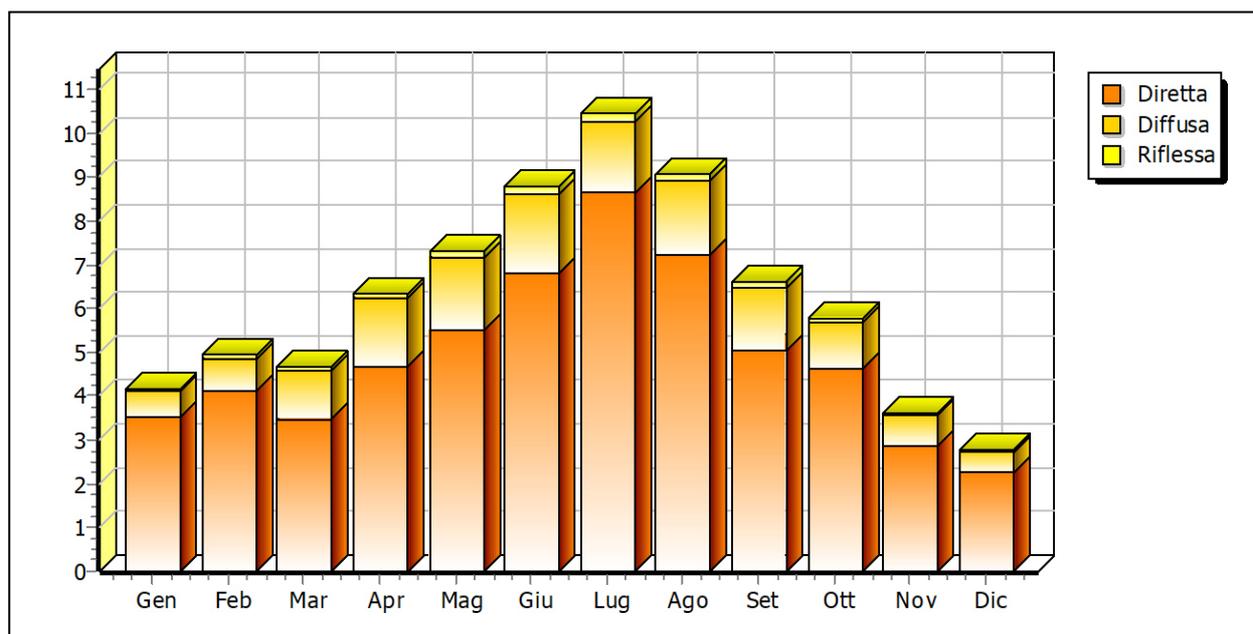


FIGURA 43 – DIAGRAMMA DI RADIAZIONE SOLARE

Per maggiori dettagli consultare la "AS_GIN_R8: Relazione tecnica e calcolo preliminare degli impianti".

4.2. Fase di costruzione

Per la realizzazione del progetto la Società Proponente prevede una durata dei lavori di cantiere di circa 13-18 mesi.

In fase di progettazione ed esecuzione della realizzazione dell'impianto e delle opere di connessione alla RTN relative, la Società Proponente dovrà seguire le linee guida indicate nell'Allegato "AS_GIN_A6: Piano di manutenzione dell'impianto e delle opere connesse" e richiedere quindi alle imprese coinvolte la documentazione per la verifica tecnico-professionale, così come previsto dall'All. XVII del D. Lgs. 81/08 e s.m.i.; in particolare il Coordinatore della Sicurezza in fase di progettazione (CSP) redigerà il Piano di Sicurezza e Coordinamento (anche detto PSC) e le imprese dovranno definire i propri Piani Operativi di Sicurezza (POS), che saranno verificati dal Coordinatore della Sicurezza in fase di Esecuzione (CSE).

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 riscontri 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 quanto concerne la viabilità interna all'impianto fotovoltaico, questa sarà costituita da strade esistenti e di nuova realizzazione, inclusi i piazzali sul fronte delle cabine e dei gruppi di conversione; la viabilità esistente per l'accesso alla centrale invece non è oggetto di particolari interventi, poiché adeguata al transito di mezzi pesanti di trasporto durante i lavori di costruzione e dismissione.

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).

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.

4.2.7. Dismissione del cantiere

Successivamente al completamento delle attività di realizzazione dell'impianto fotovoltaico, si procederà con la dismissione del cantiere, 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 15 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 20-25 anni) si procederà allo smantellamento dello stesso e al conseguente ripristino del territorio.

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 scorparabili) 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 socio-economici

La realizzazione dell'impianto proposto nel presente documento apporterà quindi importanti benefici ambientali-economico e sociali. Per quantificare tali benefici nella Tabella 10 si riportano le emissioni prodotte da impianti a fonti fossile e impianti a fonti geotermica per produrre la stessa quantità di energia annuale (di circa 115.000 MWh/anno energia sufficiente per il fabbisogno di 3.000 famiglie medie) che l'impianto fotovoltaico produce senza emissioni di alcun tipo.

Emissione annue evitate in comparazione con la stessa energia prodotta con fonti fossili tradizionali	
Anidride solforosa (SO ₂)	90.166,47 kg
Ossidi di azoto (NO _x)	113.509,06 kg
Polveri	4.027,74 kg
Anidride carbonica (CO ₂)	67.098,50 t
Emissione annue evitate in comparazione con la stessa energia prodotta da impianti a fonte energetica geotermica	
Idrogeno solforato (H ₂ S) (fluido geotermico):	3.942,57 kg
Anidride carbonica (CO ₂):	759,49 t
Tonnellate equivalenti di petrolio (TEP):	29.591,15 TEP

TABELLA 10 – EMISSIONI INQUINANTI IN ATMOSFERA DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

La riduzione dei Gas serra come la CO₂ 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 2019¹, 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), come dimostrato nelle seguenti considerazioni economiche, ma contribuisce a ridurre il surriscaldamento terrestre e quindi indirettamente la desertificazione.

Conoscendo il tessuto produttivo della provincia di Taranto 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 agrovoltica non solo mantiene la manodopera agricola (a prescindere anche dalle contingenze meteo) ma richiede manodopera specializzata in ambito elettrico ed edile.

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.

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 (cfr. par. 3.1.5) 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 fotovoltaici 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.

5.2. Alternative di localizzazione

I terreni oggetto dell'impianto (Campo Nord e Campo Sud) sono stati selezionati utilizzando come primo criterio la compatibilità con gli strumenti normativi riguardanti il paesaggio e l'ambiente. Come dimostrato nel capitolo terzo del presente documento, i terreni non ricadono in zone con vincoli di natura paesaggistico/culturale/ambientale. Il Terreno della sottostazione, è stato scelto tra i terreni migliori dal punto di vista vincolistico tra quelli nei dintorni del punto di connessione assegnato da Terna nel preventivo di connessione (STMG) dell'impianto in oggetto. Inoltre, si sono scelti terreni con culture non di pregio. Anche la necessità di realizzare la Stazione Elettrica di Smistamento è una richiesta di Terna riportata nella STMG, in quanto nella zona di Ginosa la rete di trasmissione nazionale (RTN) necessita di opere di ammodernamento e potenziamento. La costruzione della Stazione Elettrica di Smistamento quindi, costituisce una importante miglioria della RTN, migliorando la stabilità e la funzionalità della stessa RTN in tutte le zone asservite dalle Linee AT a 150kV Pisticci-Taranto e Ginosa-Matera che saranno intercettate e messe in parallelo nella futura Stazione Elettrica di Smistamento. Per questo la presente opera non solo apporterà degli indubbi benefici ambientali ed occupazionali come dimostrato nel paragrafo precedente, ma garantirà anche una miglioria della Rete di Trasmissione elettrica Nazionale, di cui beneficeranno tutte le utenze, in particolare quelle produttive, della Provincia e non solo.

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;
- presenza della Rete di Trasmissione elettrica Nazionale a una distanza tale che l'allaccio elettrico dell'impianto risulti di facile realizzazione;
- 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.

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 contenuti e permette comunque un significativo incremento della producibilità dell'impianto in relazione al suolo interessato. Inoltre i tracker porta pannelli che verranno utilizzati nella presente opera, visivamente, come primo impatto, hanno le sembianze di 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 impianti costruiti dalla XELIO 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, nonché permette lo sfruttamento agricolo del terreno come dimostrato nella relazione AS_GIN_AGV.

Inoltre, la loro continua mobilità riduce di molto l'impatto visivo (già di per sé minimo in quanto i terreni del Campo Nord e del Campo Sud 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 dell'area in esame.

Come si vedrà al termine di questa analisi, nelle zone in esame gli standard di qualità ambientale fissati dalla normativa dell'Unione Europea non sono stati superati.

6.1. Suolo

I siti che interesseranno l'impianto sono due: località "Girifalco" (campo Nord) e località "Lago Lungo" (campo Sud); per maggiori dettagli fare riferimento all'Allegato "AS_GIN_REP: Relazione paesaggistica" e all'Allegato "AS_GIN_V.07: Uso del Suolo da SIT".

Il **campo Nord** è attualmente coltivato a seminativo (foraggera di avena); il terreno risulta pianeggiante e libero da essenze arboree, nonché di natura medio impasto, tendente all'argilloso, con assenza di roccia e pietre affioranti; non sono presenti muretti a secco o elementi della tradizione locale; anche grazie alla presenza di canali di scolo lungo il perimetro e alle barriere frangivento già esistenti sul lato Sud-Ovest, l'area è ben isolata dal contesto circostante e dai fabbricati rurali presenti, che costituiscono la masseria Girifalco, di stessa proprietà dell'appezzamento dell'impianto fotovoltaico.

Il **campo Sud** è attualmente coltivato in parte a orticole annuali, mentre il terreno restante è mantenuto a terreno nudo; risulta pianeggiante e libero da essenze arboree, ed è di natura medio impasto, tendente argilloso, con assenza di roccia e pietre affioranti; non sono presenti muretti a secco o elementi della tradizione locale.

L'appezzamento destinato alla **SSE** è in parte a terreno nudo e parte a giovane oliveto di circa 30 anni; non sono presenti muretti a secco o elementi della tradizione locale. Il terreno è di natura medio impasto, tendente all'argilloso, con assenza di roccia e pietre affioranti.

Il territorio del Comune di Ginosa si estende per 187 km² ed è situato sull'Arco Ionico pugliese al confine con Bernalda, che è il primo comune della Basilicata dopo Ginosa.

Così come mostrato nell'Allegato "AS_GIN_V.07: Uso del Suolo da SIT", il comprensorio ha prevalentemente destinazione agricola con indirizzo culturale abbastanza diversificato: sono presenti ampie zone di seminativi e terreni a orticole annuali, che si alternano a vigneti a uva da tavola, oliveti e agrumeti; nella zona non ricadono colture di pregio (rif. Figura 44).

Nell'area oggetto di esame è presente la rete elettrica ed è servita dalla rete viaria esistente.

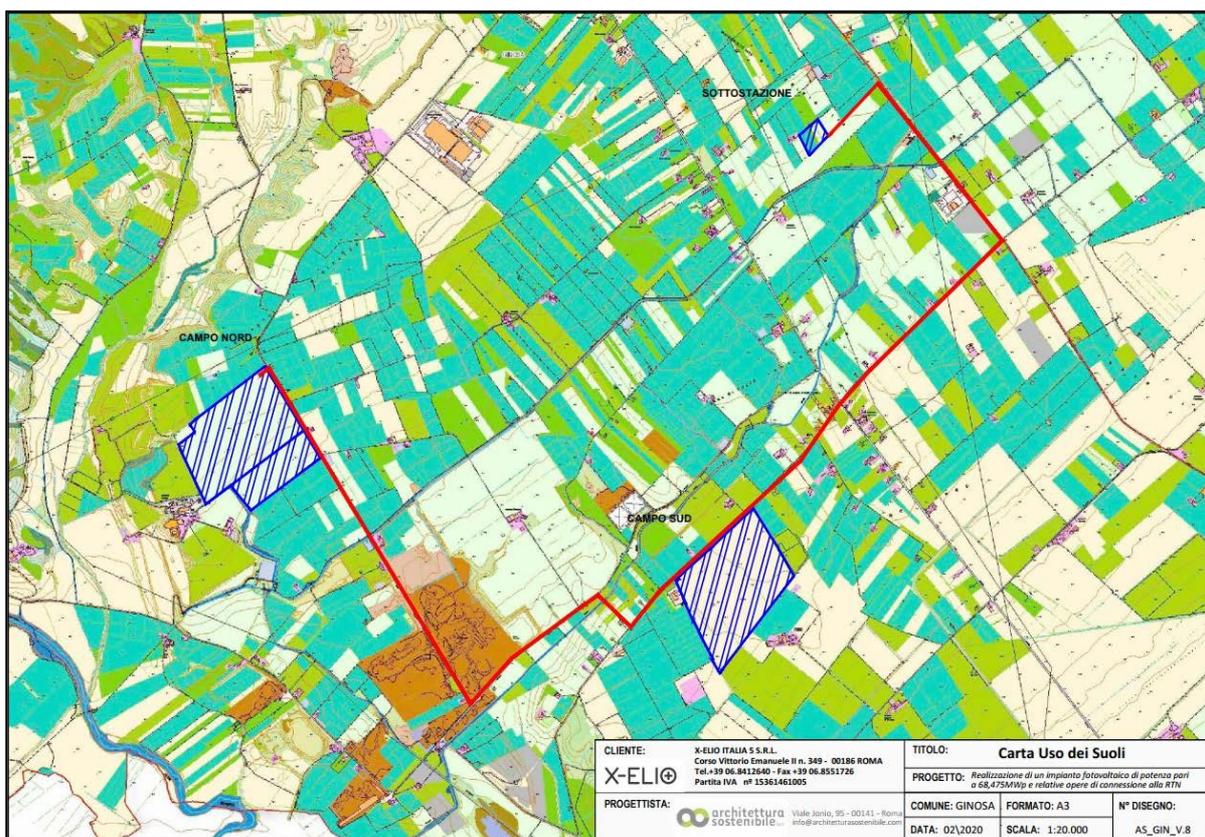


FIGURA 44 – CARTA USO DEI SUOLI

Per maggiori dettagli si faccia riferimento all'Allegato "AS_GIN_PED: Relazione pedo-agronomica".

6.2. Sottosuolo

Come mostrato nella "AS_GIN_R4: Relazione geologica", il sito in oggetto di esame non è interessato da fenomeni tettonici a carattere disgiuntivo di una certa rilevanza e non è classificato come zona sismogenetica: storicamente gli epicentri dei terremoti nel Tarantino sono concentrati

quasi esclusivamente nella zona Appenninica (altamente sismica), dei quali solo alcuni hanno presentato magnitudo elevate.

A seguito dell'Ordinanza PCM del 20 marzo 2003 n. 3274, l'INGV ha redatto la nuova mappa di pericolosità sismica di riferimento per l'individuazione delle zone sismiche; queste, divise in 4 classi di accelerazione massima del suolo (a_{max}), con probabilità di superamento del 10% in 50 anni, sono state individuate in base al sistema dei codici europei (EC8): il territorio di Ginosa rientra nelle aree di III classe, in una zona a bassa sismicità (Z3).

Come dimostrato nella "AS_GIN_R7: Relazione geotecnica e sismica", si è utilizzata la tecnica della sismica a rifrazione per determinare la velocità di propagazione delle onde longitudinali o primarie P; tale tecnica è basata sulla bifrazione delle onde elastiche a seguito del formarsi di un fronte d'onda conico, che ne consente la costruzione di immagini bidimensionali (o 3D).

In questo modo si ottiene una visione qualitativa della stratigrafia del terreno oggetto di esame, considerandone la densità, che è un parametro collegato direttamente alla velocità sismica.

Come è visibile dalla Figura 45, per il terreno in località "Girifalco" si è ottenuto quanto segue:

- Copertura: presenta uno spessore compreso tra 0,50 e 1,00 m e una velocità media delle onde P pari a 300 m/s, correlabile con il terreno vegetale;
- I-II-III orizzonte: caratterizzati da una velocità delle onde P in aumento con la profondità; passa da 500 m/s fino a 2,50-4,00 m di profondità, a 600 m/s fino a 6,00-7,00 m nell'orizzonte ultimo; è correlabile con sabbie limose con grado di compattezza da medio a buono.

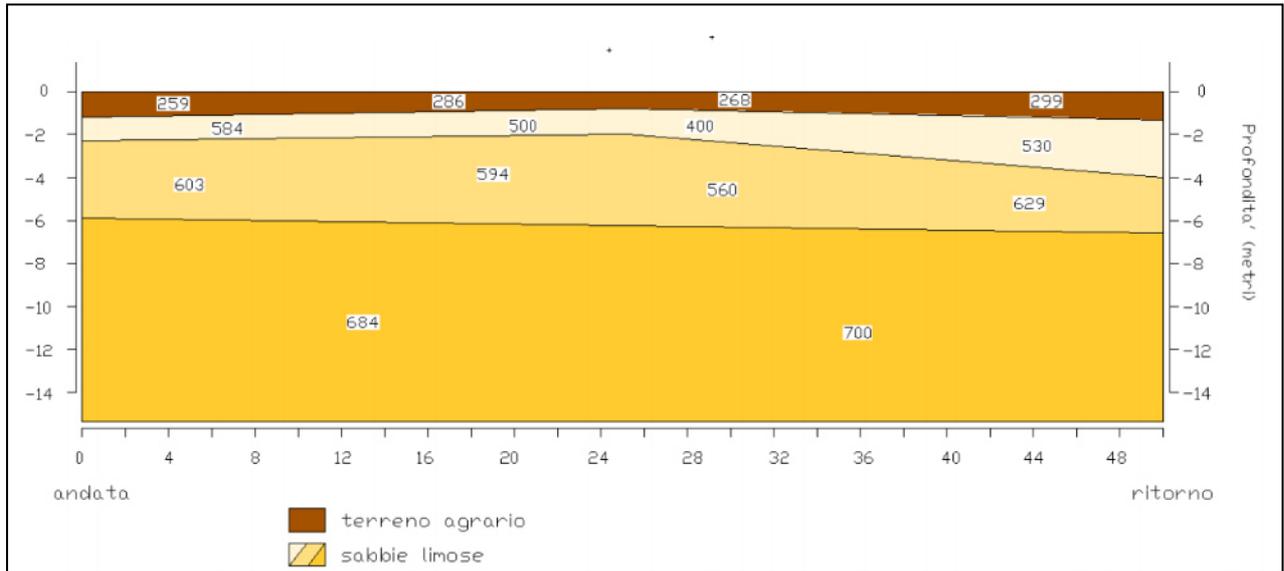


FIGURA 45 – INTERPRETAZIONE SIMMO-STRATIGRAFICA (V_P) IN LOCALITÀ "GIRIFALCO"

Come è visibile dalla Figura 46, per il terreno in località "Lago Lungo" si è ottenuto quanto segue:

- Copertura: presenta uno spessore di circa 1,00 m e una velocità media delle onde P pari a 300 m/s, correlabile con il terreno vegetale;
- I-II-III-IV orizzonte: caratterizzati da una velocità delle onde P in aumento con la profondità; passa da 500-600 m/s fino a 5-6 m di profondità, a 700-800 m/s fino a 10-11 m nell'orizzonte ultimo; è correlabile con sabbie e sabbie limose con grado di compattezza da medio a buono.

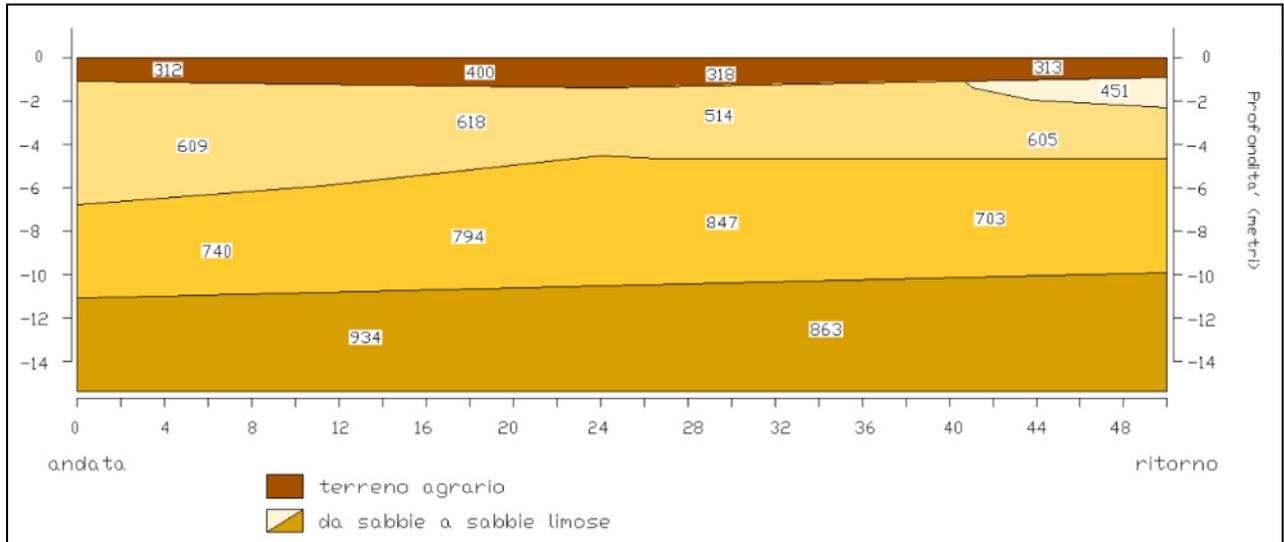


FIGURA 46 – INTERPRETAZIONE SISMO-STRATIGRAFICA (Vp) IN LOCALITÀ “LAGO LUNGO”

Il metodo “MASW” invece è una tecnica di indagine non invasiva, in quanto non necessita di perforazioni o scavi, limitando i costi, e individua il profilo di velocità delle onde di taglio verticali V_s , basandosi sulla misura delle onde superficiali, eseguita in corrispondenza di diversi sensori, quali accelerometri o geofoni, posti sulla superficie del suolo.

Generalmente i fattori in gioco sono il numero di strati del modello, il coefficiente di Poisson, la densità di massa, al variare dello spessore h e della velocità V_s degli strati; i risultati ottenuti per “Girifalco” sono mostrati in Figura 47, mentre quelli per “Lago Lungo” sono mostrati in Figura 48.

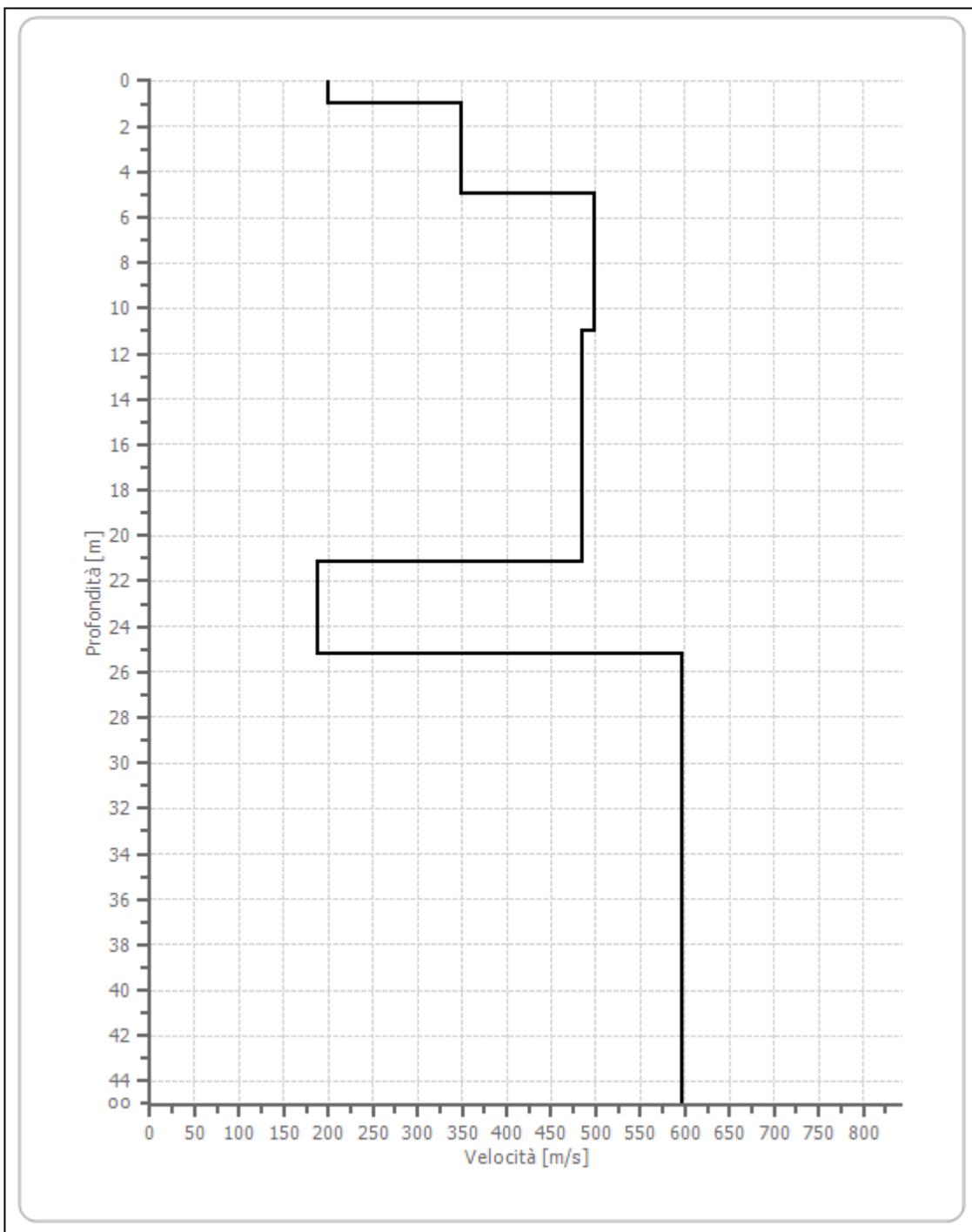


FIGURA 47 – PROFILO DI VELOCITÀ (V_s) IN LOCALITÀ "GIRIFALCO"

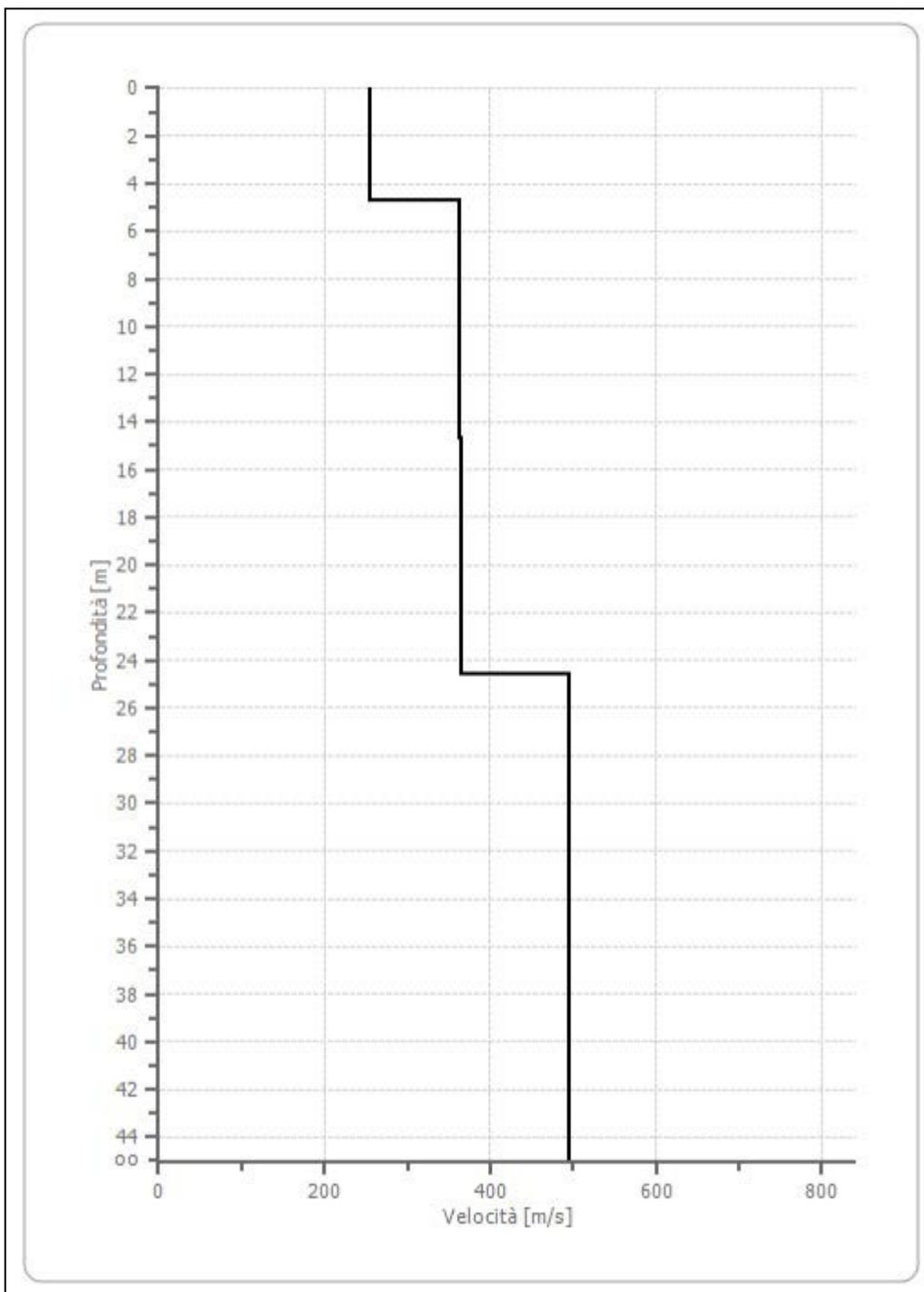


FIGURA 48 – PROFILO DI VELOCITÀ (V_s) IN LOCALITÀ "LAGO LUNGO"

In mancanza di un'analisi specifica sulla valutazione della risposta sismica locale, per definire l'azione sismica si può fare riferimento a un approccio semplificato, che si basa sull'individuazione di categorie di sottosuolo di riferimento, elencate in Tabella 11.

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

TABELLA 11 – CATEGORIE DI SOTTOSUOLO CHE PERMETTONO L'UTILIZZO DELL'APPROCCIO SEMPLIFICATO

Tale indagine ha permesso di calcolare un valore medio della velocità equivalente di propagazione delle onde di taglio con la seguente formula

$$V_{S_{eee}} = \frac{H}{\sum_{ii=1}^N \frac{h_{ii}}{V_{S_{ii}}}}$$

dove h_{ii} è lo spessore dell'*i*-esimo strato, $V_{S_{ii}}$ è la velocità delle onde di taglio nell'*i*-esimo strato, N è il numero di strati e H è la profondità del substrato, definito come quella formazione costituita da roccia o terreno molto rigido, caratterizzata da V_s non inferiore a 800 m/s.

Per cui il terreno di fondazione di "Girifalco", con una $V_{S_{eee}} = 379 \text{ m/s}$, rientra nella categoria di suolo di fondazione "B", quali terreni a grana media addensati, caratterizzati da un miglioramento delle proprietà meccaniche con la profondità; il terreno di fondazione di "Lago Lungo" invece, con una $V_{S_{eee}} = 356 \text{ m/s}$, rientra nella categoria di suolo di fondazione "C", quali terreni a grana media mediamente addensati, caratterizzati da un miglioramento delle proprietà meccaniche con la profondità.

Nella "AS_GIN_R7: Relazione geotecnica e sismica" si è eseguito anche un Sondaggio Elettrico Verticale (di seguito anche SEV), tramite il *cosiddetto metodo di prospezione geoelettrico SEV*, che consiste nell'indagare in un determinato territorio la variazione della resistività con la profondità.

Si tenga presente che l'interpretazione dei SEV viene fatta nell'ipotesi che gli strati del sottosuolo siano omogenei, orizzontali e con superfici di separazione piano-parallele.

L'indagine geoelettrica ha identificato quindi per il terreno di località "Girifalco" uno strato a bassa resistività, correlabile con la falda idrica a una profondità di 9,11 m dal punto di controllo, mentre per il terreno in località "Lago Lungo" uno strato argilloso a una profondità di circa 23 m, ed è possibile la formazione di falde idriche sospese con un'altezza piezometrica che può raggiungere i 10-15 m di profondità dal punto di controllo.

Nella "AS_GIN_R4: Relazione geologica" si sono analizzate anche le condizioni topografiche: per quelle di tipo complesso si sono predisposte specifiche analisi di risposta sismica locale, mentre per quelle semplici si può adottare la classificazione indicata in Tabella 12.

Categoria	Caratteristiche della superficie topografica
T1	Superficie pianeggiante, pendii e rilievi isolati con inclinazione media $i \leq 15^\circ$
T2	Pendii con inclinazione media $i > 15^\circ$
T3	Rilievi con larghezza in cresta molto minore che alla base e inclinazione media $15^\circ \leq i \leq 30^\circ$
T4	Rilievi con larghezza in cresta molto minore che alla base e inclinazione media $i > 30^\circ$

TABELLA 12 – CATEGORIE TOPOGRAFICHE

Tali categorie si riferiscono a configurazioni geometriche prevalentemente bidimensionali, creste o dorsali allungate, e devono essere considerate nella definizione dell'azione sismica se di altezza maggiore di 30 m; i terreni oggetto di questa analisi corrispondono a una topografia superficiale semplice e rientrano nella categoria T1.

6.3. Acqua

Come mostrato nella "AS_GIN_R4: Relazione geologica", l'area "Girifalco" (Campo Nord) risulta lambita da due piccoli rami fluviali (denominati *reticolo 1 e 2*) lungo il margine nord e nella parte occidentale, così come indicato in Figura 49, quindi è stato valutato il grado di pericolosità idraulica in riferimento agli Art. 6 e 10 delle NTA del PAI Puglia.

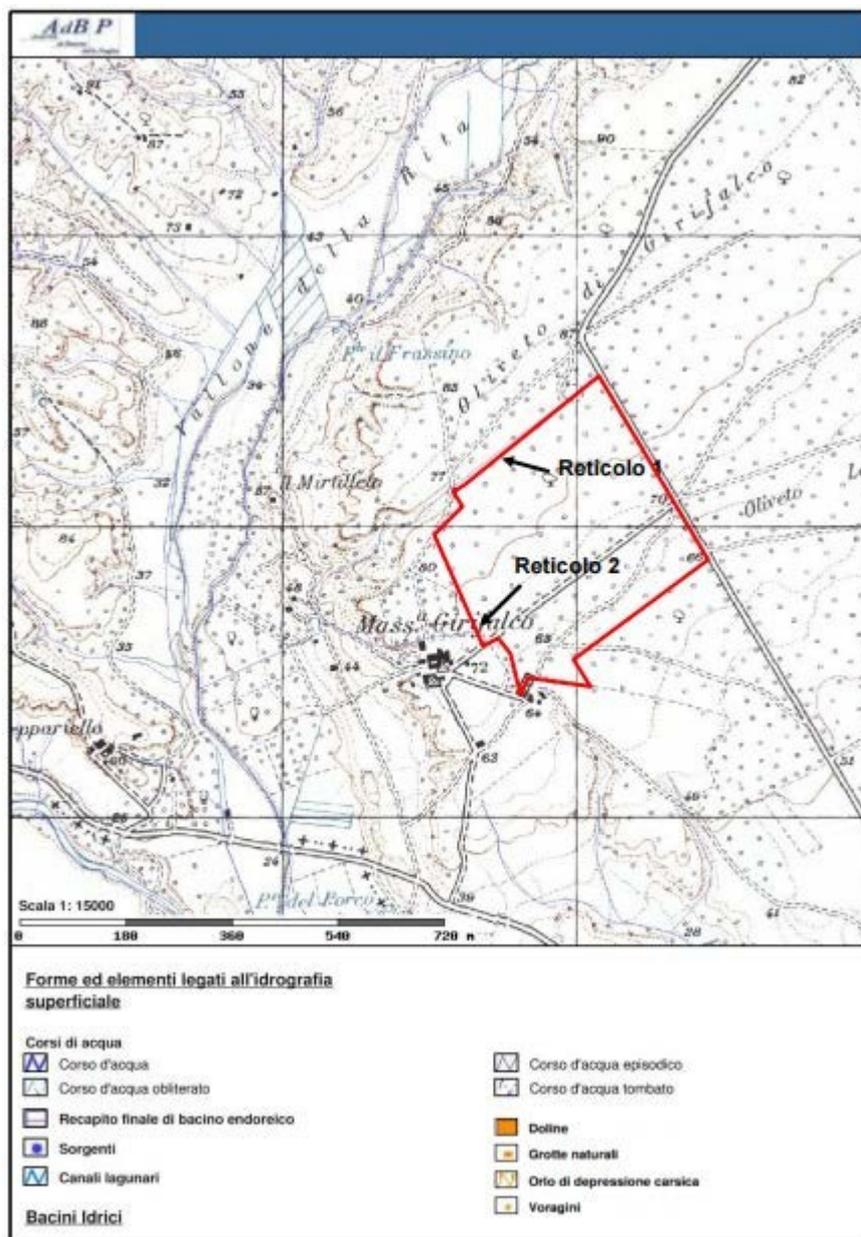


FIGURA 49 – “GIRIFALCO”: STRALCIO CARTA IDROGEOMORFOLOGICA (ADB PUGLIA) SU BASE I.G.M. TAV. II NO “MASSERIA GIRIFALCO” DEL FOGLIO 201

Il terreno “Lato Lungo” invece dista minimo 280 m dai reticoli e quindi in sicurezza rispetto agli articoli sopracitati (rif. Figura 50); nell’area identificata dalla particella 59, in corrispondenza del margine Nord-Est, la Carta identifica un piccolo bacino endoreico ampio circa 11.000 m².

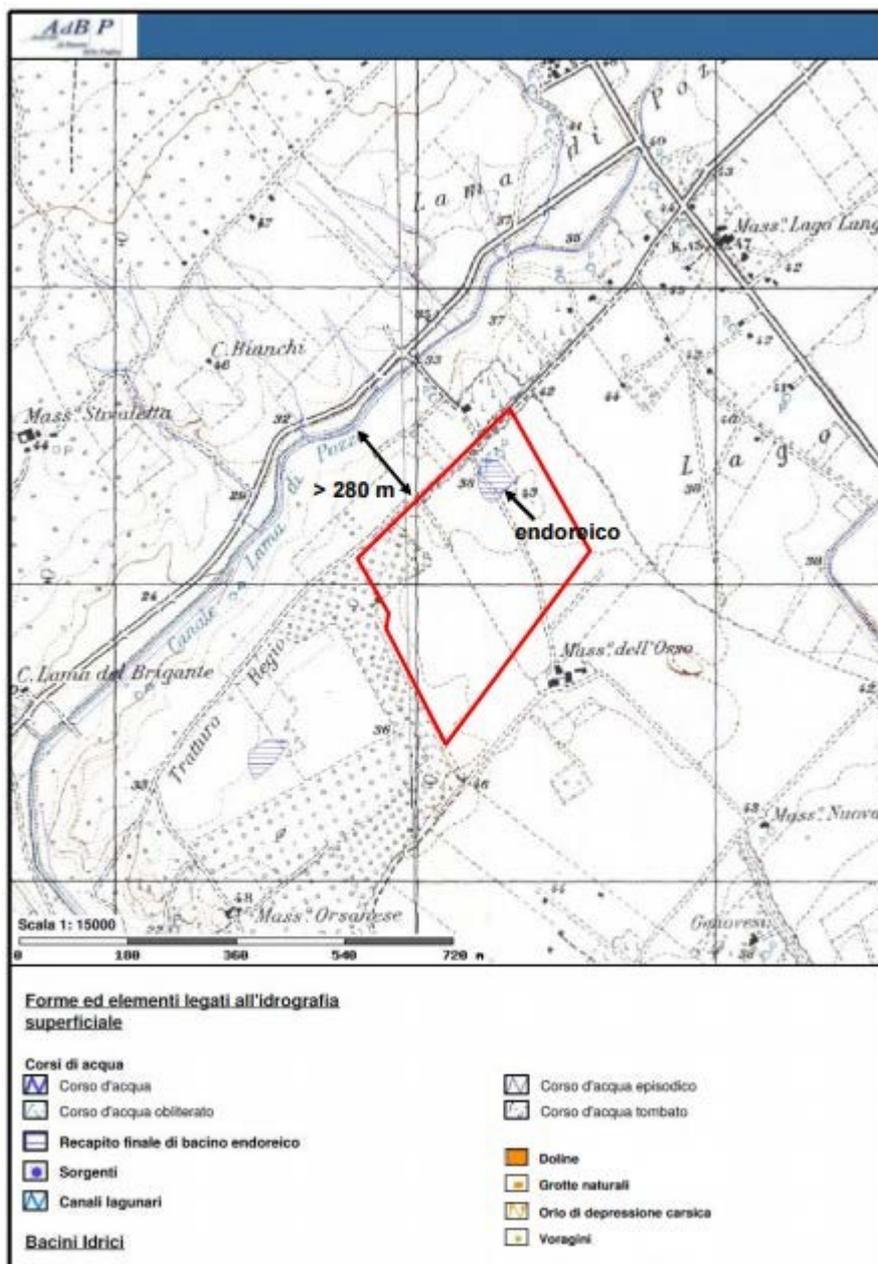


FIGURA 50 – “LAGO LUNGO”: STRALCIO CARTA IDROGEOMORFOLOGICA (ADB PUGLIA) SU BASE I.G.M.

TAV. II NE “MARINA DI GINOSA” E TAV. II NO “MASSERIA GIRIFALCO” DEL FOGLIO 201

Lo studio effettuato per l’area denominata “Girifalco” ha identificato la fascia di possibile allagamento dei reticoli, calcolata con un tempo di ritorno di 200 anni.

La massima altezza dei tiranti idrici è pari a 79 cm per il reticolo 1, 10 cm per il reticolo 2 e 15 cm per il bacino endoreico; la fascia di allagamento del reticolo 1 interessa il terreno in oggetto per

una lunghezza che va da 30 m a 3 m (da monte a valle), mentre la fascia di allagamento del reticolo 2 interessa il terreno in oggetto per una lunghezza di circa 12 m e un'estensione di circa 200 m²; **l'allagamento può definirsi non pericoloso**, poiché il tirante idraulico è inferiore a 20 cm e la velocità dell'acqua è inferiore a 0,50 m/s.

Analogamente **il tirante idrico dell'area endoreica è definito non pericoloso**, poiché pari a 15 cm e la velocità di scorrimento è nulla.

Pertanto tutto il terreno in oggetto è risultato in sicurezza idraulica, tranne la fascia di allagamento del reticolo 1, che comunque sarà esclusa dal progetto.

Al fine di verificare lo stato attuale delle acque presenti nelle aree oggetto di esame, sono stati effettuati degli scavi di prova, sia nel sito denominato "Girifalco", sia in quello denominato "Lago Lungo" (per maggiori dettagli consultare l'Allegato "AS_GIN_R7: Relazione geotecnica e sismica" e l'Allegato "AS_GIN_V.08: Carta Idrogeomorfologica"), durante i quali sono stati prelevati dei campioni indisturbati, sui quali sono stati eseguite analisi di laboratorio e chimiche.

La campionatura delle acque di falda non è stata eseguita in quanto non era presente nessuna falda idrica, mentre sono state eseguite delle prove a carico variabile per la misura del coefficiente di permeabilità K del suolo (rif. Figura 51 e Figura 52).



FIGURA 51 – PROVA DI PERMEABILITÀ A CARICO VARIABILE “GIRIFALCO”



FIGURA 52 – PROVA DI PERMEABILITÀ A CARICO VARIABILE “LAGO LUNGO”

X-ELIO ITALIA 5 S.R.L

Corso Vittorio Emanuele II n. 349 - 00186 ROMA Tel.+39 06.8412640 – Fax +39 06. 8551726
Partita IVA e Iscrizione Registro Imprese di Roma n° 15361461005 REA RM- 1585250 Società
sottoposta a direzione e controllo di X-ELIO Energy, S.L.

Per tali prove è stata utilizzata la formula proposta dall'A.G.I., secondo le modalità previste dalle norme U.S. Public Health-Reprint n. 246:

- pozzetto quadrato di 30 cm di lato e profondità pari a quella di posa del tubo (h)
- si riempie completamente il cavo con acqua fino alla saturazione delle pareti facendo percolare completamente l'acqua
- si riempie di nuovo il cavo con 15 cm di acqua
- si determina il tempo di abbassamento del livello dell'acqua di 2,50 cm (T).

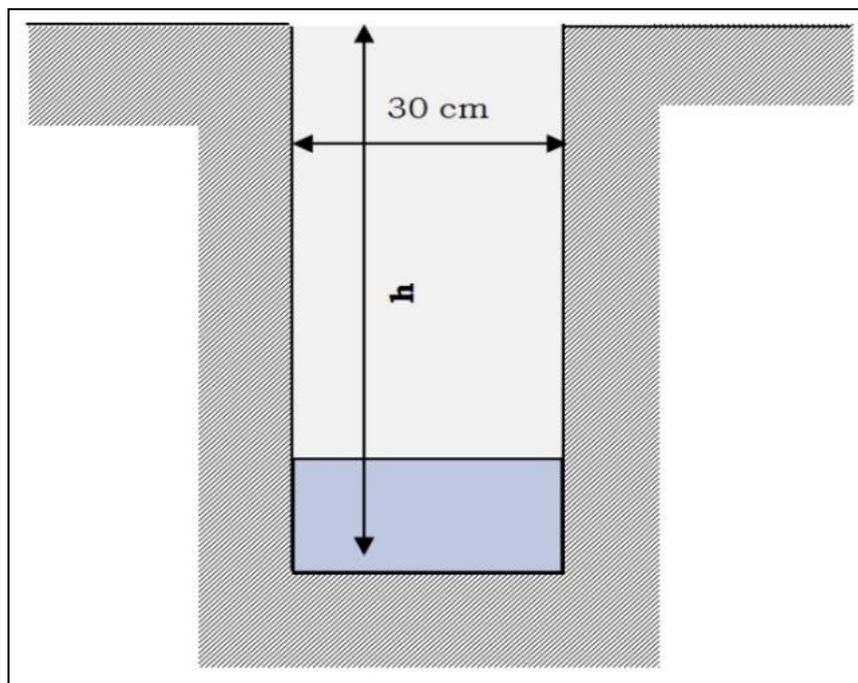


FIGURA 53 – CARATTERISTICHE DEL POZZETTO PER LA MISURA DEL COEFFICIENTE DI PERMEABILITÀ K DEL

SUOLO

$$K = \frac{h - h_1}{t_1 - t_2} \cdot \frac{1 + \pi^2 \cdot \frac{h_m}{b}}{\pi^2 \cdot \frac{h_m}{b} + 3}$$

X-ELIO ITALIA 5 S.R.L

Corso Vittorio Emanuele II n. 349 - 00186 ROMA Tel.+39 06.8412640 – Fax +39 06. 8551726
 Partita IVA e Iscrizione Registro Imprese di Roma n° 15361461005 REA RM- 1585250 Società
 sottoposta a direzione e controllo di X-ELIO Energy, S.L.

h_1 (altezza iniziale livello acqua: cm)
h_2 (altezza finale livello acqua: cm)
$h_1 - h_2$ (abbassamento livello acqua: cm)
$t_2 - t_1$ (tempo di percolazione (T): min)
h_m (altezza media tra h_1 e h_2 : cm)
b (lato della base del pozzetto: cm)
K (coefficiente di permeabilità: m/sec)

Per l'area denominata "Girifalco" il coefficiente di permeabilità medio è $K = 1,51 \cdot 10^{-6} \text{ m/s}$, mentre per l'area denominata "Lago Lungo" tale coefficiente è $K = 7,71 \cdot 10^{-6} \text{ m/s}$.

6.4. Rumore

Il sito scelto per la realizzazione del progetto in esame è a carattere prevalentemente pianeggiante, agricolo ed è caratterizzato dalla presenza di altri impianti fotovoltaici e da una cava; è presente inoltre un impianto industriale a circa 1800 m in direzione Nord-Est dal Lotto 1 (rif. Figura 54).

La rumorosità della zona risulta quindi caratterizzata dalle lavorazioni eseguite con macchine agricole e dal traffico veicolare che interessa le strade prospicienti i lotti.

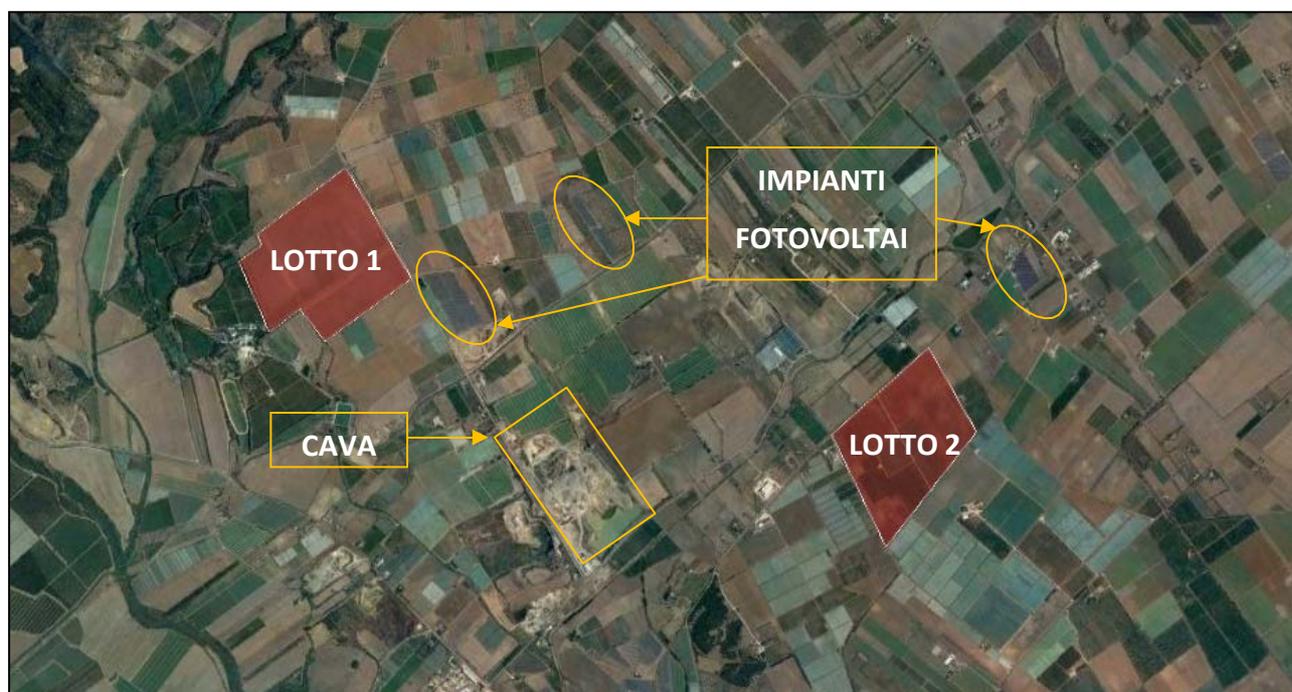


FIGURA 54 – IDENTIFICAZIONE DEI LOTTI 1 E 2 RELATIVI AI SOTTOCAMPI "GIRIFALCO" E "LAGO LUNGO"

In Figura 55. invece è possibile vedere come sarà realizzato il cavidotto interrato a MT per la connessione con la sottostazione SSE per la trasformazione MT/AT e la connessione con la stazione Terna (SE); anche in questo caso è ben visibile come tutte le aree interessate dal progetto ricadano all'interno di una zona agricola.

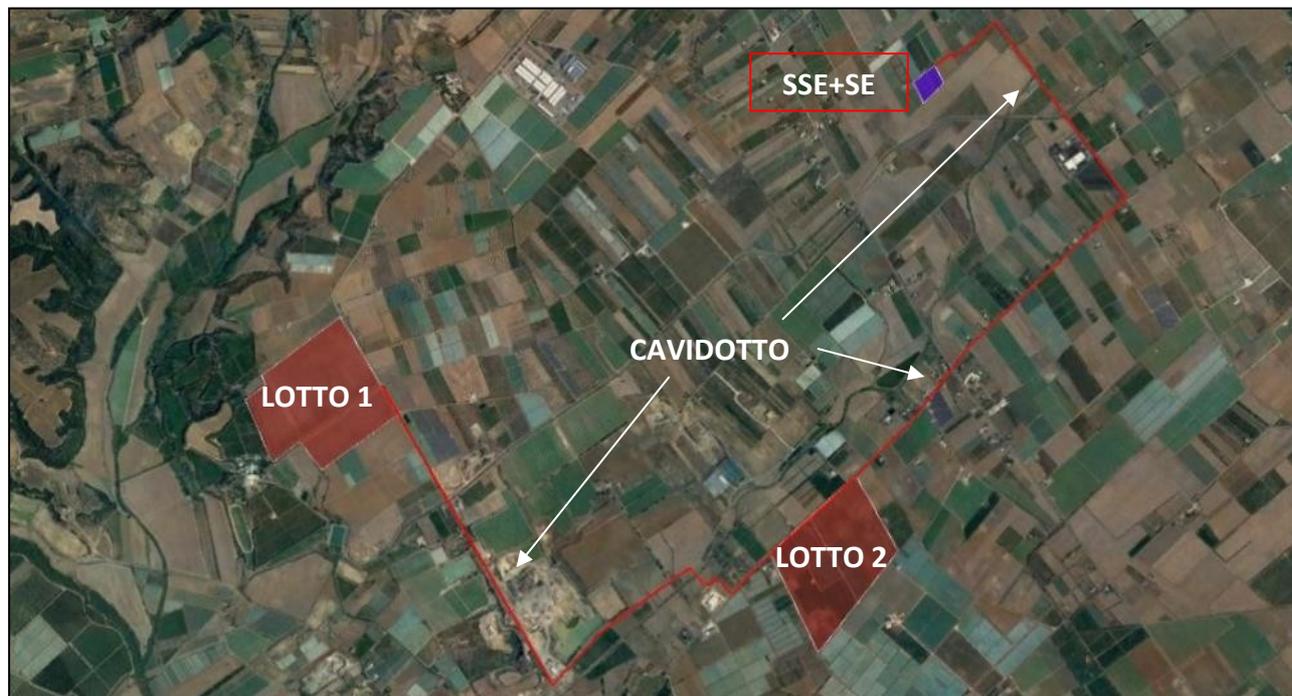


FIGURA 55 – IDENTIFICAZIONE DELLE AREE INTERESSATE DAL CAVIDOTTO INTERRATO PER IN COLLEGAMENTO DELL'IMPIANTO ALLA SSE E ALLA SE

Le aree in esame ricadono all'esterno del perimetro individuato dal PRG del Comune di Ginosa, che invece è classificato come Zona A e Zona B, così come definite dalla Tabella 13, e in particolare nella zona classificata come "Tutto il territorio nazionale", che prevede un limite massimo di emissione pari a 70 dB(a) durante il periodo diurno e di 60 dB(A) durante il periodo notturno.

Classi di destinazione d'uso del territorio	Limiti relativi ai tempi di riferimento - Leq(A)	
	Diurno (06:00-22:00)	Notturmo (22:00-06:00)
Tutto il territorio nazionale (ospedali, scuole, parchi, aree di riposo)	70	60
Zona A D.M. 1444/1968, art. 2 (agglomerati urbani che rivestono carattere storico, artistico o di particolare pregio ambientale)	65	55

Classi di destinazione d'uso del territorio	Limiti relativi ai tempi di riferimento - Leq(A)	
	Diurno (06:00-22:00)	Notturmo (22:00-06:00)
Zona B D.M. 1444/1968, Art. 2 (le parti di territorio totalmente o parzialmente edificate, diverse dalla Zona A)	60	50
Zona esclusivamente industriale	70	70

TABELLA 13 – TABELLA RELATIVA ALL'ART. 6 DEL DPCM 01/03/1991

Come si vede anche dalla Figura 56, l'impianto e la sottostazione ricadono completamente in Zona Agricola al di fuori dei Vincoli Paesaggistici, Archeologici e Ambientali dell'area, classificata come Zona E.



FIGURA 56 – LE AREE INTERESSATE DALL'INSTALLAZIONE DELL'IMPIANTO RICADONO AL DI FUORI DEL PERIMETRO INDIVIDUATO DAL PRG (IN ZONA E)

Le principali sorgenti sonore presenti nell'area in oggetto sono una strada a doppia corsia, altri campi fotovoltaici, di cui uno posto nelle immediate vicinanze del Lotto 1 e uno a circa 650 m dal Lotto 2, e un'attività industriale posta a circa 1800 m dal Lotto 1.

Per maggiori dettagli consultare l'Allegato "AS_GIN_R13: Relazione Acustica".

6.5. Paesaggio

L'ambito dell'Arco Ionico Tarantino ha una particolare conformazione orografica, determinata da una successione di gradini e terrazzi con cui l'altopiano murgiano degrada verso il mare, disegnando una specie di anfiteatro naturale.

Sul fronte settentrionale, questa morfologia ha condizionato la delimitazione con l'ambito "Murgia dei trulli", imponendosi come prioritario anche rispetto alle divisioni amministrative.

Considerando gli altri fronti, il perimetro è determinato dai confini regionali a ovest, dalla linea di costa a sud e dai confini comunali a est, escludendo i territori che si sviluppano sulle Murge tarantine, poiché appartengono maggiormente all'ambito del "Tavoliere salentino" dal punto di vista paesaggistico.

La figura territoriale "Paesaggio delle Gravine" del PPTR è caratterizzata dalla presenza significativa di pinete e della macchia mediterranea; non risulta troppo compromessa da fenomeni di urbanizzazione selvaggia e si presenta con un entroterra caratterizzato a mosaico di bonifica ben leggibile, per il quale né l'urbanizzazione né l'intensivizzazione agricola sono riuscite a ridimensionarne significativamente la percezione e la riconoscibilità.

Come indicato nella "AS_GIN_REP: Relazione paesaggistica", per l'Arco Ionico Tarantino è probabilmente più corretto parlare di paesaggi rurali, più che di paesaggio: la grande varietà geomorfologica dell'ambito si riflette fortemente sull'articolazione della struttura agro-silvo-pastorale.

Un primo paesaggio rurale si può identificare nei rilievi delle propaggini murgiane, cioè nella parte nord-occidentale dell'ambito che si caratterizza per le forme dei rilievi, sui quali si alternano monoculture seminative, caratterizzate da variazioni della trama, che man mano diventano più fitte all'aumentare della pendenza dei versanti, nonché da una serie di mosaici agricoli e agro-silvo-pastorali in prossimità delle incisioni vallive fluviocarsiche.

L'elevata pregnanza morfologica permette una grande diversità di tipologie rurali relazionate tra loro; la piana agricola tarantina è segnata dalla rete dei canali di bonifica; a ovest il vigneto a

capannone domina il mosaico agricolo, mentre sul versante orientale, verso il Barsento fino a Taranto, prevalgono le coltivazioni ad agrumeto.

Verso Nord-Ovest il paesaggio è caratterizzato da profonde incisioni nella roccia carsica (gravine), disposte ad arco in senso Nord-Sud, e che attraversano trasversalmente tutta l'area, dalla murgia alla pianura; grandi meandri, pinnacoli di roccia, pareti a strapiombo su cui vegetano piante rupicole, formano ecosistemi straordinariamente conservati fino a oggi.

La maggior parte delle gravine è scavata nella roccia calcarenitica (tufo), tenera e friabile, atta a essere lavorata e utilizzata dall'uomo.

Dalla gravina di Ginosa a quella di Palagianello e di Petruscio nel Comune di Mottola, i villaggi rupestri e i numerosi insediamenti sparsi sul territorio rappresentano l'antico legame tra l'uomo e la roccia; i nuclei storici di Ginosa, Laterza, Castellaneta, Palagianello, Mottola, Massafra, Statte e Cristiano, essendo fulcri visivi antropici dell'ambito, si attestano sul ciglio delle gravine e generano un paesaggio unico e suggestivo, in equilibrio con il sistema rurale.

Il territorio oggetto di esame è immerso in una zona caratterizzata da un'intensa attività estrattiva, ma il progetto sarà realizzato in ogni caso al di fuori di queste aree (rif. Allegato "AS_GIN_V.10: Stralcio Cartografico Piano Regionale Attività Estrattive").

Il litorale tarantino occidentale, anche se non risparmiato dall'assalto alle coste, offre comunque scorci d'ampio respiro sullo Ionio, che per lunghi tratti risulta ancora stranamente deserto: frequentate strutture balneari, alberghi e campeggi di Lido Azzurro, Chiatona, Riva dei Tessali, Ginosa Marina e Castellaneta Marina, basse spiagge, con alle spalle formazioni dunali insediate da specie della macchia mediterranea, che anticipano formazioni di pini d'Aleppo, all'interno delle quali si trovano zone umide popolate da una ricca avifauna e da rare specie vegetali, importanti ambiti naturalistici nei quali sono state istituite delle oasi protette, come il Lago Salinella e le Pinete Ioniche.

6.6. Struttura antropica, storico culturale e insediativa

Come indicato nella "AS_GIN_REP: Relazione paesaggistica", l'ambito si compone principalmente di due diverse figure insediative: a ovest si trova il territorio delle gravine, con una forte relazione

tra il tessuto edificato storico e i solchi erosivi provenienti dal mare attraverso la piana, mentre a est Taranto e il suo hinterland, caratterizzato da un sistema radiale, che si apre a ventaglio sulla costa ionica.

Attraversando l'arco occidentale, l'andamento altimetrico a ventaglio è solcato trasversalmente dalle gravine, che si collegano alla piana, verso il mare; queste hanno carattere fortemente agricolo, con produzione intensiva prettamente di vigneto.

La strada statale 106 costituisce a tutti gli effetti un limite tra l'agricoltura produttiva a Nord-Ovest e il sistema dei boschi e di pinete costiere a Sud-Est, dove si trovano le piattaforme turistiche.

6.7. Fauna

Le aree oggetto di esame ricadono in una zona pressoché priva di vegetazione spontanea, costituita prevalentemente da terreni misti, quali incolti, seminativi, agrumeti e vigneti, concorrendo a definire un habitat fortemente disturbato, caratterizzato da un bassissimo grado di naturalità, non frequentato da particolari specie faunistiche protette (rif. Figura 57).

Indifferentemente per la produzione o la sola alimentazione, si rinvennero le seguenti specie faunistiche:

- **Rettili:** Ramarro (*Lucertola Viridis*), Lucertola campestre (*Pardalis sicula*), Cervone (*Eluohequatuarlineta*);
- **Avifauna:** Civetta, Gazza, Tordo Bottaccio (*Thurdus philonelo*), Tordo Sassello (*Turdus iliacus*), Storno (*Sturnus Vulgaris*), Fringuello (*Fringila coelebs*), specie della famiglia dei passeri;
- **Mammiferi:** Riccio (*Erinaceus eropaeus*), Topo selvatico (*Apodenus selvaticus*), Topolino delle case (*Mus musculus*).

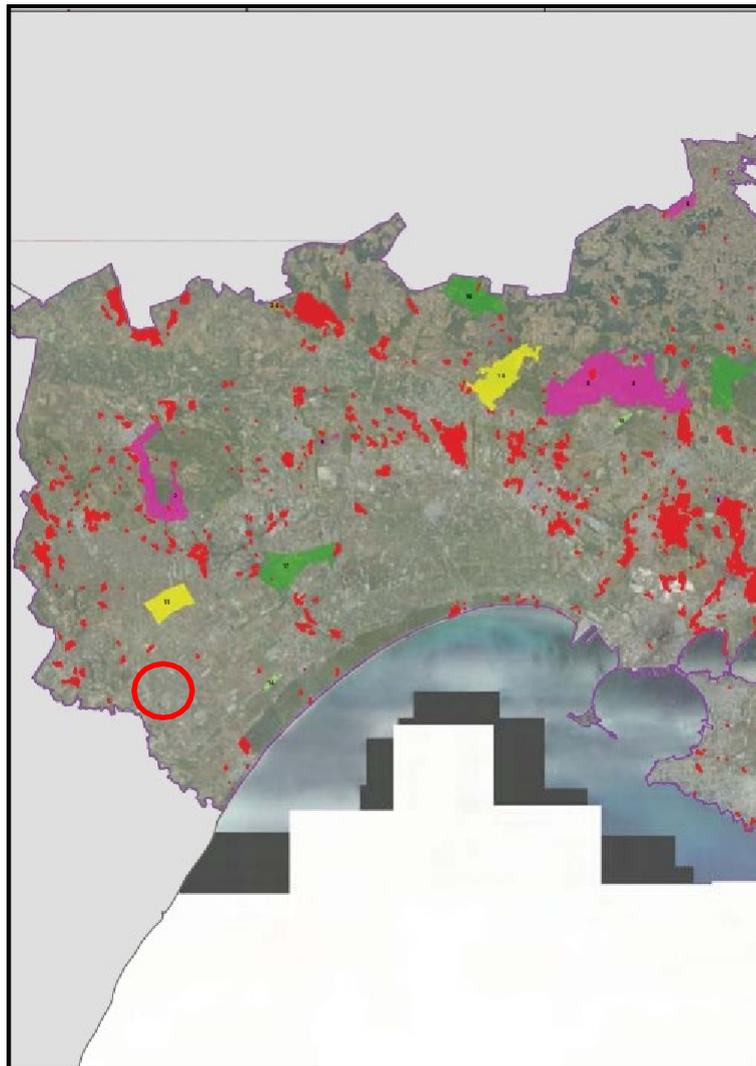


FIGURA 57 – PIANO FAUNISTICO VENATORIO 2018-2023

Per maggiori dettagli si faccia riferimento all'Allegato "AS_GIN_REP: Relazione paesaggistica" e l'Allegato "AS_GIN_V.11: Stralcio Cartografico Piano Faunistico Venatorio".

Le aree di intervento non sono interessate da rotte di uccelli migratori, così come si evince dall'elaborato della Regione Puglia – dicembre 2019 "Elaborazione dati su prelievo venatorio e censimenti faunistici in Puglia" (rif. Figura 58).

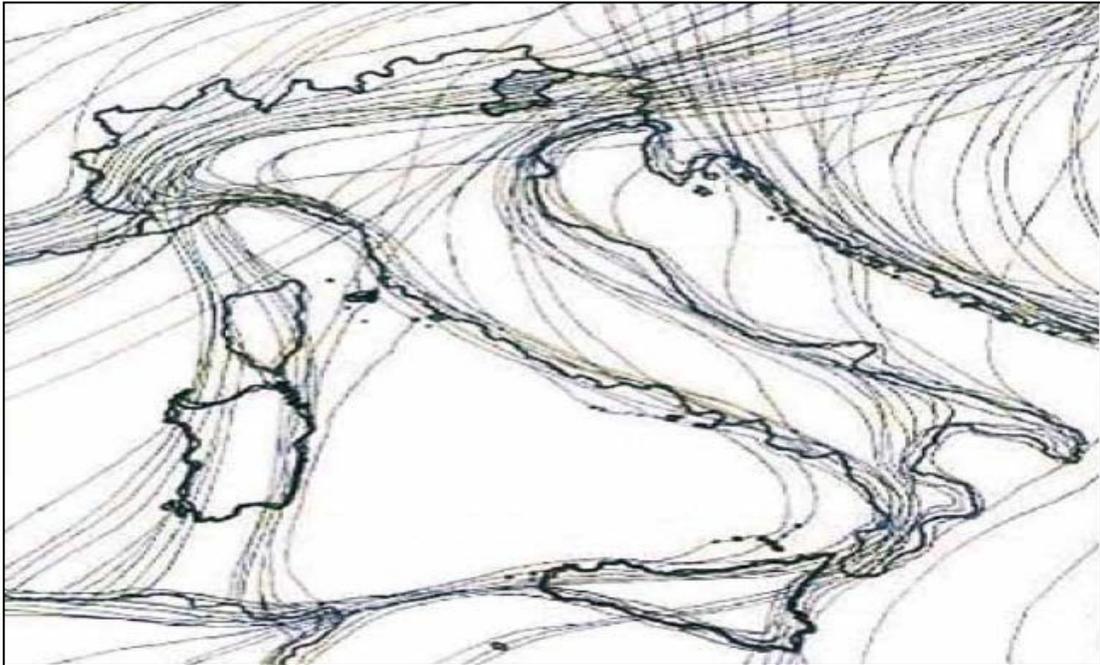


FIGURA 58 – RAPPRESENTAZIONE SCHEMATICA DELLE PRINCIPALI ROTTE MIGRATORIE CHE INTERESSANO L'ITALIA – FONTE REGIONE PUGLIA "ELABORAZIONE DATI SU PRELIEVO VENATORIO E CENSIMENTI FAUNISTICI IN PUGLIA" – DICEMBRE 2019

6.8. Flora

Nelle aree oggetto di esame, il sistema di vegetazione risulta fortemente condizionato dalle attività antropiche insediate nel territorio: l'agricoltura, che in passato ha recuperato suoli fertili e pianeggianti, ha eliminato una grande quantità di comunità vegetali naturali, probabilmente di natura spontanea arbustiva o erbacea di specie tipiche della macchia mediterranea.

L'ecosistema dominante nel territorio interessato dalla cava in progetto è costituito da un agrosistema, nel quale è assente la componente vegetazionale spontanea, tranne che per le specie erbacee che si rinvencono nelle aree incolte:

- Rucola selvatica (*Diplotaxis muralis*)
- Avena fatua
- Cocomero asinino (*Ecballium elaterium*).

Per maggiori dettagli si faccia riferimento all'Allegato "AS_GIN_REP: Relazione paesaggistica".

6.9. Clima

Per analizzare le condizioni climatiche delle aree di interesse, nella "AS_GIN_PED: Relazione pedo-agronomica" si è tenuto conto dei dati termo-pluviometrici della stazione di Castellaneta disponibili per il periodo 1921-2003: si è proceduto con il confronto dell'andamento delle temperature medie mensili con quello delle precipitazioni e si è notato un clima tipicamente mediterraneo, caratterizzato da inverni piuttosto miti ed estati molto calde.

Le piogge sono soggette a notevoli fluttuazioni stagionali, annualmente non troppo scarse, con un minimo nel mese di luglio e un massimo nel mese di novembre e dicembre, come mostrato in Tabella 14.

Mese	Temp. media (°C)	Prec. medie mensili (mm)
Gennaio	7,7	64,9
Febbraio	8,1	50,5
Marzo	10,2	57,5
Aprile	13,3	40,7
Maggio	17,8	37,9
Giugno	22,2	28,6
Luglio	25,1	19,3
Agosto	25,2	25,5
Settembre	21,7	49,9
Ottobre	17,0	62,0
Novembre	12,7	74,2
Dicembre	9,1	73,2
VALORI ANNO	15,8	584,0

TABELLA 14 – SERIE MENSILE RELATIVA A PRECIPITAZIONI E TEMPERATURE DELLA STAZIONE DI CASTELLANETA
(192-2003)

Come si vede dai dati ottenuti, mostrati in Figura 59, il clima è di transizione, caratterizzato da un regime piovoso di tipo sub-equinoziale autunnale, con una punta massima nel mese di novembre:

sono ben visibili le fluttuazioni stagionali e la presenza di un periodo di deficit idrico intenso e piuttosto esteso, che va da maggio a settembre per un totale di circa 120 giorni. La durata del periodo arido infatti corrisponde al numero di giorni in cui la curva delle precipitazioni si trova al di sotto della curva delle temperature, mentre l'intensità è data dalla differenza di altezza delle due curve nel periodo considerato

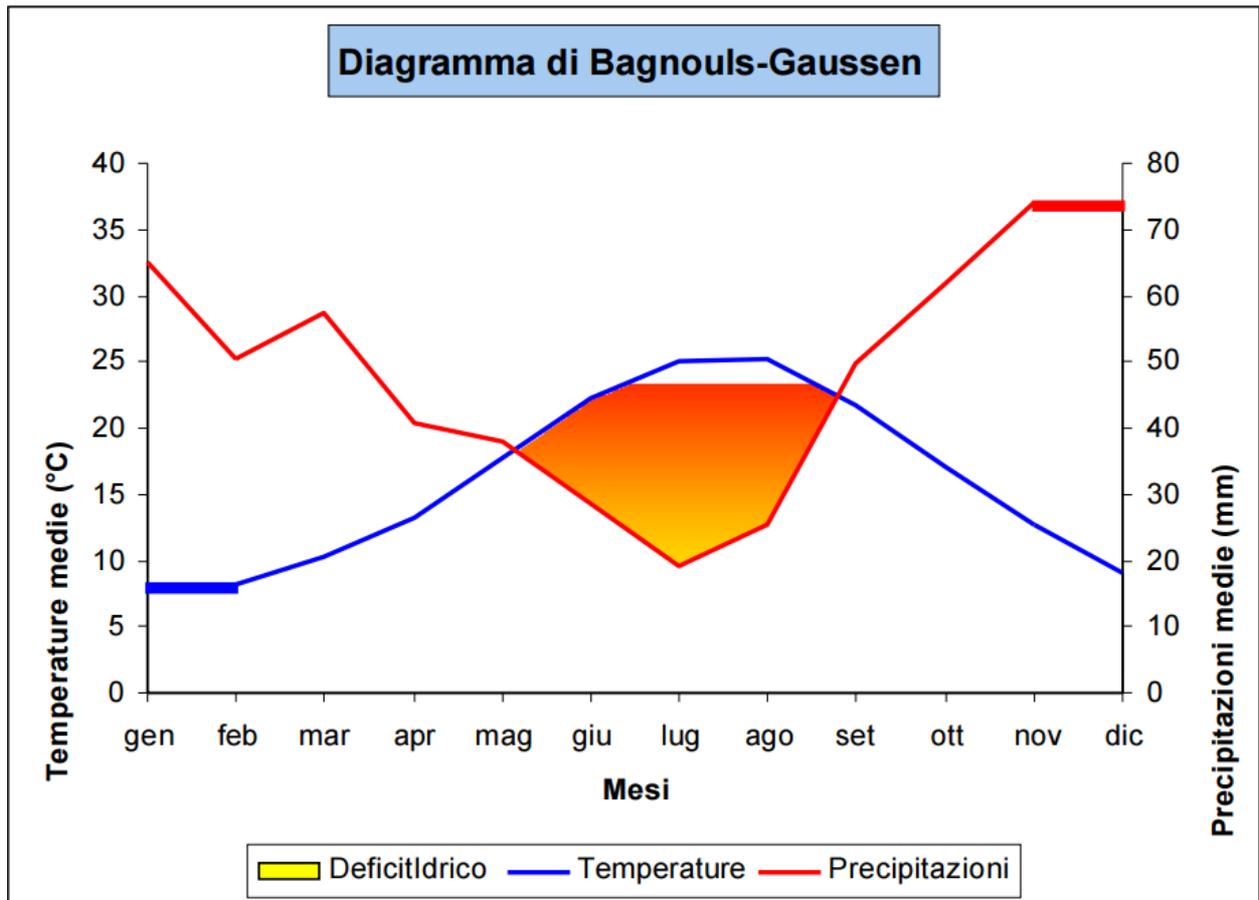


FIGURA 59 – DIAGRAMMA DI BAGNOULS-GAUSSSEN COSTRUITO PER LA STAZIONE TERMO-PLUVIOMETRICA DI CASTELLANETA

6.10. Radiazione

La valutazione della risorsa solare disponibile è stata effettuata secondo la Norma UNI 10349, prendendo come riferimento la località che dispone di dati storici di radiazione solare nelle immediate vicinanze di Ginosa (rif. Tabella 15).

Mese	Totale giornaliero (MJ/m ²)	Totale mensile (MJ/m ²)
Gennaio	7,28	225,68
Febbraio	9,97	279,16
Marzo	11,84	367,04
Aprile	17,4	522
Maggio	20,64	639,84
Giugno	24,91	747,3
Luglio	28,34	878,54
Agosto	24,32	753,92
Settembre	16,73	501,9
Ottobre	12,57	389,67
Novembre	7,07	212,1
Dicembre	4,98	154,38

TABELLA 15 – RADIAZIONE SOLARE SUL PIANO ORIZZONTALE

Come indicato nella "AS_GIN_R8: Relazione tecnica e calcolo preliminare degli impianti" (si veda l'Allegato), la produzione di energia sarà quindi indicativamente quella riportata nella Tabella 16.

Mese	Totale giornaliero (kWh)	Totale mensile (kWh)
Gennaio	236.621,682	7.335.272,134
Febbraio	280.249,082	7.846.974,301
Marzo	265.262,569	8.223.139,633
Aprile	359.658,326	10.789.749,781
Maggio	413.888,686	12.830.549,272
Giugno	497.783,591	14.933.507,731
Luglio	593.198,169	18.389.143,241
Agosto	514.677,094	15.954.989,911
Settembre	373.506,558	11.205.196,732

Mese	Totale giornaliero (kWh)	Totale mensile (kWh)
Ottobre	326.871,617	10.133.020,135
Novembre	204.321,959	61.29.658,77
Dicembre	157.611,347	48.85.951,767

TABELLA 16 – PRODUZIONE INDICATIVA DELL'ENERGIA

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.

Inoltre, come illustrato non ci sarà nessuna contrazione della manodopera agricola su terreni utilizzati dopo la realizzazione dell'impianto, poiché l'impronta di verde (ovvero il cotico di erbe native, nonché la possibilità di coltivarlo con colture da reddito) necessiterà di cure costanti, macchinari e manodopera del settore afferente a quello agricolo.

Quello che invece a livello sociale dovrebbe preoccupare di più è l'abbandono della terra da parte delle nuove generazioni che si registra ormai da 25 anni a questa parte, non già a causa delle fonti rinnovabili, anzi dove queste potrebbero oggi fungere da parziale soluzione del problema. A tale scenario si aggiungono i benefici socio-economici che una centrale elettrica "green" apporta sul territorio in termini di manodopera specializzata e di indotto economico.

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.

Come è mostrato nell'Allegato "AS_GIN_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 (rif. Figura 60).

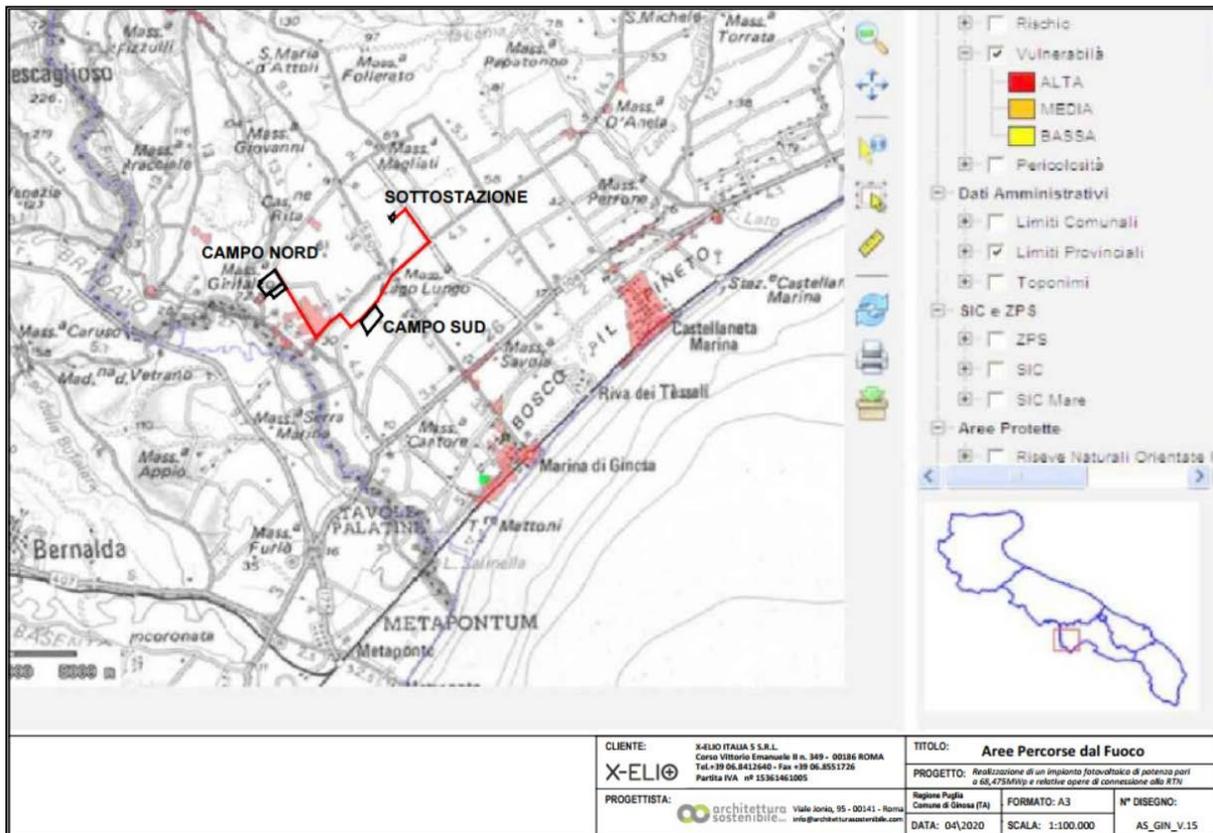


FIGURA 60 – AREE PERCORSE DAL FUOCO

6.11. Riflettanza luminosa e visiva – Fenomeno di abbagliamento

La texture agricola nell'intorno dell'area è caratterizzata dalla presenza di vigneti di uva da tavola, in maggior parte sotto copertura di film plastici. Si può quindi 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.

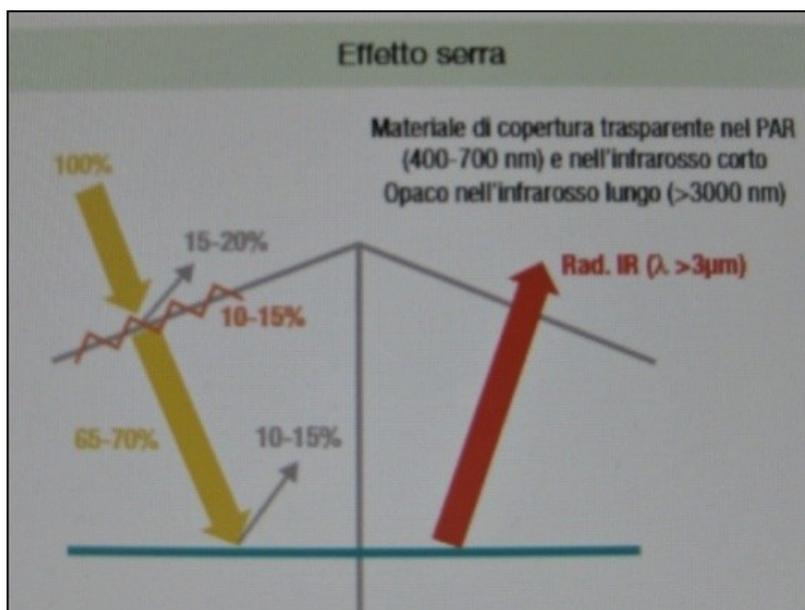


FIGURA 61 – EFFETTO SERRA CAUSATO DALLA PRESENZA DI COPERTURA CON FILM PLASTICO

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".



FIGURA 62 – VIGNETO SENZA COPERTURA NEL MESE DI FEBBRAIO – LOCALITÀ "LAGO LUNGO"



FIGURA 63 – VIGNETO CON COPERTURA NEL MESE DI SETTEMBRE – FOTO SCATTATA DALLA SS 106

Si consideri infine che le aree di intervento non sono interessate da rotte di uccelli migratori, come già indicato nel paragrafo 6.7 e meglio approfondito nella "AS_GIN_REP: Relazione paesaggistica".

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, senza contare che la realizzazione dell'impianto eviterà l'uso di pesticidi e sostanze chimiche attualmente utilizzate nelle normali attività agricole, sostanze che come noto hanno effetti nocivi anche per gli insetti utili come le api, nonché su tutta una serie di animali ivi presenti.

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.

Emissione di rifiuti

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).

RIFIUTI PRODOTTI DURANTE LA REALIZZAZIONE DELL'IMPIANTO		
Codice CER	Descrizione rifiuto	Origine
IMBALLAGGI		
150101	Carta	Fornitura materiale
150102	Plastica	Fornitura materiale
150103	Pallet rotti e gabbie	Fornitura materiale
150106	Misti: polistirolo, fascette, fogli antiurto	Fornitura materiale
VARI		
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
FANGHI		
200304	Fanghi delle fosse settiche	Attività di cantiere
RIFIUTI ASSIMILABILI AGLI URBANI		
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 RICONDUCEBILI ALLA FASE DI CANTIERE

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.

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 scavato.

Per maggiori informazioni si veda L'Allegato "AS_GIN_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; getto di 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_GIN_R13: Relazione Acustica".

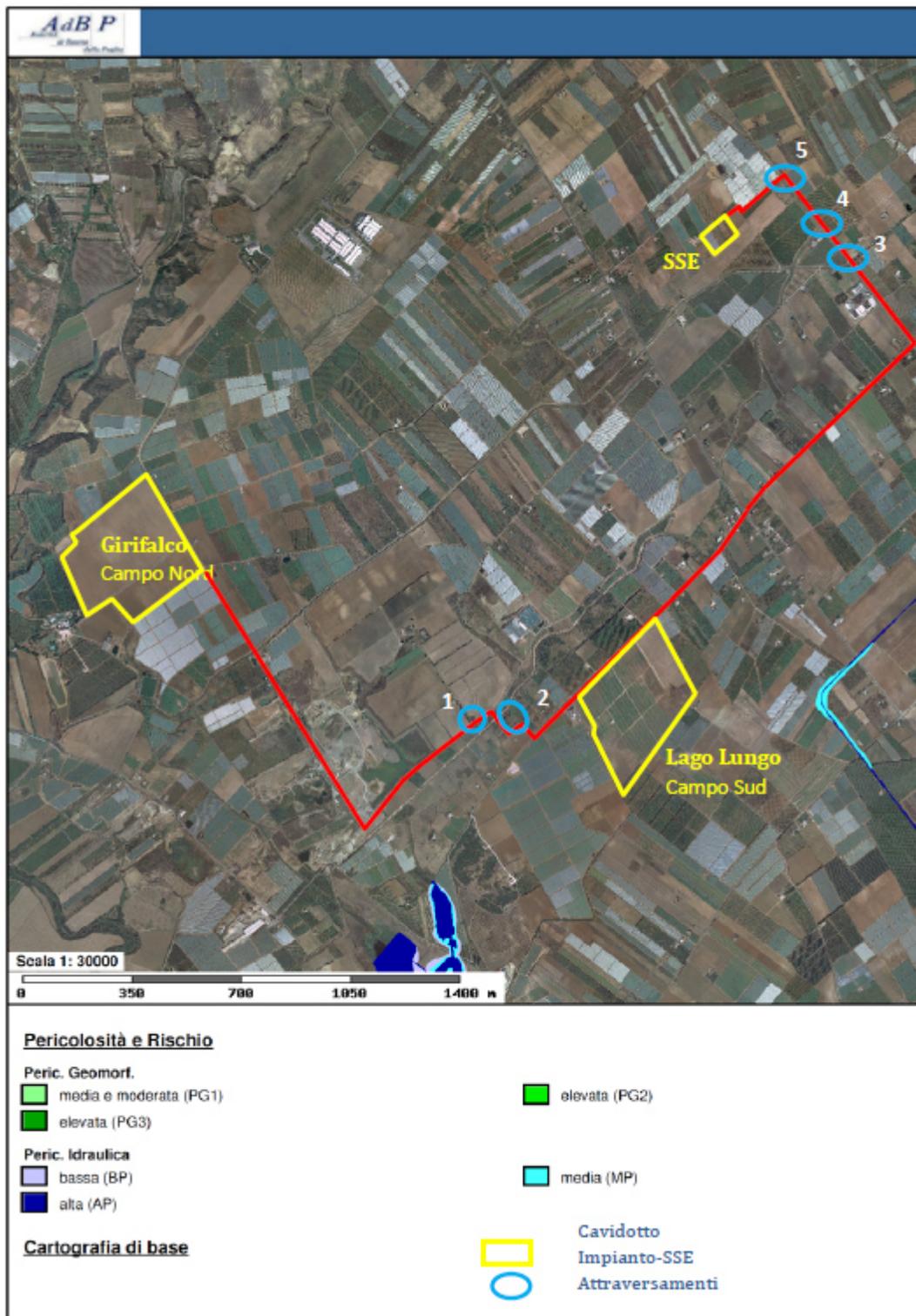
Ambiente idrico

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. **15 attraversamenti con i reticoli idrografici** 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 maggiori approfondimenti si rimanda alla relazione idrologica aggiornata "AS_GIN_R05_Rev.01".



X-ELIO ITALIA 5 S.R.L

Corso Vittorio Emanuele II n. 349 - 00186 ROMA Tel.+39 06.8412640 – Fax +39 06. 8551726
Partita IVA e Iscrizione Registro Imprese di Roma n° 15361461005 REA RM- 1585250 Società
sottoposta a direzione e controllo di X-ELIO Energy, S.L.

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 elettricaprodotta dall'impianto fotovoltaico in oggetto su base annuale (cfr. Tabella 18).

Emissione annue evitate in comparazione con la stessa energia prodotta con fonti fossili tradizionali	
Anidride solforosa (SO ₂)	90.166,47 kg
Ossidi di azoto (NO _x)	113.509,06 kg
Polveri	4.027,74 kg
Anidride carbonica (CO ₂)	67.098,50 t

Emissione annue evitate in comparazione con la stessa energia prodotta da impianti a fonte energetica geotermica	
---	--

Idrogeno solforato (H ₂ S) (fluido geotermico):	3.942,57 kg
Anidride carbonica (CO ₂):	759,49 t
Tonnellate equivalenti di petrolio (TEP):	29.591,15 TEP

TABELLA 18 – EMISSIONI INQUINANTI IN ATMOSFERA DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Emissione di rifiuti

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).

RIFIUTI PRODOTTI IN FASE DI ESERCIZIO		
Codice CER	Descrizione rifiuto	Origine
BATTERIE		
160601*	Batterie al piombo	Manutenzione
160604	Batterie alcaline	Manutenzione
VARI		
080318	Cartucce esaurite	Attività di ufficio
200121*	Tubi fluorescenti (neon)	Attività di ufficio
FANGHI		
200304	Fanghi delle fosse settiche	Attività di ufficio
RIFIUTI ASSIMILABILI AGLI URBANI		
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 19 – 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

Per quanto riguarda l'impianto fotovoltaico non sono attesi impatti significativi per quanto riguarda le emissioni di rumore vista l'assenza di fonti di rumore rilevanti; le uniche fonti di rumore presenti, sebbene di lieve entità, saranno caratterizzate dalle emissioni dei sistemi di raffreddamento dei cabinet e dei trasformatori. Nell'area afferente l'impianto agrivoltaico infatti non sono identificabili sorgenti sonore significative: tutti i macchinari elettrici risultano progettati e realizzati nel rispetto dei più recenti standard normativi ed il relativo alloggiamento è previsto all'interno di apposite cabine tali da attenuare ulteriormente il livello di pressione sonora in prossimità della sorgente stessa; anche il rumore derivante dai motori del tracker risulta di entità trascurabile.

Il calcolo della rumorosità post-operam (cfr. relazione AS_GIN_R13) è stato eseguito in conformità ai dati ed al progetto dichiarati dal Committente; laddove non sia stata fornita documentazione tecnica relativa alle apparecchiature potenzialmente rumorose quali tracker e trasformatori, i dati per la modellazione acustica sono stati desunti da dati di letteratura e da schede tecniche di prodotti analoghi.

L'impianto fotovoltaico, per quanto concerne il CAMPO NORD ed il CAMPO SUD, funziona esclusivamente durante le ore di luce.

Nella fascia notturna (Tr 22:00-06:00), gli impianti, dalle ore 05:20 alle 06:00, lavorano a bassissimo regime. Per tale fascia oraria si è valutato che il rumore massimo propagato in facciata al ricettore sensibile più esposto (R2) sia di 40,1 dB(A). che dà luogo ad un "LA" pari a 40,5 dB(A).

Nella fascia diurna (Tr 06:00-22:00), gli impianti lavorano a regime. Si è valutato per tale fascia oraria che il rumore massimo propagato in facciata ai ricettori sensibili sia di 51,4 dB(A) che dà luogo ad un "LA" pari a 52,5 dB(A).

Dai risultati conseguiti si evince che in corrispondenza dei ricettori sensibili e nell'ambiente esterno, il VALORE LIMITE di riferimento, non risulta mai superato sia durante il PERIODO DIURNO (06:00 - 22:00) sia durante il PERIODO NOTTURNO (22:00 - 06:00). Quindi durante il normale funzionamento dell'impianto risultano rispettati i valori limite stabiliti dal DPCM 01/03/1991.

Per quanto riguarda la verifica del criterio differenziale, dai risultati conseguiti, riportati al punto 5.5 della presente relazione ai sensi del comma 1 e della lettera "a" e "b" del comma 2 dell'art. 4 del D.P.C.M 14/11/1997, il differenziale risulta soddisfatto sia durante il PERIODO DIURNO (06:00 - 22:00) sia durante il PERIODO NOTTURNO (22:00 - 06:00).

Per quanto riguarda la Stazione Utente e la Stazione Terna, entrambe funzionano sia durante il periodo diurno che durante il periodo notturno. Il rumore prodotto durante il periodo notturno sarà limitato alla corrente di magnetizzazione assorbita dai trasformatori installati in campo. Il funzionamento della centrale prevede due scenari, il primo (SCENARIO 1) considera il funzionamento simultaneo del trasformatore installato nella SEU e della rete elettrica di connessione con la SSE. Il livello di potenza sonora "Lw" massimo del trasformatore, che può essere considerato affinché non si superi il valore limite di accettabilità in corrispondenza dei suoli immediatamente confinanti con la SEU e la SSE, è $L_w \leq 85$ dB(A).

Lo SCENARIO 2, prevede il funzionamento contemporaneo dei gruppi elettrogeni (uno relativo alla SEU ed uno relativo alla SSE), escludendo il funzionamento del trasformatore installato presso la SEU e della rete elettrica di connessione alla SSE e quella di smistamento interna alla STAZIONE TERNA.

Dai risultati conseguiti, si evince che in corrispondenza dei ricettori sensibili e nell'ambiente esterno, il VALORE LIMITE di riferimento, non risulta mai superato sia durante il PERIODO DIURNO (06:00 - 22:00) sia durante il PERIODO NOTTURNO (22:00 - 06:00). Quindi durante il normale funzionamento dell'impianto risultano rispettati i valori limite stabiliti dal DPCM 01/03/1991.

Per quanto riguarda la verifica del criterio differenziale, il differenziale risulta soddisfatto sia durante il PERIODO DIURNO (06:00 - 22:00) sia durante il PERIODO NOTTURNO (22:00 - 06:00).

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, l'approvvigionamento idrico continuerà ad avvenire tramite i pozzi ivi esistenti.

L'approvvigionamento dell'acqua avverrà tramite pozzi artesiani, presenti sia nell'appezzamento Nord in località Girifalco che nel Campo Sud in località Lago Lungo.

Specificamente sul Campo Nord vi è la disponibilità di tre pozzi artesiani intestati così identificati e caratterizzati:

pozzo	Fogli o	p.lle	Superficie irrigua	concession e	portata	Volume max (mc) emungiment o annuo	periodo
1	114	32 (pozzo)	27.47.88	490/2018	6 l/s	80.000	tra marzo e

salinità 0,80 g/l	123	115-560- 563-566- 569-280-546					ottobre
2 salinità 0,87 g/l	115	140 (pozzo)	20.00.00	491/2018	4 l/s	80.000	tra marzo e ottobre
3 salinità 0,86 g/l	115	143 (pozzo) 68-137-139- 140 (parte)	18.78.93	492/2018	4 l/s	80.000	tra marzo e ottobre

Sul Campo Sud, insistono due pozzi artesiani intestati alla proprietà Niccolò Soc.Agricola a.r.l. con rappresentante legale sig. Donno Vincenzo, così individuati:

pozzo	Foglio	p.lle	Superficie irrigua	concessione	portata	Volume max (mc) emungimento annuo	periodo
1	125	281 (pozzo) 136	18.12.06	Prot.Region e Puglia 20/06/201 7	--	--	tra marzo e ottobre
2	125	172 (pozzo) 173	10.61.90	Prot.Region e Puglia 20/06/201 7	--	--	tra marzo e ottobre

Paesaggio

In base allo studio condotto è risultato che per il suddetto impianto agrivoltaico non vi sono particolari elementi percettivi che possano alterare l'equilibrio naturalistico territoriale sia perché l'altezza degli impianti è limitata, sia perché la natura del territorio circostante, frammentato dalle proprietà fondiarie, ha una notevole capacità di assorbire il contrasto derivato, poiché già diversificato da sporadiche macchie arboree frammiste ad architetture isolate ed a campi coltivati,

ma, soprattutto, già fortemente caratterizzato dalla rilevante presenza degli insediamenti residenziali e industriali. Non esiste, cioè, un'omogeneità di superfici che rischia di essere compromessa.

Inoltre, data la natura prevalentemente pianeggiante del contesto, l'osservatore che si colloca in un'area prossima all'impianto, si trova sempre in una posizione radente, rispetto all'opera stessa, senza che la stessa possa occludere la visuale degli elementi di veduta, i quali, coincidendo con le alture circostanti, sono ubicati a quote sensibilmente più elevate. Le opere rimangono, quindi, confinate nei campi visivi prossimi all'osservatore senza invadere quelli occupati dalle quinte più lontane ed evitando, così, un eventuale contrasto di forme e colori.

Radiazioni

Si rimanda alla lettura del paragrafo 7.5.

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.

Materiale	Destinazione finale
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. VINCA

E' stata realizzata una Valutazione di Incidenza di primo livello (cfr. AS_GIN_VINCA) conformemente alle Linee Guida nazionali per la valutazione di Incidenza (VINCA) Direttiva n. 92/43/CEE "habitat" art. 6, paragrafi 3 e 4, pubblicate sulla Gazzetta Ufficiale del 28.12.2019 n. 303, nonché alla D.G.R. n. 1515 del 27/09/2021 (BURP 131 del 18/10/2021) avente oggetto: "Atto di indirizzo e coordinamento per l'espletamento della procedura di valutazione di incidenza, ai sensi dell'articolo 6 della Direttiva 92/43/CEE e dell'articolo 5 del D.P.R. n. 357/1997 così come modificato ed integrato dall'articolo 6 del D.P.R. n. 120/2003. Recepimento Linee Guida Nazionali in materia di Vinca. Modifiche ed integrazioni alla D.G.R. n. 304/2006, come modificata dalle successive."

Le aree interessate dalla realizzazione dell'impianto agrovoltico, nonché le opere di connessione, nonché la SSE/SSU non rientrano in zone Habitat.

Inoltre, come dimostrato nella VINCA (AS_GIN_VINCA), l'intervento nella sua tipologia non genera incidenze dirette, indirette e/o cumulative, anche potenziali, su specie vegetali e animali di interesse comunitario in quanto non corrispondente a pressioni e/o minacce individuate ai sensi dell'art. 17 della Direttiva 92/43/CEE "Habitat" e dell'art. 12 della Direttiva 2009/147/CE "Uccelli".

Altresì, valutato lo stato di conservazione delle specie, delle principali fonti di pressione e minaccia, nonché degli obiettivi e misure conservazione sito specifici e specie uccelli-sito specifico, si ritiene che l'intervento de quo non determina incidenza significativa sugli esterni Siti di Rete Natura 2000 "Area delle Gravine" e "Pinete dell'Arco Ionico", ovvero non pregiudica il mantenimento dell'integrità eco-sistemica dei luoghi interessati. Per maggiori approfondimenti si rimanda alla lettura della sopracitata relazione denominata AS_GIN_VINCA.

7.5. Campi Elettromagnetici

Come riportato nella relazione AS_GIN_R08C riguardanti i campi elettromagnetici (CEM) relativi all'impianto, per la linea di connessione e la sottostazione utente MT/AT (a cui si rimanda per approfondimenti) la determinazione delle DPA (Distanze di Prima Approssimazione) è stata effettuata in accordo al D.M. del 29/05/2008. Dalle analisi suddetta si può desumere quanto segue:

- per la stazione elettrica utente 30/150 kV, la distanza di prima approssimazione è stata valutata in ± 15 m per le sbarre in alta tensione (150 kV) e 7 m per le sbarre in media tensione (30 kV) della cabina utente;
- per i cavidotti del collegamento interno in media tensione dei due campi fotovoltaici la distanza di prima approssimazione non eccede il range di ± 3 m rispetto all'asse del cavidotto;
- per i cavidotti del collegamento esterno in media tensione dei due campi fotovoltaici la distanza di prima approssimazione non eccede il range di $\pm 1,5$ m rispetto all'asse del cavidotto;
- per l'elettrodotto in alta tensione la distanza di prima approssimazione non eccede il range di ± 15 m rispetto al centro del conduttore mediano.

I valori di campo elettrico risultano rispettare i valori imposti dalla norma (<5000 V/m) in quanto le aree con valori superiori ricadono all'interno delle cabine MT ed all'interno della stazione elettrica il cui accesso è consentito al solo personale autorizzato. Tutte le aree summenzionate delimitate dalla DPA ricadono all'interno di aree asservite all'impianto fotovoltaico, all'interno delle quali non risultano recettori sensibili ovvero aree di gioco per l'infanzia, ambienti abitativi, ambienti scolastici, luoghi adibiti a permanenza di persone per più di quattro ore giornaliere.

Si può quindi concludere che la realizzazione delle opere elettriche summenzionate non costituiscono pericolo per la salute pubblica.

Per quanto riguarda la valutazione dei CEM della SE Terna e i relativi raccordi aerei, dalla relazione CEM AS_GIN_R D 22252 0003 (inclusa tra la documentazione benestariata da TERNA SpA) si evince che per la SE di smistamento di TERNA e i due raccordi aerei sono sempre rispettati i limiti previsti dal DPCM 8 luglio 2003 ovvero:

- il valore del campo elettrico è sempre inferiore al limite fissato in 5kV/m.
- il valore del campo di induzione magnetica, in corrispondenza dei punti sensibili (abitazioni, aree in cui si prevede una permanenza di persone per più di 4 ore nella giornata) è sempre inferiore a 3 μ T.
- il valore del campo di induzione magnetica valutato in asse linea a 1.5 m di altezza dal suolo è sempre inferiore al Limite di esposizione di 100 μ T;
- all'interno della DPA non ricadono strutture classificabili come recettori sensibili ovvero "luoghi adibiti alla permanenza non inferiore a quattro ore giornaliere".

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 2008.

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.*

Per maggiori dettagli si rimanda alla relazione *AS_GIN_AFV Progetto agrovoltaico e all'elaborato AS_GIN_V19bis Stato di fatto colturale e Piano Colturale* nei quali viene riportato il progetto agronomico che si prevede realizzare sui terreni in oggetto. La società proponente, al fine di dare continuità a livello agronomico e occupazionale, ha stretto degli accordi preliminari con le società agricole che attualmente utilizzano i terreni del Campo Nord e del Campo Sud (accordi riportati nella documentazione inoltrata) affinché continuino a coltivare i terreni.

In estrema sintesi nel campo Nord e Sud saranno previste le seguenti destinazioni di uso agricolo. Come si vede nel Campo Nord quasi il 96% del terreno manterrà la destinazione agricola e nel Campo Sud circa il 95% del terreno a disposizione.

	Campo Nord		
	ha		
Superficie totale	49,85		
di cui:	TOT (HA)	%	
- superfici pannelli su tracker	16,41	34,3%	cover crops
- aree libere tra i tracker	14,95	31,3%	ortaggi
- fascia arborea schermante	2,53	5,3%	ulivi
- area disposizione agricola, esterno al campo	10,32	29%	normale ordinamento agricolo aziendale
- aree libere, esterne alle file di tracker	3,58		
Superficie totale ad uso agricolo Campo Nord	47,79	100%	

	Campo Sud		
	ha		
Superficie totale	43,39		
di cui:	TOT (HA)	%	
- superfici pannelli su tracker	18,88	45,7%	cover crops
- aree libere tra i tracker	16,09	38,9%	ortaggi
- fascia arborea schermante	0,79	1,9%	ulivi
- area disposizione agricola, esterno al campo	5,57	13%	normale ordinamento agricolo aziendale
- aree libere, esterne alle file di tracker	0		
Superficie totale ad uso agricolo Campo Nord	41,33	100%	

TABELLA 21 – DESTINAZIONE USO DELLE SUPERFICI DISPONIBILI

Inoltre, come meglio descritto nel paragrafo 3.1.12, 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 agrovoltaiico va intesa anche come ulteriore opera di mitigazione ambientale.

8.2. Mitigazione dell'impatto visivo

Come riportato nella relazione Paesaggistica (AS_GIN_REP), l'impianto non rientra nell'area di coni visuali o risulta visibile da punti o strade di interesse paesaggistico/culturale.

I terreni oggetto dell'impianto (come rilevato da aerofotogrammetrie e video tramite droni e anche a livello stradale) si presentano frammentati paesaggisticamente (il Campo nord definito da un perimetro di circa 3km è delimitato a Est da oltre 700 m dalla SP 9, diviso in due da una strada vicinale di oltre 800 m, delimitato a ovest da una filare di conifere di oltre 15 m di altezza e alberi vari per una lunghezza di oltre 500m e a nord delimitato per 800 m da vigneti a tendone e oliveti; il Campo Sud delimitato a nord per oltre 720 m dalla Strada Comunale Pantano, a ovest da 800 metri di vigneti a tendone, aziende agricole, a sud da circa 800 m di vigneto intensivo e a est da 290 m circa di oliveti). L'inserimento paesaggistico dell'opera in questo contesto non crea frammentazione; le schermature visive semmai servono proprio a ricreare l'effetto visivo dei filari di ulivo che fungono da confine tra proprietà che è presente in maniera pervasiva in tutta la zona. Si rimanda alla lettura dell'elaborato *AS_GIN_AIV Analisi visibilità aree di progetto ante e post operam*.

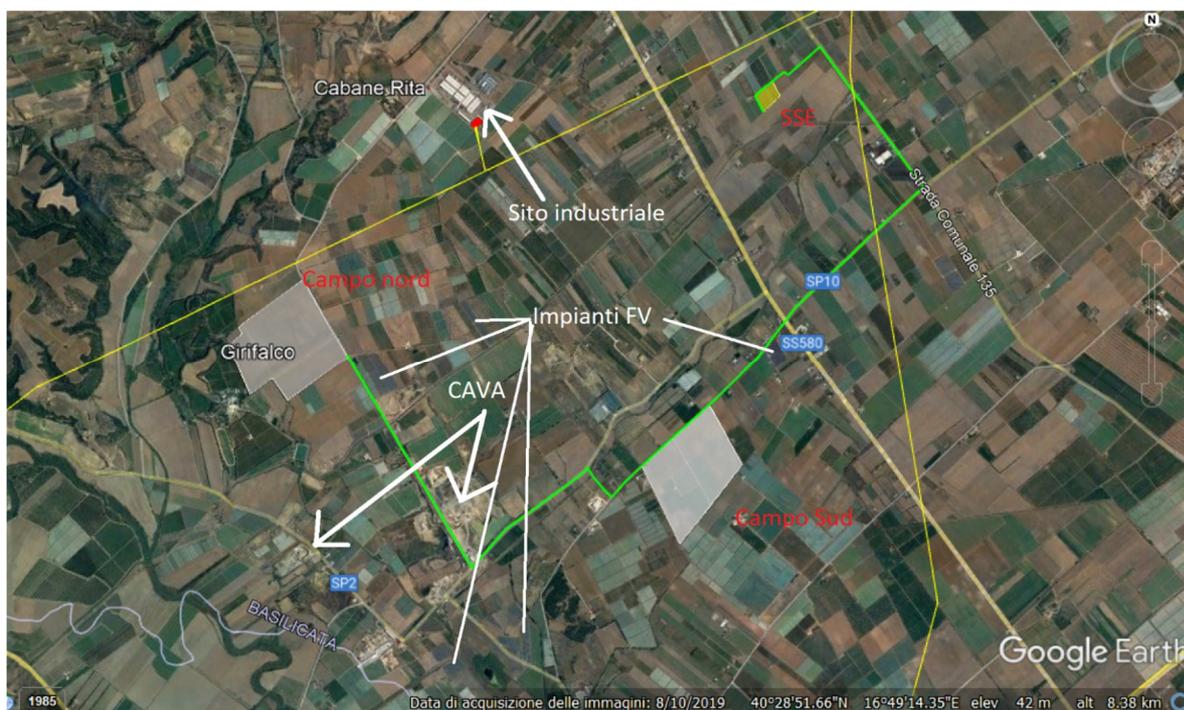


Figura – Siti industriali nei dintorni delle aree di progetto

X-ELIO ITALIA 5 S.R.L

Corso Vittorio Emanuele II n. 349 - 00186 ROMA Tel.+39 06.8412640 – Fax +39 06. 8551726
Partita IVA e Iscrizione Registro Imprese di Roma n° 15361461005 REA RM- 1585250 Società
sottoposta a direzione e controllo di X-ELIO Energy, S.L.

Pag. 168 a 195

Anche a livello di visibilità cumulata (cfr. AS_GIN_CML: Studio degli impatti cumulativi), la zona di visibilità teorica è stata determinata nel raggio di 3 km dalle aree di impianto, come da Determina Dirigenziale 162/2014 (oltre all'impatto visivo dell'impianto si è tenuto conto dell'impatto visivo cumulativo, che potrebbe derivare dalla presenza contestuale in zona di parchi fotovoltaici, cfr. AS_GIN_CML). Ovviamente l'impatto visivo cumulativo non può prescindere dallo studio della orografia della zona, della copertura superficiale (terreni a seminativo, presenza di alberature, fabbricati, presenza di ostacoli di varia natura, etc.) e dei punti sensibili dai quali valutare l'eventuale impatto cumulato.

Dalla mappa di seguito riportata si evidenzia come **non esistano zone in cui sia possibile la visibilità contemporanea di tutti gli impianti fotovoltaici** nell' AVIC.

Nei tratti di visibilità evidenziati in mappa nella colorazione blu, sarà apposta quale elemento detrattore, una bordura perimetrale di uliveto a cespuglio, la cui altezza dovrebbe raggiungere circa i 3 mt di altezza già a partire dal terzo anno di piantumazione. In tal modo si avrà schermatura continua con annullamento totale della visibilità del campo.

In sostanza in nessun punto del territorio saranno contemporaneamente visibili una pluralità di impianti fotovoltaici; in altri termini è possibile affermare che in generale i diversi campi FV si vedranno al massimo uno alla volta.

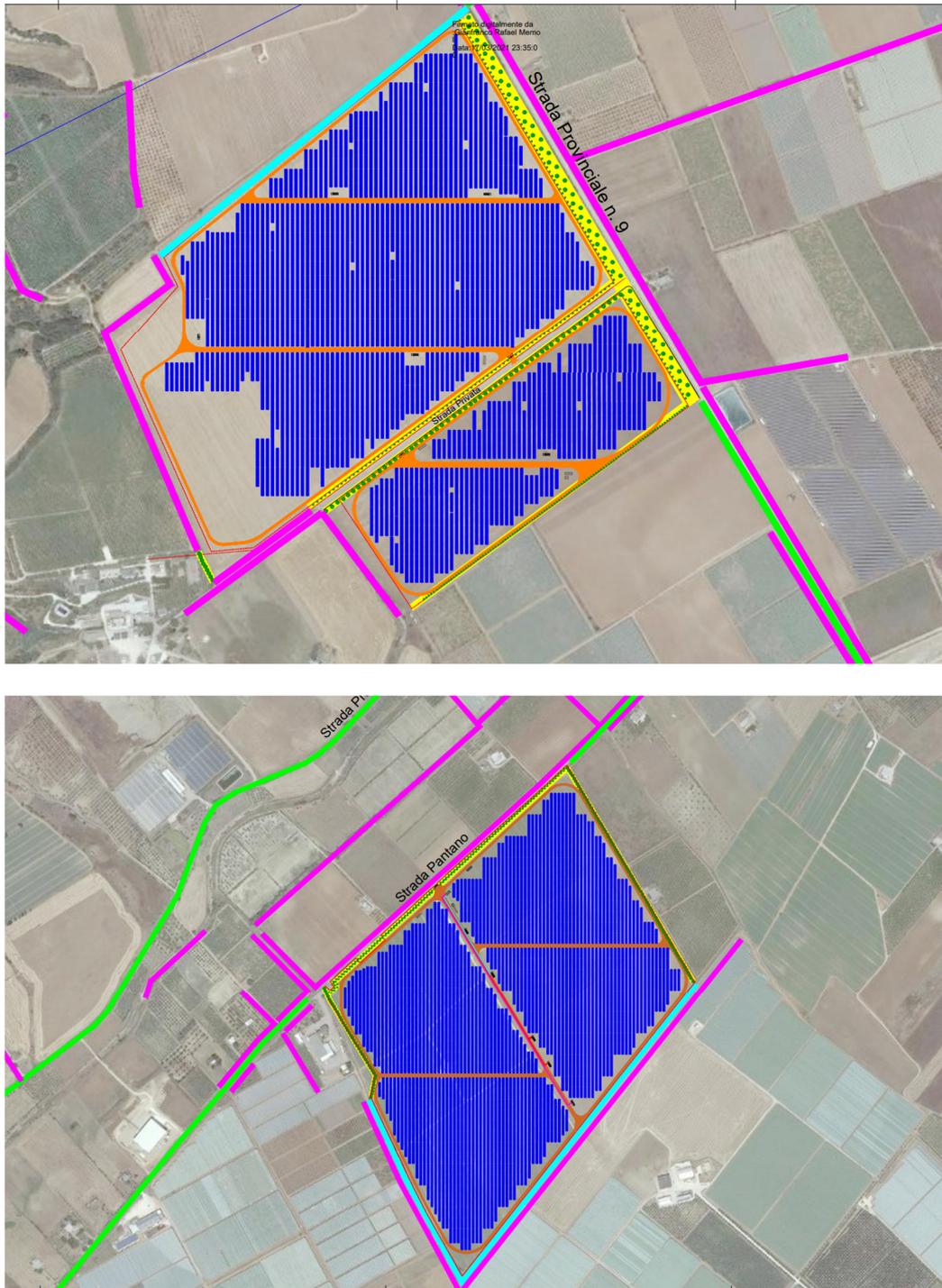


Figura – Nuove bordure schermanti campo Nord e Sud in giallo (in azzurro i fronti non visibili da strade perimetrali ed in viola bordure schermanti già esistenti, in verde viabilità con visibilità nulla dell'impianto). Fonte: elaborati AS_GIN_OMV.

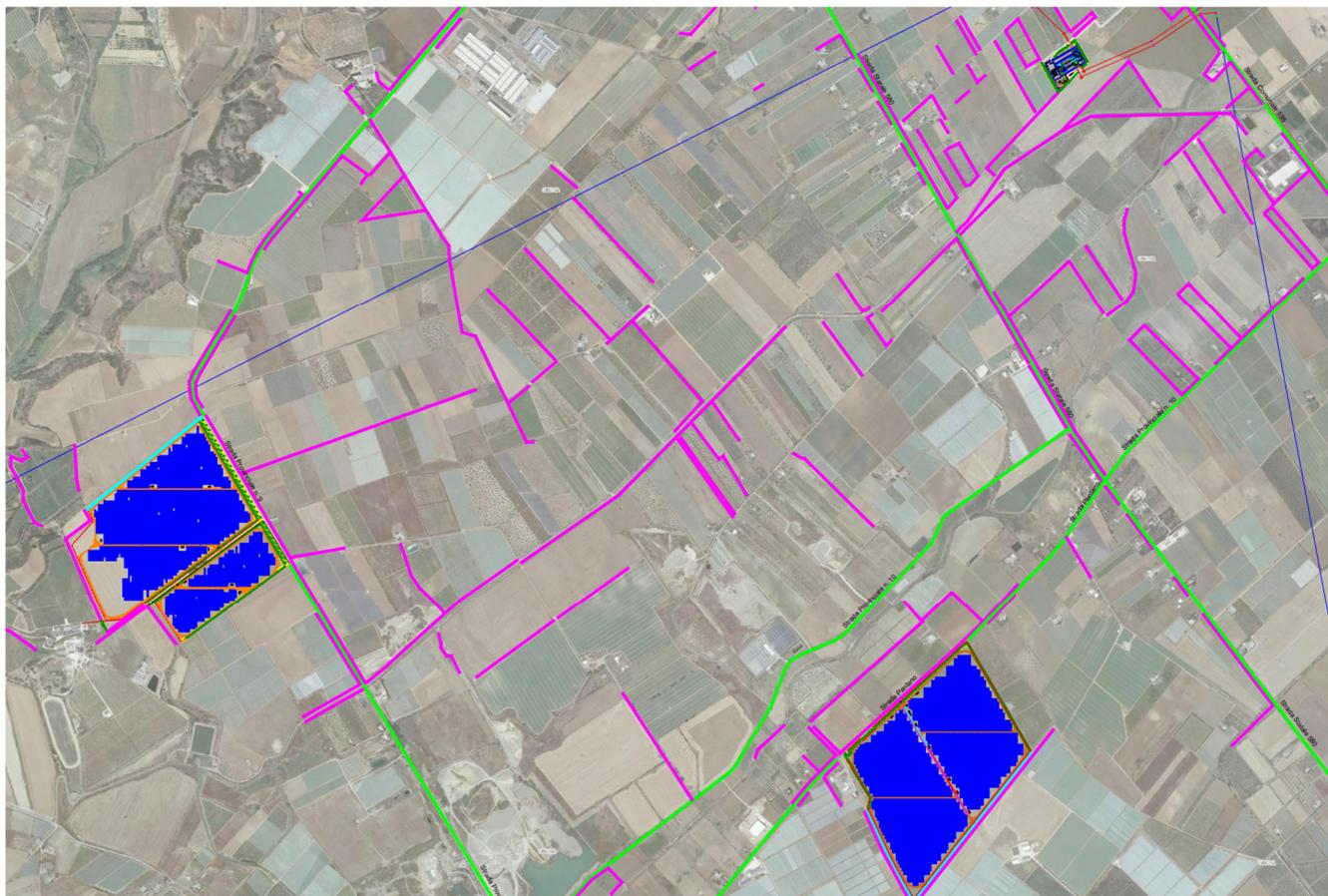


Figura – Nuove bordure schermanti (in azzurro i fronti non visibili da strade perimetrali ed in viola bordure schermanti già esistenti, in verde viabilità con visibilità nulla dell'impianto)

Il cavidotto MT che collega i due campi alla Sottostazione utente a bordo della SE Terna è completamente interrato su strade asfaltate e sterrate ed attraversa trasversalmente il torrente Galaso in un solo punto grazie ad un attraversamento sotterraneo profondo realizzato con la tecnica T.O.C., pertanto l'impatto paesaggistico è da considerarsi nullo, in quanto il cavidotto risulterà completamente invisibile e su strada carrabile e negli attraversamenti fluviali.

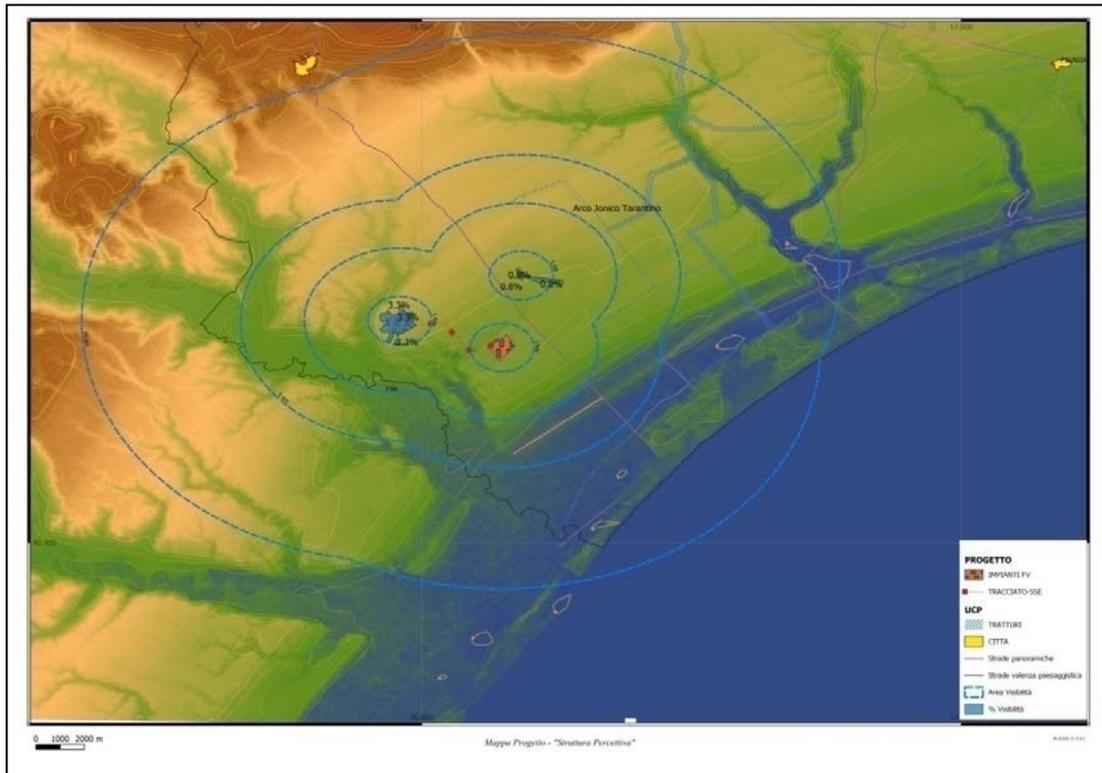


FIGURA 66 – MAPPA INTERVISIBILITÀ CON BUFFER DI RAGGIO KM 1-3-5-10

Gli impianti di fotovoltaico in progetto, sia in località “Girifalco” che “Lago Lungo”, non sono visibili da coni visuali di contesto e panorama se non in piccoli tratti, così come evidenziati nella mappa di intervisibilità riportata nella relazione “Impatti cumulativi” (AS_GIN_CML), a cui si rimanda per approfondimenti.

Le bordure olivate, inoltre, consentiranno di avere continuità di contesto paesaggistico, oltre che raccordo, in quanto già nell’intorno si riscontra la consuetudine agronomica di costituire bordure olivate per gli appezzamenti agricoli.

La scelta di ricorrere all’ ulivo non è causale in quanto già nella zona è consuetudine agronomica di costituire bordure olivate per gli appezzamenti agricoli, come emerso nei vari sopralluoghi effettuati. In tal modo non solo si otterrà una schermatura delle opere in progetto, ma anche continuità e corretto inserimento nel contesto paesaggistico. Si rimanda alla lettura dell’elaborato *AS_GIN_OV Occlusioni Visive* dove viene analizzato nel dettaglio l’effetto delle bordure perimetrali quale elemento di mascheramento dell’impianto dai punti di possibile visibilità.



**FIGURA 67 – PARTE TERMINALE DEL VIALE DI ACCESSO AL CAMPO NORD CON FILARI DI BORDO GIÀ ESISTENTI
 – LOCALITÀ “GIRIFALCO”**



**FIGURA 68 – PARTE INIZIALE DEL VIALE DI ACCESSO AL CAMPO NORD, SU CUI SARANNO PIANTUMATI ULIVI –
 LOCALITÀ “GIRIFALCO”**



FIGURA 69 – FILARE DI ULIVO GIÀ PRESENTE SU UN LATO DI CARREGGIATA IN CAMPO SUD – LOCALITÀ “LAGO LUNGO”

Di seguito dislocazione e numero di ulivi che saranno piantumati.

	Campo Nord	Campo Sud
Fronte Strada Provinciale n. 9	141	0
Fronte Strada Interpodale	128	0
Fronte Strada Pantano	0	83

TABELLA 22 – NUMERO DI ULIVI CHE SARANNO PIANTUMATI NEI SOTTOCAMPI



FIGURA 70 – ESEMPI DI FILARI PERIMETRALI DI ULIVO NELLA ZONA, QUALE CONSUETUDINE AGRONOMICA



FIGURA 71 – FOTO ANTE-OPERAM – LOCALITÀ GIRIFALCO, CAMPO NORD



FIGURA 72 – FOTO POST-OPERAM CON INSERIMENTO DI FILARE DI ULIVI PERIMETRALE, CAMPO NORD

Per quanto riguarda il Campo Sud in località "Lago Lungo", il filare di ulivo perimetrale, fronte Strada Pantano, si integrerà perfettamente nel contesto, in quanto si "raccorderà" con il filare di ulivo già presente sull'altro lato di carreggiata.



FIGURA 73 – FOTO ANTE-OPERAM – LOCALITÀ LAGO LUNGO – CAMPO SUD

X-ELIO ITALIA 5 S.R.L

Corso Vittorio Emanuele II n. 349 - 00186 ROMA Tel.+39 06.8412640 – Fax +39 06. 8551726
Partita IVA e Iscrizione Registro Imprese di Roma n° 15361461005 REA RM- 1585250 Società
sottoposta a direzione e controllo di X-ELIO Energy, S.L.



FIGURA 74 – FOTO POST-OPERAM CON INSERIMENTO DI FILARE DI ULIVI PERIMETRALE – CAMPO SUD



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".

Inoltre, per quanto riguarda la stazione di smistamento Terna e i relativi raccordi, si fa presente che la soluzione di connessione è stata scelta da Terna in base alle esigenze della RTN, l'unico margine di scelta che la X-ELIO ITALIA 5 srl ha avuto è quello di proporre a Terna il terreno dove realizzare la stazione di smistamento. Dal momento che la stazione di smistamento da realizzare andava raccordata a due linee di Alta Tensione già esistenti (la linea Ginosa-Matera e la linea Pisticci- Taranto) è stato proposto (e approvato da Terna) l'UNICO terreno possibile che minimizza la lunghezza degli Interventi di raccordo n. 1 e n.2 con le suddette linee AT esistenti e che risiede fuori da vincoli di qualsiasi natura, oltre che avere una posizione non visibile dalle strade carrabili circostanti per ridurre l'impatto visivo. Pertanto la scelta del sito di ubicazione della SE di smistamento di Terna che minimizza i raccordi aerei alle suddette linee AT esistenti, può essere considerato già di per sé stesso una opera di mitigazione, inoltre come indicato, la SE di smistamento sarà circondata da una bordura olivetata. Si ricorda che la tale opera di rete non sarà soltanto a beneficio del presente impianto ma di tutti gli impianti di produzione che hanno ivi ricevuto la soluzione di connessione come specificato nei paragrafi precedenti.

8.3. Mitigazioni in base alle Linee guida ARPA

In questo paragrafo 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</p>	<p>Le strutture saranno ancorate fino alla profondità necessaria, con tutti i vantaggi compatamente esposti nelle linee guida dell'ARPA, compresa la possibilità di mantenere inerbito il terreno adiacente ai pali.</p>

eventuali problematiche dovute all'invasione del terreno in profondità per l'ancoraggio delle strutture.	
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.	Le strutture saranno maggiori di 2 metri, con tutti i vantaggi compitamente esposti nelle linee guida dell'ARPA, compresa la possibilità di mantenere inerbato il terreno adiacente ai pali.
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.	I cavidotti seguiranno i percorsi delle vie di circolazione, come descritto nei vari paragrafi di relazione.
È preferibile utilizzare strutture prefabbricate, ovvero costruite con materiali della tradizione locale per le utilities (es. cabina di trasformazione).	È previsto l'uso di prefabbricati. La SEE avrà finiture della tradizione locale.
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.	Il progetto non prevede l'uso di solette stabilizzatrici.
I sistemi di illuminamento devono essere conformi alla Legge Regionale n. 15 del 2005.	Conforme. Si rimanda alle relative relazioni.
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.	La recinzione sarà realizzata con rete zincata elettrosaldata, 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.
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	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.	costituiscono l'impianto per le operazioni di manutenzione e pulizia.
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).	Per la realizzazione delle vie di circolazione interna si utilizzeranno materiali drenanti, come da elaborati scritti e grafici a cui si rimanda.
Mitigazioni volte a ridurre interferenze indesiderate	
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.	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.
Assolutamente da preservare sono i corridoi ecologici che possono essere rappresentati da siepi, 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.	Nelle aree di progetto non si sono riscontrati elementi antropici o della tradizione locale. La fascia arborea presente sul lato Nord-Ovest del Campo Nord sarà preservata, così come evidenziato nella "AS_GIN_REP: Relazione paesaggistica". Inoltre sarà piantumata bordura schermante di ulivi in tratti di perimetro. La recinzione metallica di maglia 5x 7,5 cm prevederà aperture ogni 20 metri, per consentire il passaggio della fauna locale.

Utilizzare pannelli ad alta efficienza per evitare il fenomeno di abbagliamento nei confronti dell'avifauna.	I pannelli ad alta efficienza non contribuiranno al fenomeno di abbagliamento, come già evidenziato nel paragrafo "Riflettanza luminosa e visiva – Fenomeno di abbagliamento".
Prevedere schermatura con elementi arborei o arbustivi per impatto visivo su aree di pregio naturalistico situate nelle vicinanze o nella visuale (rendering).	Sono previste bordure schermanti di ulivi in tratti di perimetro.
Mitigazioni relative ad azioni che possono essere intraprese in fase di cantiere e di esercizio	
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.	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.
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).	L'inerbimento naturale del terreno si ispirerà al metodo biologico. Periodicamente si ricorrerà alla pratica del sovescio.
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.	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.
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,	Per evitare l'eventuale compattazione del terreno è previsto il ricorso periodico al sovescio, come relazionato nella "AS_GIN_REP: Relazione paesaggistica".

<p>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.</p>	
Compensazioni	
<p>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.</p>	<p>Il Campo Nord ha area esterna di circa 3 ettari, pari a circa il 4% della superficie complessiva dei due appezzamenti in località Girifalco e Lago Lungo, 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.</p>

TABELLA 23 – 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 elettrosaldata, 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.

Come mostrato nella "AS_GIN_R13: Relazione Acustica" (si veda l'Allegato per maggiori dettagli), 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 sbalzi;
- 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 $L_w \leq 85$ dB(A).

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. Per maggiori approfondimenti si rimanda alla Relazione sulla dismissione dell'impianto e ripristino dei luoghi AS_GIN_R11.

9. Sintesi non tecnica degli impatti ambientali

Per quanto concerne la sintesi non tecnica degli impatti ambientali, si faccia riferimento all'Allegato "AS_GIN_SNT: Sintesi non tecnica dello SIA".

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. 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 a 10 km
4. per l'impatto acustico cumulativo non si applica il Determina Dirigenziale in quanto non è applicabile agli impianti fotovoltaici
5. per gli impatti cumulativi sul suolo e sottosuolo si distinguono tre sottotemi
 - a. Consumo del suolo e impermeabilizzazione
 - b. Contesto agricolo e produzioni agricole di pregio

c. Rischio geomorfologico/idrologico.

Dall'analisi condotta (per i dettagli si rimanda alla relazione specifica AS_GIN_CML "Analisi Impatti Cumulativi"), non si sono riscontrati effetti cumulativi rilevanti con rispetto ai cinque temi riportati nella D.D. 162/2014 e l'integrato DRG 2122/2012.

In particolare 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.

Le aree protette (Natura 2000) sono tutte fuori dall'AVIC di riferimento come riportato più dettagliatamente nel paragrafo e a una distanza maggiore di 5 km; analogamente a livello acustico l'impianto non cumula con altri impianti di pari rango.

Infine, riguardo l'impatto cumulo 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.

Come detto si rimanda alla lettura della specifica relazione (AS_GIN_CML) per approfondimenti.

11. Conclusioni

Alla luce di quanto esposto nel presente SIA, il progetto proposto per la realizzazione di un impianto fotovoltaico a terra di potenza pari a 68,475 MWp e alle relative opere di connessione alla rete nazionale (incluso l'ampliamento della RTN di Terna con una stazione di smistamento da 150 kV e relativi raccordi), da parte della Società Proponente X-ELIO Italia 5 S.r.l., all'interno del territorio del comune di Ginosa (TA), 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 110.000 MWh/anno, il fabbisogno energetico annuo di circa 3.000 famiglie medie) 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. 5.1).

A fronte di tali e tanti vantaggi ambientali per tutta la collettività (come dimostrato dalle numerose Leggi di incentivo regionali, nazionali e comunitarie degli ultimi 15 anni in materia di energie rinnovabili), di fatto gli unici impatti che l'impianto in oggetto produce sono: a livello ambientale l'impatto visivo e a livello sociale l'utilizzo di suolo agricolo.

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 grazie alla particolare orografia dei terreni coinvolti, non risulta visibile da punti sensibili quali strade panoramiche (e a valenza paesaggistica e tutti gli altri punti sensibili. Tramite la bordura olivetata perimetrale (pratica molto utilizzata nella zona per separare le proprietà dei terreni agricoli) si ridurrà l'impatto visivo anche a breve distanza.

Tutto ciò è sancito anche dalla recentissima Sentenza del TAR Lecce N. 00586/2022 pubblicata il 11/04/2022 (che si allega nella cartella VIA_3) **che ha accolto la istanza di annullamento del provvedimento autorizzativo con parere contrario alla realizzazione del presente impianto agrovoltaico "GINOSA"**, in cui si legge, tra i vari motivi di accoglimento del ricorso: *"All'evidenza,*

il settore dell'agro-voltaico 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-voltaico dalle varie arterie stradali di collegamento."

L'utilizzo di suolo agricolo è stato affrontato proponendo un impianto agrovoltaico così da permettere la coltivazione dei terreni, anche sotto i pannelli, questo grazie al particolare tipo di strutture di sostegno ruotanti, che permettono di captare maggiore radiazione solare e di poter essere "spostate" in posizione orizzontale ogni qualvolta vi è necessità di passaggio di persone e/o mezzi agricoli al di sotto dei pannelli. Grazie alla tecnologia a tracker, l'impianto fotovoltaico non consuma pertanto suolo e di fatto non cambia l'uso dello stesso che rimane così a vocazione agricola, e continuerà ad essere coltivato dalle stesse aziende che attualmente conducono i terreni senza sprechi in fatto di uso del suolo. L'agrovoltaico rappresenta quindi un'ottima opportunità perché consente agli agricoltori di continuare a coltivare la terra beneficiando del ricavo economico aggiuntivo proveniente dal fotovoltaico.

Pertanto sommando i benefici ambientali derivanti dalla realizzazione dell'impianto fotovoltaico agli impatti ambientali da questo indotti, si ritiene che la bilancia non può che propendere nettamente per i benefici. D'altra parte il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione previsti dalla Comunità Europea e dal PNIEC sarebbe impossibile realizzando impianti fotovoltaici solo su coperture di edifici, cave abbandonate, ex discariche, terreni industriali, ecc. infatti, analizzando i dati del GSE negli anni tra il 2013 e il 2019 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 recente D.M. 04/07/2019 (Decreto FER 1), che in due anni distribuisce incentivi per circa 1.570 MW tra impianti eolici e fotovoltaici è riuscito a migliorare la situazione proprio perché non ammetteva la partecipazione a impianti fotovoltaici a terra in zone agricole.

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.

Inoltre, come illustrato nel paragrafo "Alternativa zero", non ci sarà nessuna contrazione della manodopera agricola su terreni utilizzati dopo la realizzazione dell'impianto, poiché l'impronta di verde (ovvero il cotico di erbe native, nonché la possibilità di coltivarlo con colture da reddito) necessiterà di cure costanti, macchinari e manodopera del settore afferente a quello agricolo.

Quello che invece a livello sociale dovrebbe preoccupare di più è l'abbandono della terra da parte delle nuove generazioni che si registra ormai da 25 anni a questa parte, non già a causa delle fonti rinnovabili, anzi dove queste potrebbero oggi fungere da parziale soluzione del problema come meglio illustrato nel paragrafo 5.1. A tale scenario si aggiungono i benefici socio-economici che una centrale elettrica "green" apporta sul territorio in termini di manodopera specializzata e di indotto economico.

Inoltre, come meglio descritto nel paragrafo 3.1.12, 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 agrovoltaco va intesa anche come ulteriore opera di mitigazione ambientale.

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_GIN_R4: Relazione geologica
2. AS_GIN_R5: Relazione idrologica e idraulica
3. AS_GIN_R7: Relazione geotecnica e sismica
4. AS_GIN_R8: Relazione tecnica e calcolo preliminare degli impianti
5. AS_GIN_R8: Relazione sui campi elettromagnetici
6. AS_GIN_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)
7. AS_GIN_R11: Relazione sulla dismissione dell'impianto e ripristino dei luoghi
8. AS_GIN_R13: Relazione Acustica
9. AS_GIN_R14: Verifica Aree idonee ai sensi del Dlgs 199/21
10. AS_GIN_SNT: Sintesi non tecnica dello SIA
11. AS_GIN_CML: Studio degli impatti cumulativi
12. AS_GIN_PED: Relazione pedo-agronomica
13. AS_GIN_REP: Relazione paesaggistica
14. AS_GIN_SOP: Comunicazione alla Soprintendenza - Relazione archeologica preventiva
15. AS_GIN_A6: Piano di manutenzione dell'impianto e delle opere connesse
16. AS_GIN_V.01: Carta dei Vincoli del Bacino Visivo e Visibilità teorica
17. AS_GIN_V.03: Carta dei Vincoli nell'Area di Intervento - Vincoli Paesaggistici Bosco
18. AS_GIN_V.04: Carta dei Vincoli nell'Area di Intervento - Vincolo Idrogeologico
19. AS_GIN_V.05: Carta dei Vincoli nell'Area di Intervento - Pericolosità da PAI
20. AS_GIN_V.06: Stralcio Mappa Aree non Idonee FER
21. AS_GIN_V.07: Uso del Suolo da SIT
22. AS_GIN_V.08: Carta Idrogeomorfologica
23. AS_GIN_V.09: Stralcio Mappatura Parchi e Riserve e Siti di Rilevanza Naturalistica
24. AS_GIN_V.10: Stralcio Cartografico Piano Regionale Attività Estrattive
25. AS_GIN_V.11: Stralcio Cartografico Piano Faunistico Venatorio
26. AS_GIN_V.13: Carta della Rete Ecologica Pugliese
27. AS_GIN_V.14: Studio Inserimento Urbanistico

-
28. AS_GIN_V.15: Aree percorse dal Fuoco
 29. Sentenza del TAR Lecce N. 00586/2022 pubblicata il 11/04/2022
 30. AS_GIN_AJV Progetto agrovoltaiico
 31. AS_GIN_V19bis Stato di fatto colturale e Piano Colturale
 32. AS_GIN_AIV Analisi visibilità aree di progetto ante e post operam.
 33. AS_GIN_OV Occlusioni Visive