



COMUNE DI CASTELLANETA E COMUNE DI GINOSA

(Provincia di Taranto)



Realizzazione di un impianto agrivoltaico della potenza nominale in DC di 60,501 MWp e potenza AC di 51,00 MW denominato "Lama di Pozzo" e delle relative opere di connessione alla Rete di Trasmissione dell'energia elettrica Nazionale (RTN) in zona agricola del Comune di Castellaneta (TA) e Comune di Ginosa (TA).

Proponente

CASTELLANETA PV S.R.L.

CASTELLANETA PV S.R.L.
Via Fabio Filzi, - IT 20124 Milano (MI)
Tel 0284571972,
P.IVA 11515950969, REA MI -2608918
PEC: castellanetapvsrl@pec.it



Sviluppatore



GREENERGY SRL
Via Stazione snc - 74011 Castellaneta (TA),
Tel +39 0998441860, Fax +39 0998445168,
P.IVA 02599060734, REA TA-157230,
www.greenergy.it, mail:info@greenergy.it

Elaborato RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA

Data

30/11/2023

Codice Progetto

GREEN GP-14

Nome File

P_01_A_TECNICA_DESCRITTIVA

Revisione

00

Foglio

A4

Scala

-

Codice Elaborato

P_01_A

Rev.	Descrizione	Data	Redatto	Verificato	Approvato
00	Prima emissione	30/11/2023	Geom. Christian Mazzarella	Ing. Giuseppe Mancini	CASTELLANETA PV SRL

Sommario

1. INTRODUZIONE.....	4
2. LE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI.....	11
2.1. L'energia solare in Puglia.....	18
2.2. Stima della produzione annua dell'impianto.....	21
2.3. Carbon footprint e costo energetico del fotovoltaico.....	33
2.4. Vantaggi ambientali.....	39
2.5. Vantaggi socio-economici.....	42
2.6. Quadro normativo nazionale autorizzativo.....	47
2.7. Normativa regionale di riferimento	47
2.8. Normativa tecnica impianto fotovoltaico e sicurezza.....	50
3. IL SITO	56
3.1. Descrizione del sito	56
3.2. Descrizione dell'accesso al sito	59
3.3. Analisi degli strumenti di pianificazione e tutela	61
3.4. Aspetti geologici, topografici, idrologici e geotecnici.....	66
3.5. Le interferenze.....	74
3.6. Gli espropri.....	76
3.7. Il paesaggio, l'ambiente ed i beni tutelati	77
3.8. Approfondimenti sui campi elettromagnetici	79
3.9. Approfondimenti sull'acustica	80
3.10. Approfondimenti sull'archeologia	81
4. IL PROGETTO.....	84
4.1. Schede identificative dell'impianto	84
4.2. Agrivoltaico	91
4.3. Descrizione generale	94
4.4. Connessione alla rete elettrica.....	96
4.5. Moduli fotovoltaici	98
4.6. Strutture di fissaggio.....	101

4.7.	Inverter	102
4.8.	Trasformatori MT/BT	104
4.9.	Cabina MT di campo	108
4.10.	Cabina di raccolta MT	109
4.11.	Cromie cabinati	109
4.12.	Trasformatore servizi ausiliari MT/BT	110
4.13.	Quadro Servizi Ausiliari in bassa tensione (QSA)	110
4.14.	Quadro Misure Fiscali (QMF e QMG)	111
4.15.	Collegamenti elettrici in bassa tensione	111
4.16.	Collegamenti elettrici in Media Tensione e relativi calcoli	115
4.17.	Dimensionamento linea di connessione alla S.E.	124
4.18.	Rete di Terra	128
4.19.	Sistema di Supervisione dell'impianto AgropV	129
4.20.	Misure di Protezione contro i Contatti Diretti	131
4.21.	Misure di Protezione contro i Contatti Indiretti	131
4.22.	Misure di Protezione contro gli Effetti delle Scariche Atmosferiche	132
4.23.	Viabilità interna	132
4.24.	Recinzione	133
4.25.	Cabina di trasformazione 30/150 kV	133
4.26.	Operazioni inerenti al suolo	136
4.27.	Interventi per incremento della biodiversità e interventi tutela avifauna	137
4.28.	Progetto agricolo e rispetto linee guida Mite su agrovoltaico	139
	-Schema di Rotazione	150
4.29.	Manutenzione	155
4.29.1.	Lavaggio dei moduli fotovoltaici	155
4.29.2.	Controllo delle piante infestanti	156
4.30.	Biodiversità e tutela dell'ecosistema agricolo	156
4.31.	Sistemi di monitoraggio dell'attività agricola	157
4.32.	Illuminazione di emergenza e videosorveglianza	157

4.32.1. Inquinamento Luminoso	157
4.32.2. Videosorveglianza	158
4.33. Il progetto esecutivo.....	160
4.34. Cronoprogramma	161
5. FASE DI CANTIERE.....	163
6. FASE DI ESERCIZIO	164
7. FASE DI DISMISSIONE - Riciclo componenti e rifiuti	164
7.1. Smaltimento stringhe fotovoltaiche.....	164
7.2. Recupero cabine elettriche prefabbricate.....	169
7.3. Smaltimento cavi elettrici ed apparecchiature elettroniche, pali illuminazione e videosorveglianza	171
7.4. Recupero viabilità interna.....	173
7.5. Recupero recinzione.....	173
8. Ripristino dello stato dei luoghi.....	173
9. Quantificazione dei costi di dismissione e ripristino e tempistiche.....	175
10. Elenco delle autorizzazioni da Acquisire.....	182

1. INTRODUZIONE

Il presente documento costituisce la *“Relazione tecnico descrittiva”* relativo al progetto di un impianto agrovoltaico per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile solare tramite conversione fotovoltaica, della potenza nominale in AC di 51,00 MW e della potenza nominale in DC 60,501 denominato **“Lama di Pozzo”** in agro del Comune di Castellaneta e di Ginosa e delle relative opere di connessione alla Rete di Trasmissione dell’energia elettrica Nazionale (RTN) necessarie per la cessione dell’energia prodotta.

L’impianto agrovoltaico sarà collegato tramite cavidotto interrato MT alla stazione di trasformazione utenza 30/150 kV , la stessa verrà collegata in antenna a 150 kV su una nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN a 150 kV da collegare in entra-esce alle linee RTN a 150 kV *“Pisticci – Taranto N2”* e *“Ginosa – Matera”*, previa realizzazione del potenziamento/rifacimento della linea RTN a 150 kV *“Ginosa Marina – Matera”* nel tratto compreso tra la nuova SE suddetta e la SE RTN a 380/150 kV di Matera.

Essa sarà collegata attraverso un cavo AT 150kV allo stallo condiviso 150kV interno alla SE Terna 150/380kV, localizzata nel Comune di Ginosa (TA), che rappresenta il punto di connessione dell’impianto alla RTN.

Terna S.p.A., ha rilasciato alla Società proponente la *“Soluzione Tecnica Minima Generale”* n. 202000770 del 14.08.2023, indicando le modalità di connessione che, prevede l’allaccio in antenna allo stallo AT nuova Stazione Elettrica (SE) in agro di Ginosa.

La Società proponente **Castellaneta PV srl**, REA: MI - 2608918 P.Iva 11515950969, con sede in Via Fabio Filzi, 7 (MI), intende realizzare l’impianto agrovoltaico su di un terreno con destinazione agricola, esteso per circa Ha 116,1458, distinto in Catasto come segue:

- Agro di Ginosa località Stornara Foglio di mappa n. 129 p.Ile 8 - 7 - 63 - 178, Foglio di mappa n. 130 p.Ile 346, Foglio di mappa n. 129 p.Ile 128 e 130, Foglio di mappa n. 128 p.Ile 97-255-12 e 248 (Centrale Fotovoltaica *“Blocco 1”*);
- Agro di Ginosa località Lago Lungo Foglio di mappa n. 126 p.Ile 398-400 - 7-90-243-237-239-274-399 (Centrale Fotovoltaica *“Blocco 2”*);
- Agro di Castellaneta località Fattizzone Foglio di mappa n. 112 p.Ile 431-513-419-507; Foglio di mappa n. 118 p.Ile 6 - 88 (Centrale Fotovoltaica *“Blocco 3”*);
- Agro di Ginosa località Lama di Pozzo Foglio di mappa n. 117 p.Ile 170-171-112-113-193 e 194, Foglio di mappa 118 p.Ile 194-195-509-510-511-512-697-125-339-126-340-137-27-174-175-176-178-28-342-287-303-305-265-269, Foglio di mappa n.

118 p.lle 3-10-362-363-83-595-593-132-131-364-58 e 45 (Centrale Fotovoltaica "Blocco 4");

- Agro di Ginosa località Lago Lungo, ove sarà realizzata la Nuova stazione Elettrica da realizzare, Foglio di mappa n. 119 Porzioni delle p.lle 224 – 250 – 225 e 226 – della superficie complessiva di ca. ha 1.34.00.
- Agro di Ginosa località Lago Lungo, ove sarà realizzata la sbarra comune con le relative stazioni utenti degli altri produttori, Foglio di mappa n. 119 Porzioni delle p.lle e 224 e 219 della superficie complessiva di ca. ha 1.01.00.
- Agro di Ginosa località Lago Lungo, ove sarà realizzata la stazione utente, Foglio di mappa n. 119 Porzione della p.lla 219 – della superficie complessiva di ca. ha 00.25.00.

Il presente elaborato ha lo scopo di illustrare le caratteristiche del sito e dell'impianto, i criteri adottati e la compatibilità ambientale del progetto. inquadra il progetto rispetto ai vincoli presenti sul territorio, e riferisce circa la gestione dell'impianto.

Nel dettaglio, il progetto prevede la realizzazione delle seguenti opere:

- Installazione di 88.322 pannelli fotovoltaici;
- 15 cabine di trasformazione;
- 5 cabine di controllo;
- 5 cabine di manutenzione;
- 5 cabine di raccolta
- Realizzazione di SSE di Trasformazione- Stazione Utente AT/MT (Locale MT - Trafo S.A. - Locale G.E. - Locale BT - Locale Servizi - Locale misure);
- Viabilità in misto stabilizzato per una lunghezza complessiva di circa 19.400 m;
- Cavidotti interrato interno per il trasferimento dell'energia prodotta dai pannelli;
- Un cavidotto MT per il collegamento dell'impianto alla SSE di Trasformazione- Stazione Utente AT/MT;
- Un cavidotto AT per il collegamento della stazione di elevazione 30/150 kV alla RTN "Ginosa";
- Potenziamento/rifacimento della linea RTN a 150 kV "Ginosa Marina -Matera" nel tratto compreso tra la nuova SE suddetta e la SE RTN a 380/150 kV di Matera;
- nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN a 150 kV da collegare in entra-esce alle linee RTN a 150 kV "Pisticci – Taranto N2" e "Ginosa – Matera",

Per la realizzazione dell'impianto sono previste le seguenti opere ed infrastrutture:

- **Opere civili:** pali di fondazione dei Tracker; realizzazione delle piazzole delle cabine, realizzazione della viabilità interna all'impianto; realizzazione dei cavidotti interrati per la posa dei cavi elettrici; realizzazione della sottostazione di trasformazione, realizzazione dell'area temporanea di cantiere.
- **Opere impiantistiche:** installazione dei pannelli fotovoltaici; esecuzione dei collegamenti elettrici, tramite cavidotti interrati, tra i pannelli e le cabine di trasformazione. Realizzazione degli impianti di illuminazione e TVCC.

Il committente per il seguente progetto è Castellaneta PV srl di cui si riportano i principali dati anagrafici:

ESITO EVASIONE PROTOCOLLO 266054/2023 DEL
 15/05/2023

CASTELLANETA PV SRL

DATI ANAGRAFICI	
Indirizzo Sede legale	MILANO (MI) VIA FABIO FILZI 7 CAP 20124
Domicilio digitale/PEC	castellanetapvsrl@pec.it
Numero REA	MI - 2608918
Codice fiscale e n.iscr. al Registro Imprese	11515950969
Forma giuridica	societa' a responsabilita' limitata L'impresa è rappresentata da più persone

DOCUMENTO

Il presente documento è fornito unicamente a riscontro dell'evasione del protocollo dell'istanza.
 Si ricorda che la visura ufficiale aggiornata dell'impresa è consultabile gratuitamente, da parte del legale rappresentante, tramite il cassetto digitale dell'imprenditore all'indirizzo www.impresa.it

Figura 1 - Stralcio visura camerale del committente

Realizzazione di un impianto agrivoltaico della potenza nominale in DC di 60,501 MWp e potenza AC di 51,00 MW denominato "Lama di Pozzo" e delle relative opere di connessione alla Rete di Trasmissione dell'energia elettrica Nazionale (RTN) in zona agricola del Comune di Castellaneta (TA) e Comune di Ginosa (TA).

Il progetto si inserisce nel quadro istituzionale di cui al D. Lgs. 29 dicembre 2003, n. 387 "Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità" le cui finalità sono:

- promuovere un maggior contributo delle fonti energetiche rinnovabili alla produzione di elettricità nel relativo mercato italiano e comunitario;
- promuovere misure per il perseguimento degli obiettivi indicativi nazionali;
- concorrere alla creazione delle basi per un futuro quadro comunitario in materia;
- favorire lo sviluppo di impianti di microgenerazione elettrica alimentati da fonti rinnovabili, in particolare per gli impieghi agricoli e per le aree montane.

Il presente elaborato ha lo scopo di illustrare le caratteristiche del sito e dell'impianto, i criteri adottati e la compatibilità ambientale del progetto.

Il progetto è rivolto all'utilizzo del sole come risorsa per la produzione di energia pulita e alla coesistenza con l'agricoltura, elemento imprescindibile del progetto oltre che vocazione del territorio.

Il termine fotovoltaico deriva infatti dall'unione di due parole: "Photo" dal greco phos (Luce) e "Volt" che prende le sue radici da Alessandro Volta, il primo a studiare il fenomeno elettrico.

Quindi, il termine fotovoltaico significa letteralmente: **"elettricità dalla luce"**.

Il settore fotovoltaico italiano è in procinto di vivere una nuova fase molto importante del suo percorso di crescita, proiettato ormai verso uno stadio di completa maturazione. I target europei appena definiti per le fonti rinnovabili (32%) dal recente trilogico comunitario richiederanno molti sforzi su diversi fronti, e il fotovoltaico avrà sicuramente un ruolo da protagonista.



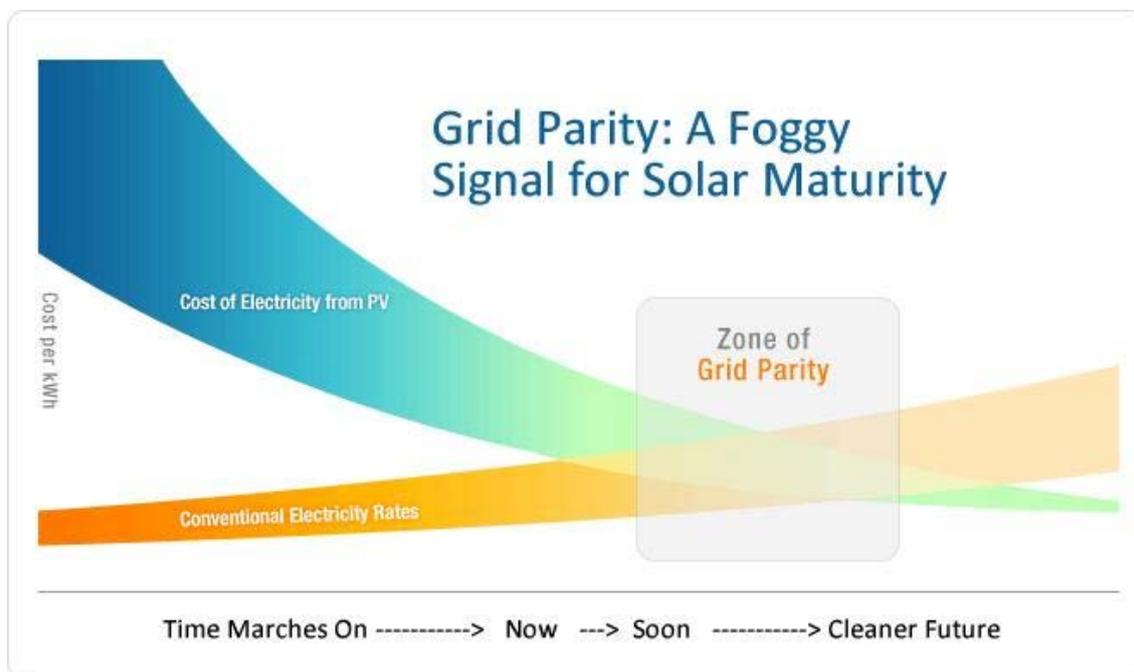
Immagine esplicativa del tipo del tipo di strutture utilizzate

L'impianto fotovoltaico in oggetto appartiene alla tipologia di impianti eserciti in **grid-parity**. Nella terminologia tecnica in uso (maggio 2018), sta a significare che la produzione di energia elettrica da fonte solare è realizzata senza incentivi, con remunerazione economica somma:

- i) della quota parte di energia elettrica scambiata con la rete e valorizzata economicamente in regime di Ritiro Dedicato o Scambio sul posto,
- ii) del mancato costo di acquisto dell'energia elettrica per la quota auto consumata.

I due regimi commerciali gestiti dal GSE prevedono modalità di esercizio in autoconsumo totale o parziale, in ragione della classe di potenza impiantistica kWp, e del profilo energivoro del cliente produttore soggetto responsabile dell'impianto fotovoltaico. All'esercizio in grid-parity è associato un costo di generazione del kWh fotovoltaico (Levelised Energy Cost), ma anche un Tasso interno di rendimento dell'investimento nella realizzazione impiantistica che deve essere confrontato con valori benchmark del TIR, per valutare se rischiare l'investimento (Condizione di Raggiungibilità della Grid-Parity). Per far sì che venga raggiunta la "parità" è necessario sfruttare al massimo le **economie di scala** e quindi realizzare impianti di grossa taglia che concentrino le opere di impianto in un'unica area e le opere di connessione in unico percorso.

La fonte fotovoltaica, inoltre, essendo sensibile agli ombreggiamenti necessita di superfici alquanto pianeggianti che riescono a conferire all'impianto regolarità e facilità di installazione delle strutture che, ormai non necessitano più di opere di fondazione in calcestruzzo ma vengono installate mediante semplice infissione.



I criteri di progettazione che hanno fatto ricadere la scelta dell'area nel Comune di Castellaneta, sono di seguito sintetizzati:

- 1) la Società proponente ha una STMG validata per una connessione sulla Stazione di Ginosa di nuova realizzazione e il cavidotto per raggiungere il punto di connessione è relativamente breve, pertanto con un impatto limitato sul territorio;
- 2) l'area risulta ben servita dalla infrastrutturazione elettrica MT ed AT;
- 3) la Società proponente non intende acquisire i terreni tramite compravendita ma tramite Diritto di Superficie, che, anche se più oneroso, garantisce che le aree rimangano negli asset delle realtà agricole concedenti, che saranno coinvolte per le attività agricole e le mitigazioni;
- 4) l'area si presenta orograficamente adatta all'installazione di impianti agrivoltaici in quanto pianeggiante oltre che fertile e adatta alle colture previste dal progetto agricolo;
- 5) l'area che ospiterà l'impianto agrivoltaico in questione risulta essere priva di vincoli ostativi alla realizzazione di un impianto agrivoltaico;

L'intervento proposto:

- Consente la produzione di energia elettrica senza alcuna emissione di sostanze inquinanti;
- Utilizza fonti rinnovabili eco-compatibili;
- Consente il risparmio di combustibile fossile per la medesima produzione energetica;
- Produce limitati rifiuti e/o scarti di lavorazione;
- Non è fonte di inquinamento acustico;
- Non è fonte di inquinamento atmosferico;
- Utilizza viabilità di accesso già esistente;
- Consente il mantenimento e la continuità della vocazione agricola dell'area;
- Si pone come ulteriore presidio dell'area per la presenza di manutentori, agricoltori, tecnici;
- Permette di ottimizzare e trasferire il know how dell'agricoltura 4.0 grazie ai sistemi di controllo e precisione legati alla gestione agricola/irrigazione/infestanti e parametri micro climatici;
- Comporta l'esecuzione di opere edili di dimensioni modeste che non determinano in alcun modo una significativa trasformazione del territorio perché reversibili e perché l'artificializzazione sarà limitata a circa il 2/3% dell'area di intervento.

Il presente progetto viene redatto in conformità alle disposizioni della normativa vigente nazionale, con particolare riferimento al D. Lgs.152/2006, e s.m.i. Inoltre, ai sensi di quanto stabilito dal D.M. 10/09/2010 "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, dell'Art. 27-bis del D. Lgs. 152/2006, la realizzazione in oggetto è soggetta a Valutazione di Impatto Ambientale Statale e Autorizzazione Unica Regionale. Alcuni contenuti, previsti nella normativa, come facenti parte del presente studio sono approfonditi in appositi elaborati ai quali si rimanderà nel proseguo della trattazione. In questo contesto la normativa prevede un livello di progettazione definitiva.

2. LE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI

Le iniziative volte alla realizzazione di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili perseguono il soddisfacimento di un interesse che, lungi dall'essere solo privato, è, in primo luogo, un interesse pubblico e, in particolare, quell'interesse in considerazione del quale il legislatore del D. Lgs. 387/2003 ha attribuito ai medesimi fonti la qualifica di opere di pubblica utilità, urgenza ed indifferibilità (art. 12).

Le "fonti rinnovabili" di energia sono così definite perché, a differenza dei combustibili fossili e nucleari destinati ad esaurirsi in un tempo definito, possono essere considerate **inesauribili**.

Sono fonti rinnovabili l'energia solare e quelle che da essa derivano, l'energia eolica, idraulica, delle biomasse, delle onde e delle correnti, ma anche l'energia geotermica, l'energia dissipata sulle coste dalle maree ed i rifiuti industriali e urbani.

La transizione verso basse emissioni di carbonio intende creare un settore energetico sostenibile che stimoli la crescita, l'innovazione e l'occupazione, migliorando, allo stesso tempo, la qualità della vita, offrendo una scelta più ampia, rafforzando i diritti dei consumatori e, in ultima analisi, permettendo alle famiglie di risparmiare sulle bollette.

Un approccio razionalizzato e coordinato dell'UE garantisce un impatto per tutto il continente nella lotta contro i cambiamenti climatici. Per ridurre le emissioni di gas a effetto serra prodotte dall'Europa e soddisfare gli impegni assunti nell'ambito dell'accordo di Parigi sono essenziali iniziative volte a promuovere le energie rinnovabili e migliorare l'efficienza energetica.

Il 30 novembre 2016 la Commissione europea ha presentato il pacchetto "Energia pulita per tutti gli europei" (cd. Winter package o Clean energy package), che comprende diverse misure legislative nei settori dell'efficienza energetica, delle energie rinnovabili e del mercato interno dell'energia elettrica. Il 4 giugno 2019 il Consiglio dei Ministri dell'Unione Europea ha adottato le ultime proposte legislative previste dal pacchetto. I Regolamenti e le direttive del Clean Energy Package fissano il quadro regolatorio della governance dell'Unione per energia e clima funzionale al raggiungimento dei nuovi obiettivi europei al 2030 in materia.

Tabella 1. Direttive e Regolamenti previsti dal Pacchetto Clean energy for all Europeans

	Direttive/Regolamenti	Pubblicazione nella G.U.U.E.
	Direttiva su Efficienza Energetica	Dir.(EU) 2018/2002 (21/12/2018)
	Direttiva su Prestazione energetica nell'edilizia	Dir.(EU) 2018/844 (19/06/2018)
	Direttiva su Promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili	Dir.(EU) 2018/2001 (21/12/2018)
	Regolamento su Governance dell'Unione dell'energia e dell'azione per il clima	Reg.(EU) 2018/1999 (21/12/2018)
	Regolamento sul mercato interno dell'energia elettrica	Reg. (EU) 2019/943 (14/06/2019)
	Direttiva relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica	Dir. (EU) 2019/944 (14/06/2019)
	Regolamento sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica	Reg. (EU) 2019/941 (14/06/2019)
	Regolamento che istituisce un'Agenzia dell'Unione europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER)	Reg. (EU) 2019/942 (14/06/2019)

Fonte: Commissione Europea

Quanto all'energia rinnovabile, la nuova Direttiva (UE) 2018/2001 (articolo 3) dispone che gli Stati membri provvedono collettivamente a far sì che la quota di energia da fonti rinnovabili nel consumo finale lordo di energia dell'Unione nel 2030 sia almeno pari al 32%. Contestualmente, a decorrere dal 1° gennaio 2021, la quota di energia da fonti rinnovabili nel consumo finale lordo di energia di ciascuno Stato membro non deve essere inferiore a dati limiti. Per l'Italia tale quota è pari al 17%, valore già raggiunto dal nostro Paese (allegato I, parte A).

La messa a punto e l'attuazione dei Piani nazionali è realizzata attraverso un processo iterativo tra Commissione e Stati membri.

In particolare, gli Stati membri devono notificare alla Commissione europea, entro il 31 dicembre 2019, quindi entro il 1° gennaio 2029, e successivamente ogni dieci anni, il proprio Piano nazionale integrato per l'energia e il clima. Il primo Piano copre il periodo 2021-2030.

Il Piano deve comprendere una serie di contenuti (cfr. artt. 3-5, 8 e Allegato I del Regolamento), tra questi:

- una descrizione degli obiettivi e dei contributi nazionali per il raggiungimento degli obiettivi dell'Unione 2030;
- la traiettoria indicativa di raggiungimento degli obiettivi per efficienza energetica, di fonti rinnovabili riduzione delle emissioni effetto serra e interconnessione elettrica;
- una descrizione delle politiche e misure funzionali agli obiettivi e una panoramica generale dell'investimento necessario per conseguirli;
- una descrizione delle vigenti barriere e ostacoli regolamentari, e non regolamentari, che eventualmente si frappongono alla realizzazione degli obiettivi;
- una valutazione degli impatti delle politiche e misure previste per conseguire gli obiettivi.

Nei PNIEC, gli Stati membri possono basarsi sulle strategie o sui piani nazionali esistenti, quali appunto, per l'Italia, la Strategia energetica nazionale - SEN 2017 (considerando n. 25 del Regolamento).

Quanto alla procedura di formazione del PNIEC, ai sensi dell'articolo 9 del Regolamento, entro il 31 dicembre 2018, quindi entro il 1° gennaio 2028 e successivamente ogni dieci anni, ogni Stato membro elabora e trasmette alla Commissione la proposta di Piano nazionale integrato per l'energia e il clima. La Commissione valuta le proposte dei piani e può rivolgere raccomandazioni specifiche per ogni Stato membro al più tardi sei mesi prima della scadenza del termine per la presentazione di tali Piani. Se lo Stato membro decide di non dare seguito a una raccomandazione o a una parte considerevole della stessa, deve motivare la propria decisione e pubblicare la propria motivazione. E' prevista una consultazione pubblica, con la quale gli Stati membri mettono a disposizione la propria proposta di piano.

Sono previste relazioni intermedie sull'attuazione dei piani nazionali, funzionali alla presentazione di aggiornamenti ai piani stessi. La prima relazione intermedia biennale è prevista per il 15 marzo 2023 e successivamente ogni due anni (articolo 17). Entro il 30 giugno 2023 e quindi entro il 1° gennaio 2033 e successivamente ogni 10 anni, ciascuno Stato membro presenta alla Commissione una proposta di aggiornamento dell'ultimo piano nazionale notificato, oppure fornisce alla Commissione le ragioni che giustificano perché il piano non necessita aggiornamento. Entro il 30 giugno 2024 e quindi entro il 1° gennaio 2034 e successivamente ogni 10 anni ciascuno Stato membro presenta alla Commissione l'aggiornamento dell'ultimo piano notificato, salvo se abbia motivato alla Commissione che il piano non necessita aggiornamento (articolo 14).

In data 11 dicembre 2019, la Commissione europea ha pubblicato la comunicazione "Il Green Deal Europeo" (COM(2019) 640 final). Il Documento riformula su nuove basi l'impegno della Commissione ad affrontare i problemi legati al clima e all'ambiente ed in tal senso è destinato ad incidere sui target della Strategia europea per l'energia ed il clima, già fissati a livello legislativo nel Clean Energy Package.

Le ambizioni del Green Deal europeo - tra le quali rientrano anche proposte per un'economia blu e per la riduzione di pesticidi chimici e di fertilizzanti antibiotici - comportano un ingente fabbisogno di investimenti. Secondo le stime della Commissione per conseguire gli obiettivi 2030 in materia di clima ed energia serviranno investimenti supplementari dell'ordine di 260 miliardi di euro l'anno, equivalenti a circa l'1,5 % del PIL 2018 a regime.

Secondo la Strategia Energetica Nazionale la fonte rinnovabile solare sarà uno dei pilastri su cui si reggerà la transizione energetica del nostro Paese, prevedendo il raggiungimento al 2030 di 70 TWh di energia elettrica da impianti fotovoltaici (+180% rispetto al 2017), ovvero il 39% dell'intera produzione lorda di energia elettrica da fonti rinnovabili (pari a 184 TWh). Questo ambizioso obiettivo, che sarà probabilmente rivisto al rialzo per effetto del nuovo target europeo del 32%, dovrebbe tradursi nella realizzazione di circa 35-40 GW di nuovi impianti e richiederà una crescita delle installazioni fotovoltaiche pari a oltre 3 GW/anno, un cambio di marcia totale rispetto ai ritmi ai quali si è assistito negli ultimi anni. In quest'ottica sarà fondamentale adottare quanto prima nuovi strumenti di policy che da un lato sostengano lo sviluppo di nuovi impianti e dall'altro mantengano in esercizio l'attuale parco impianti garantendone il mantenimento di elevati standard di performance, rivedendo l'attuale quadro normativo e regolatorio, che dovrà svilupparsi in modo tale da permettere il massimo sfruttamento del potenziale oggi disponibile.

Il 21 gennaio 2020, il Ministero dello sviluppo economico (MISE) ha dato notizia dell'invio alla Commissione europea del testo definitivo del Piano nazionale integrato per l'energia e il clima per gli anni 2021-2030. Il Piano è stato predisposto dal MISE, con il Ministero dell'Ambiente e della tutela del territorio e del mare e il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti.

Nelle tabelle seguenti - tratte dal testo definitivo del PNIEC inviato alla Commissione - sono illustrati i principali obiettivi del PNIEC al 2030, su rinnovabili, efficienza energetica ed emissioni di gas serra e le principali misure previste per il raggiungimento degli obiettivi del Piano. Gli obiettivi risultano più ambiziosi di quelli delineati nella SEN 2017.

	Obiettivi 2020		Obiettivi 2030	
	UE	ITALIA	UE	ITALIA (PNIEC)
Energie rinnovabili (FER)				
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia	20%	17%	32%	30%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia nei trasporti	10%	10%	14%	22%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi per riscaldamento e raffrescamento			+1,3% annuo (indicativo)	+1,3% annuo (indicativo)
Efficienza energetica				
Riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007	-20%	-24%	-32,5% (indicativo)	-43% (indicativo)
Risparmi consumi finali tramite regimi obbligatori efficienza energetica	-1,5% annuo (senza trasp.)	-1,5% annuo (senza trasp.)	-0,8% annuo (con trasporti)	-0,8% annuo (con trasporti)
Emissioni gas serra				
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti gli impianti vincolati dalla normativa ETS	-21%		-43%	
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti i settori non ETS	-10%	-13%	-30%	-33%
Riduzione complessiva dei gas a effetto serra rispetto ai livelli del 1990	-20%		-40%	
Interconnettività elettrica				
Livello di interconnettività elettrica	10%	8%	15%	10% ¹
Capacità di interconnessione elettrica (MW)		9.285		14.375

I principali obiettivi del PNIEC italiano sono:

- una percentuale di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia pari al 30%, in linea con gli obiettivi previsti per il nostro Paese dalla UE;
- una quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia nei trasporti del 22% a fronte del 14% previsto dalla UE;
- una riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007 del 43% a fronte di un obiettivo UE del 32,5%;
- la riduzione dei "gas serra", rispetto al 2005, per tutti i settori non ETS del 33%, obiettivo superiore del 3% rispetto a quello previsto dall'UE.

A livello legislativo interno, è stato poi avviato il recepimento delle Direttive del cd. *Clean Energy package*.

Inoltre, il piano per la ripresa economica NextGenerationEU finalizzato a rendere l'Europa più verde, più digitale e più resiliente, insieme al PNRR - Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza - mirano ad una rivoluzione verde e transizione ecologica (Missione 2).

Realizzazione di un impianto agrivoltaico della potenza nominale in DC di 60,501 MWp e potenza AC di 51,00 MW denominato "Lama di Pozzo" e delle relative opere di connessione alla Rete di Trasmissione dell'energia elettrica Nazionale (RTN) in zona agricola del Comune di Castellaneta (TA) e Comune di Ginosa (TA).



Missione 2: Rivoluzione verde e transizione ecologica

È volta a realizzare la transizione verde ed ecologica della società e dell'economia per rendere il sistema sostenibile e garantire la sua competitività. Comprende interventi per l'agricoltura sostenibile e per migliorare la capacità di gestione dei rifiuti; programmi di investimento e ricerca per le fonti di energia rinnovabili; investimenti per lo sviluppo delle principali filiere industriali della transizione ecologica e la mobilità sostenibile. Prevede inoltre azioni per l'efficientamento del patrimonio immobiliare pubblico e privato; e iniziative per il contrasto al dissesto idrogeologico, per salvaguardare e promuovere la biodiversità del territorio, e per garantire la sicurezza dell'approvvigionamento e la gestione sostenibile ed efficiente delle risorse idriche.

M2C2: ENERGIA RINNOVABILE, IDROGENO, RETE E MOBILITÀ SOSTENIBILE

OBIETTIVI GENERALI:



M2C2 - ENERGIA RINNOVABILE, IDROGENO, RETE E MOBILITÀ SOSTENIBILE

- Incremento della quota di energia prodotta da fonti di energia rinnovabile (FER) nel sistema, in linea con gli obiettivi europei e nazionali di decarbonizzazione
- Potenziamento e digitalizzazione delle infrastrutture di rete per accogliere l'aumento di produzione da FER e aumentarne la resilienza a fenomeni climatici estremi
- Promozione della produzione, distribuzione e degli usi finali dell'idrogeno, in linea con le strategie comunitarie e nazionali
- Sviluppo di un trasporto locale più sostenibile, non solo ai fini della decarbonizzazione ma anche come leva di miglioramento complessivo della qualità della vita (riduzione inquinamento dell'aria e acustico, diminuzione congestioni e integrazione di nuovi servizi)
- Sviluppo di una leadership internazionale industriale e di ricerca e sviluppo nelle principali filiere della transizione

La misura di investimento nello specifico prevede:

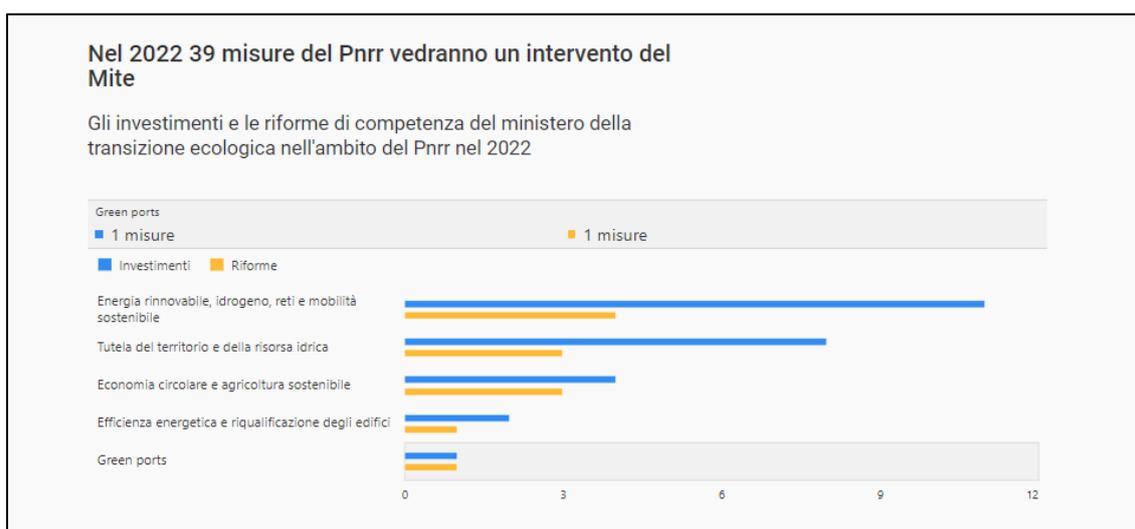
1. l'implementazione di sistemi ibridi agricoltura-produzione di energia che non compromettano l'utilizzo dei terreni dedicati all'agricoltura, ma contribuiscano alla sostenibilità ambientale ed economica delle aziende coinvolte;
2. il monitoraggio delle realizzazioni e della loro efficacia, con la raccolta 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.

QUADRO DELLE MISURE E RISORSE (MILIARDI DI EURO):

 M2C2 - ENERGIA RINNOVABILE, IDROGENO, RETE E MOBILITA' SOSTENIBILE	
Ambiti di intervento/Misure	Totale
23,78	1. Incrementare la quota di energia prodotta da fonti di energia rinnovabile
Mld	5,90
Totale	
	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 <i>leadership</i> 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

Realizzazione di un impianto agrivoltaico della potenza nominale in DC di 60,501 MWp e potenza AC di 51,00 MW denominato "Lama di Pozzo" e delle relative opere di connessione alla Rete di Trasmissione dell'energia elettrica Nazionale (RTN) in zona agricola del Comune di Castellaneta (TA) e Comune di Ginosa (TA).

Il progetto in fase di autorizzazione è in linea con il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza che considera prioritario il tema della **transizione ecologica**, attenzione al tema che deriva dall'Unione Europea. All'interno della Missione 2 del PNRR la **Componente "Energia rinnovabile, idrogeno, rete e transizione energetica e mobilità sostenibile"**, vede uno stanziamento di oltre 23 mld di euro finalizzati a contribuire al raggiungimento degli obiettivi strategici di decarbonizzazione attraverso l'aumento della quota di produzione di energia da **fonti rinnovabili**, il potenziamento delle **infrastrutture di rete** e la promozione della produzione e dell'utilizzo dell'**idrogeno**.



Misure del PNRR nel 2022

2.1. L'energia solare in Puglia

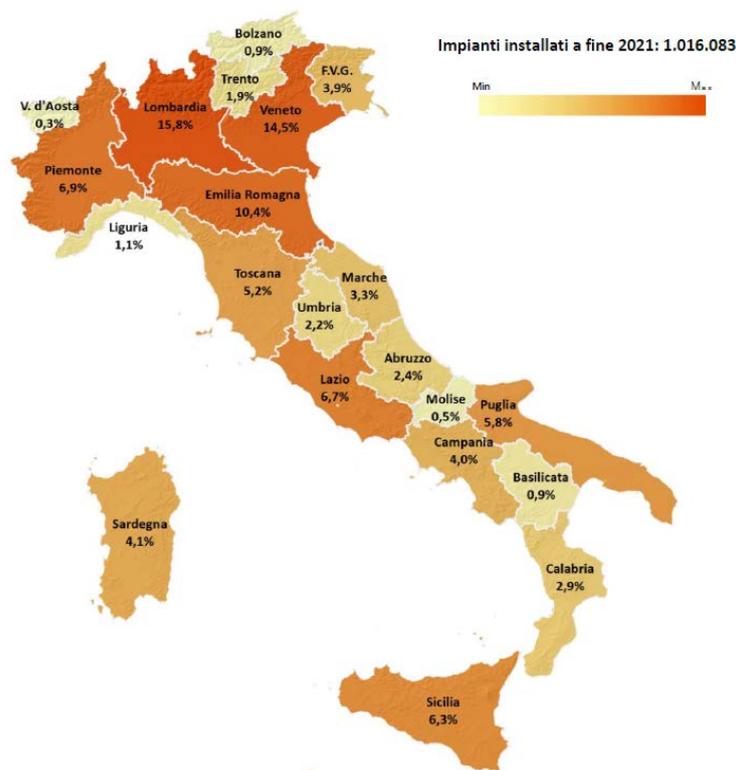
I dati riportati nell'ultimo Rapporto statistico del Giugno 2022, sono il risultato dell'integrazione delle informazioni presenti nel sistema informatico GAUDÌ (gestito da TERNA S.p.A.) e negli archivi GSE relativi alla gestione dei meccanismi di incentivazione (Conto Energia) e al ritiro dell'energia (Ritiro dedicato, Scambio sul Posto). La costante collaborazione tra GSE e TERNA nell'ambito del lavoro statistico TER-00001 del Programma Statistico Nazionale, di cui TERNA stessa è responsabile, garantisce la qualità, la robustezza statistica e il continuo aggiornamento delle informazioni fornite.

Numerosità e potenza installata degli impianti fotovoltaici si distribuiscono in modo piuttosto diversificato tra le regioni italiane.

Al 31 dicembre 2021 risultano installati in Italia 1.016.083 impianti fotovoltaici, per una potenza complessiva pari a 22.594 MW. Gli impianti di piccola taglia (potenza inferiore o uguale a 20 kW) costituiscono il 93% circa del totale in termini di numerosità e il 23% in termini di potenza; la taglia media degli impianti è pari a 22,2 kW.

Nel corso del 2021 sono stati installati sul territorio nazionale 80.491 impianti fotovoltaici - in grande maggioranza di taglia inferiore a 20 kW - per una potenza complessiva di 938 MW; il 10% della potenza installata nel 2021 è costituita da impianti di taglia superiore a 1 MW.

Numerosità e potenza installata degli impianti fotovoltaici si distribuiscono in modo piuttosto diversificato tra le regioni italiane. A fine 2021, due sole regioni concentrano il 30,4% degli impianti installati sul territorio nazionale (Lombardia e Veneto, rispettivamente con 160.757 e 147.687 impianti). Il primato nazionale in termini di potenza installata è rilevato in Puglia, con quasi 3 GW, pari al 13% del totale nazionale; nella stessa regione si osserva anche la dimensione media degli impianti più elevata (50 kW). Le regioni con minore presenza di impianti sono Basilicata, Molise, Valle D'Aosta e la Provincia Autonoma di Bolzano.



Fonte: GSE Distribuzione Regionale della potenza a fine 2021

In linea con l'anno precedente, le installazioni realizzate nel corso del 2021 non hanno provocato variazioni significative nella distribuzione regionale degli impianti. A fine anno nelle regioni del Nord risultano installati il 55% degli impianti complessivamente in esercizio in Italia, al Centro il 17%, al Sud il restante 28%. Le regioni con il maggior numero di impianti sono Lombardia, Veneto, Emilia Romagna, Piemonte e Lazio.

A livello provinciale, la distribuzione degli impianti complessivamente in esercizio alla fine del 2021 risulta piuttosto simile rispetto all'anno precedente. Roma si conferma la prima provincia italiana per numero di impianti fotovoltaici installati, con il 4,0 % del totale nazionale; seguono Brescia (3,3%) e Treviso (3,2%). Tra le province del Sud, invece, quella in cui si concentra la quota maggiore di nuovi impianti è Lecce (1,8%). La distribuzione provinciale degli impianti installati nel corso 2021 evidenzia il primato delle province di Roma e Padova, entrambe con una quota pari al 4,0% del totale. Nel Sud, invece, la provincia con il dato più elevato è Bari (2,1% del totale). La provincia italiana caratterizzata dalla maggiore concentrazione di potenza fotovoltaica installata a fine 2021 è Lecce, con il 3,2% del totale nazionale. Nel Nord il dato più rilevante si rileva nella provincia di Cuneo (2,7%), nel Centro a Roma (2,3%).

segue

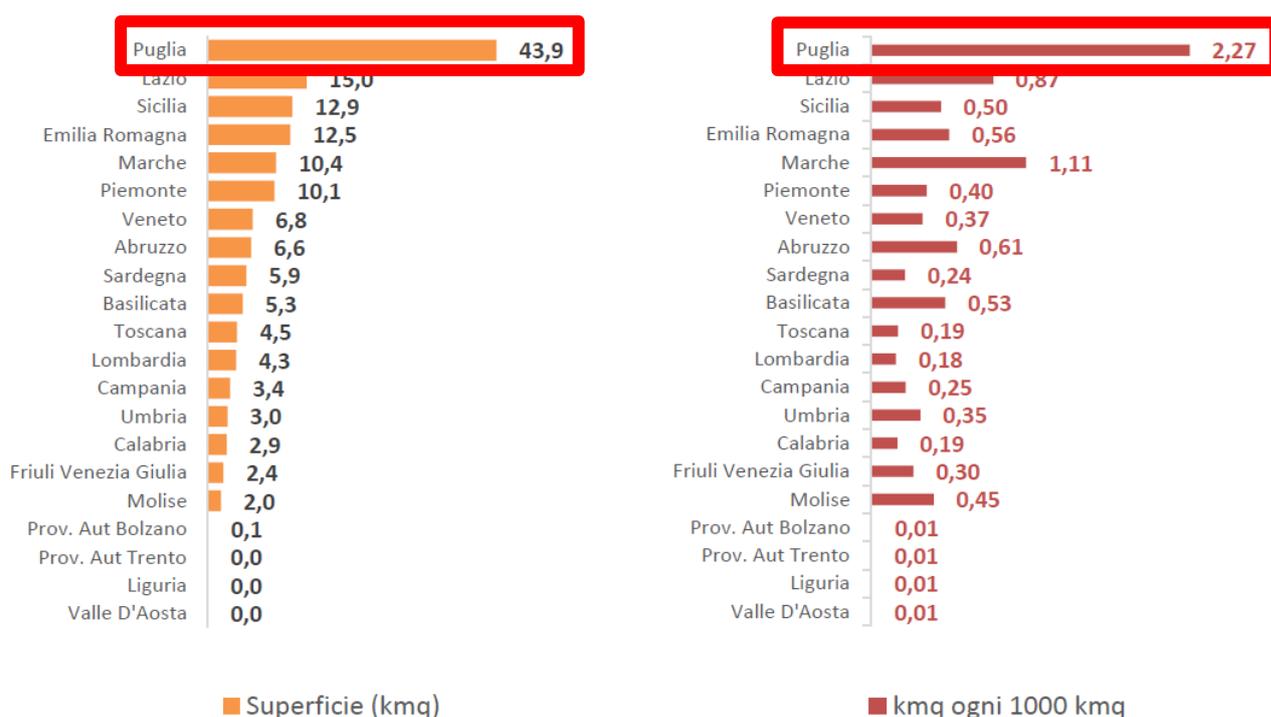
	2020				2021				% 21 / 20	
	Numero	%	Potenza (MW)	%	Numero	%	Potenza (MW)	%	Numero	Potenza
Umbria	20.809	2,2	499,0	2,3	22.144	2,2	519,0	2,3	6,4	2,8
Perugia	16.744	1,8	362,8	1,7	17.810	1,8	374,1	1,7	6,4	3,1
Terni	4.065	0,4	136,3	0,6	4.334	0,4	138,9	0,6	6,6	2,0
Marche	30.953	3,3	1.117,7	5,2	33.282	3,3	1.149,9	5,1	7,5	2,9
Ancona	9.991	1,1	309,5	1,4	10.748	1,1	320,3	1,4	7,6	3,5
Ascoli Piceno	3.613	0,4	123,2	0,6	3.909	0,4	127,7	0,6	8,2	3,6
Fermo	3.133	0,3	110,9	0,5	3.369	0,3	112,6	0,5	7,5	1,6
Macerata	7.010	0,7	316,3	1,5	7.496	0,7	323,2	1,4	6,9	2,2
Pesaro e Urbino	7.206	0,8	257,8	1,2	7.740	0,8	266,0	1,2	7,4	3,2
Lazio	62.715	6,7	1.416,2	6,5	67.889	6,7	1.496,1	6,6	8,3	5,6
Frosinone	6.218	0,7	180,0	0,8	6.690	0,7	191,1	0,8	7,6	6,2
Latina	8.938	1,0	263,8	1,2	9.659	1,0	274,5	1,2	8,1	4,1
Rieti	3.111	0,3	28,0	0,1	3.307	0,3	30,2	0,1	6,3	8,2
Roma	37.349	4,0	483,1	2,2	40.559	4,0	514,0	2,3	8,6	6,4
Viterbo	7.099	0,8	461,4	2,1	7.674	0,8	486,3	2,2	8,1	5,4
Abruzzo	22.512	2,4	754,8	3,5	24.200	2,4	773,9	3,4	7,5	2,5
Chieti	7.027	0,8	237,9	1,1	7.454	0,7	243,0	1,1	6,1	2,1
L'Aquila	5.252	0,6	171,9	0,8	5.627	0,6	176,7	0,8	7,1	2,8
Pescara	4.134	0,4	93,6	0,4	4.503	0,4	96,6	0,4	8,9	3,1
Teramo	6.099	0,7	251,4	1,2	6.616	0,7	257,6	1,1	8,5	2,5
Molise	4.470	0,5	178,4	0,8	4.726	0,5	180,7	0,8	5,7	1,3
Campobasso	3.266	0,3	136,9	0,6	3.479	0,3	138,8	0,6	6,5	1,4
Isernia	1.204	0,1	41,5	0,2	1.247	0,1	41,9	0,2	3,6	1,2
Campania	37.208	4,0	877,5	4,1	40.293	4,0	923,9	4,1	8,3	5,3
Avellino	5.556	0,6	89,1	0,4	5.979	0,6	94,9	0,4	7,6	6,5
Benevento	4.348	0,5	69,1	0,3	4.582	0,5	71,5	0,3	5,4	3,4
Caserta	8.698	0,9	269,0	1,2	9.349	0,9	281,2	1,2	7,5	4,5
Napoli	9.353	1,0	185,7	0,9	10.320	1,0	197,8	0,9	10,3	6,5
Puglia	54.271	5,8	2.899,9	13,4	58.914	5,8	2.948,1	13,0	8,6	1,7
Bari	15.227	1,6	512,1	2,4	16.905	1,7	533,8	2,4	11,0	4,2
Barletta-Andria-Trani	2.754	0,3	176,6	0,8	2.993	0,3	179,5	0,8	8,7	1,6
Brindisi	6.101	0,7	502,3	2,3	6.544	0,6	504,9	2,2	7,3	0,5
Foggia	5.780	0,6	623,0	2,9	6.156	0,6	628,1	2,8	6,5	0,8
Lecce	17.230	1,8	707,7	3,3	18.545	1,8	718,3	3,2	7,6	1,5
Taranto	7.179	0,8	378,2	1,7	7.771	0,8	383,6	1,7	8,2	1,4
Matera	2.936	0,3	186,3	0,9	3.148	0,3	189,8	0,8	7,2	1,9
Potenza	5.958	0,6	191,9	0,9	6.308	0,6	198,6	0,9	5,9	3,5
Calabria	27.386	2,9	551,9	2,5	29.476	2,9	573,0	2,5	7,6	3,8
Catanzaro	8.029	0,8	141,0	0,7	8.469	0,8	145,3	0,6	7,3	3,0
Cosenza	10.690	1,1	256,3	1,2	11.488	1,1	264,6	1,2	7,5	3,3
Crotone	2.021	0,2	37,4	0,2	2.227	0,2	40,4	0,2	10,2	8,1
Raggio di Calabria	5.982	0,6	74,7	0,3	6.471	0,6	78,9	0,3	8,2	5,5
Vibo Valentia	2.664	0,3	42,5	0,2	2.821	0,3	43,8	0,2	5,9	3,0
Sicilia	59.824	6,4	1.486,6	6,9	64.464	6,3	1.541,7	6,8	7,8	3,7
Agrigento	6.638	0,7	232,4	1,1	7.109	0,7	236,8	1,0	7,1	1,9
Caltanissetta	4.105	0,4	97,0	0,4	4.372	0,4	99,4	0,4	6,5	2,5
Catania	11.403	1,2	240,6	1,1	12.304	1,2	248,9	1,1	7,9	3,5
Enna	2.465	0,3	76,8	0,4	2.592	0,3	77,6	0,3	5,2	1,2
Messina	6.866	0,7	72,3	0,3	7.151	0,7	77,4	0,3	7,3	7,0
Palermo	8.350	0,9	185,7	0,9	9.074	0,9	194,5	0,9	8,7	4,7
Ragusa	6.522	0,7	219,0	1,0	7.164	0,7	226,3	1,0	9,8	3,4
Siracusa	7.060	0,8	208,0	1,0	7.615	0,7	214,0	0,9	7,9	2,9
Trapani	6.615	0,7	154,7	0,7	7.083	0,7	166,6	0,7	7,1	7,6
Sardegna	39.890	4,2	973,8	4,5	41.831	4,1	1.001,0	4,4	5,4	2,8
Cagliari	7.501	0,8	249,0	1,2	8.085	0,8	253,4	1,1	7,8	1,8
Nuoro	6.950	0,7	139,5	0,6	7.247	0,7	147,9	0,7	6,0	6,0
Oristano	4.431	0,5	142,5	0,7	4.628	0,5	144,5	0,6	4,4	1,4
Sassari	10.936	1,2	242,0	1,1	11.587	1,1	249,7	1,1	6,0	3,2
Sud Sardegna	9.872	1,1	200,7	0,9	10.284	1,0	205,6	0,9	4,2	2,4
Italia	935.838	100,0	21.650,0	100,0	1.016.083	100,0	22.594,3	100,0	8,6	4,4

Realizzazione di un impianto agrivoltaico della potenza nominale in DC di 60,501 MWp e potenza AC di 51,00 MW denominato "Lama di Pozzo" e delle relative opere di connessione alla Rete di Trasmissione dell'energia elettrica Nazionale (RTN) in zona agricola del Comune di Castellaneta (TA) e Comune di Ginosa (TA).

In Italia a fine 2021 la superficie occupata dagli impianti fotovoltaici collocati a terra è pari a 152,1 km², con un incremento assoluto rispetto all'anno precedente di 1,0 km².

Le regioni con la maggiore occupazione di superficie del suolo sono la Puglia (43,9 km²), il Lazio (15 km²) e la Sicilia (12,9 km²), che insieme rappresentano il 47,2% della superficie totale nazionale occupata da impianti collocati a terra.

Distribuzione della superficie degli impianti a terra nelle regioni a fine 2021



2.2. Stima della produzione annua dell'impianto

La valutazione relativa alla produzione di energia elettrica dell'impianto fotovoltaico è effettuata sulla base dei dati climatici della zona, della configurazione di impianto descritta nella relazione specialistica e delle caratteristiche tecniche dei vari componenti.

Si pone come ulteriore presidio dell'area per la presenza di manutentori, agricoltori, tecnici;

La valutazione relativa alla produzione di energia elettrica dell'impianto fotovoltaico è effettuata sulla base dei dati climatici della zona, della configurazione di impianto descritta nella relazione specialistica e delle caratteristiche tecniche dei vari componenti.

Il calcolo succitato è stato fatto con software specialistico dal quale, a seguire, si riporta l'estratto dei risultati ottenuti.



PVGIS-5 estimates of solar electricity generation

Provided inputs:

Latitude/Longitude: 40.483,16.841
 Horizon: Calculated
 Database used: PVGIS-SARAH2
 PV technology: Crystalline silicon
 PV installed: 60501 kWp
 System loss: 14 %

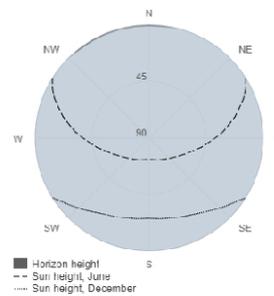
Simulation outputs

Slope angle [°]: 60
 Yearly PV energy production [kWh]: 11 757 8963.36
 Yearly in-plane irradiation [kWh/m²]: 2486.57
 Year-to-year variability [kWh]: 461 9834.4
 Changes in output due to:
 Angle of incidence [%]: -1.46
 Spectral effects [%]: 0.69
 Temp. and low irradiance [%]: -8.4
 Total loss [%]: -21.84

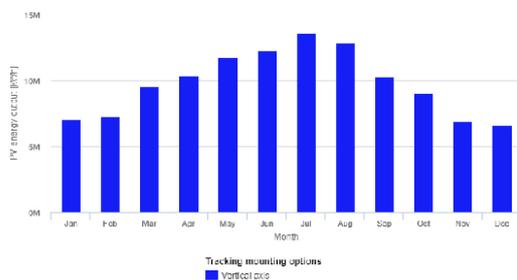
VA*

* VA: Vertical axis

Outline of horizon at chosen location:



Monthly energy output from tracking PV system:



Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	703598339.9	1318013.1	
February	725340746.6	1030286.2	
March	956286696.6	1221965.9	
April	1037312169.9	1031407.0	
May	1175739507.4	724444.6	
June	1225098678.7	907863.1	
July	13596230139	630181.4	
August	12835788466	902530.6	
September	10278228261	709656.1	
October	902680639.5	1152744.5	
November	693350443.3	957154.5	
December	667462531.1	1079283.8	

E_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].
 H_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m²].
 SD_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

Monthly in-plane irradiation for tracking PV system:



Realizzazione di un impianto agrivoltaico della potenza nominale in DC di 60,501 MWp e potenza AC di 51,00 MW denominato "Lama di Pozzo" e delle relative opere di connessione alla Rete di Trasmissione dell'energia elettrica Nazionale (RTN) in zona agricola del Comune di Castellaneta (TA) e Comune di Ginosa (TA).



Versione 7.4.2

PVsyst - Rapporto di simulazione

Sistema connesso in rete

Progetto: LAMA DI POZZO TRACKER

Variante: Lama di Pozzo

Sistema inseguitori con indetreggiamento (backtracking)

Potenza di sistema: 60.50 MWc

Masseria Carabella - Italy

Autore
Greenergy srl (Italy)



PVsyst V7.4.2
 VC1, Simulato su
 25/10/23 18:29
 con v7.4.2

Progetto: LAMA DI POZZO TRACKER

Variante: Lama di Pozzo

Greenergy srl (Italy)

Sommario del progetto

Luogo geografico Masseria Carabella Italia	Ubicazione Latitudine 40.50 °N Longitudine 16.84 °E Altitudine 54 m Fuso orario UTC+1	Parametri progetto Albedo 0.20
Dati meteo Masseria Carabella PVGIS api TMY		

Sommario del sistema

Sistema connesso in rete Orientamento campo FV Piano d'inseguimento, asse orizzon. N-S Asse dell'azimut 0 °	Sistema inseguitori con indietro (backtracking) Algoritmo dell'inseguimento Calcolo astronomico Backtracking attivato Velocità del vento limite 0 m/s Posizione di stivaggio 0 °	Ombre vicine Ombre lineari : Veloce (tavola) Ombreggiamento differenziale automatico
Informazione sistema Campo FV Nr. di moduli 88320 unità Pnom totale 60.50 MWc	Inverter Numero di unità 205 unità Pnom totale 51.25 MWac Rapporto Pnom 1.180	
Bisogni dell'utente Carico illimitato (rete)		

Sommario dei risultati

Energia prodotta	109341639 kWh/anno	Prod. Specif.	1807 kWh/kWp/anno	Indice rendimento PR	85.79 %
------------------	--------------------	---------------	-------------------	----------------------	---------

Indice dei contenuti

Sommario del progetto e dei risultati	2
Parametri principali, Caratteristiche campo FV, Perdite sistema	3
Definizione ombre vicine - Diagramma iso-ombre	5
Risultati principali	6
Diagramma perdite	7
Grafici predefiniti	8
Valutazione P50-P90	9
Schema unifilare	10



PVsyst V7.4.2
VC1, Simulato su
25/10/23 18:29
con v7.4.2

Progetto: LAMA DI POZZO TRACKER

Variante: Lama di Pozzo

Greenergy srl (Italy)

Parametri principali

Sistema connesso in rete		Sistema inseguitori con indetreggiamento (backtracking)	
Orientamento campo FV		Algoritmo dell'inseguimento	
Orientamento		Calcolo astronomico	
Piano d'inseguimento, asse orizzon. N-S		Backtracking attivato	
Asse dell'azimut 0 °		Velocità del vento limite 0 m/s	
		Posizione di stivaggio 0 °	
		Campo con backtracking	
		N. di eliostati 13982 unità	
		Dimensioni	
		Distanza eliostati 10.00 m	
		Larghezza collettori 4.79 m	
		Fattore occupazione (GCR) 47.9 %	
		Phi min / max -/+ 60.0 °	
		Strategia Backtracking	
		Phi limits for BT -/+ 61.2 °	
		Distanza tavole backtracking 0.00 m	
		Larghezza backtracking 4.79 m	
Modelli utilizzati		Ombre vicine	
Trasposizione Perez		Ombre lineari : Veloce (tavola)	
Diffuso Importato		Ombreggiamento diffuso Automatico	
Circumsolare separare			
Orizzonte		Bisogni dell'utente	
Orizzonte libero		Carico illimitato (rete)	
Sistema bifacciale			
Modello		Calcolo 2D	
		eliostati illimitati	
Geometria del modello bifacciale		Definizioni per il modello bifacciale	
Distanza eliostati 10.00 m		Albedo dal suolo 0.30	
ampiezza eliostati 4.79 m		Fattore di Bifaccialità 70 %	
GCR 47.9 %		Ombreg. posteriore 5.0 %	
Altezza dell'asse dal suolo 2.10 m		Perd. Mismatch post. 10.0 %	
		Frazione trasparente della tettoia 0.0 %	

Caratteristiche campo FV

Modulo FV		Inverter	
Costruttore Trina Solar		Costruttore Sungrow	
Modello TSM-NEG21C.20_685		Modello SG250-HX	
(Definizione customizzata dei parametri)		(PVsyst database originale)	
Potenza nom. unit. 685 Wp		Potenza nom. unit. 250 kWac	
Numero di moduli FV 88320 unità		Numero di inverter 205 unità	
Nominale (STC) 60.50 MWc		Potenza totale 51250 kWac	
Moduli 3680 Stringhe x 24 In serie		Vollaggio di funzionamento 500-1450 V	
In cond. di funz. (50°C)		Rapporto Pnom (DC:AC) 1.18	
Pmpp 55.09 MWc		Power sharing within this inverter	
U mpp 864 V			
I mpp 63767 A			
Potenza PV totale		Potenza totale inverter	
Nominale (STC) 60499 kWp		Potenza totale 51250 kWac	
Totale 88320 moduli		Numero di inverter 205 unità	
Superficie modulo 274353 m ²		Rapporto Pnom 1.18	



PVsyst V7.4.2
 VC1, Simulato su
 25/10/23 18:29
 con v7.4.2

Progetto: LAMA DI POZZO TRACKER

Variante: Lama di Pozzo

Greenergy srl (Italy)

Perdite campo

Fatt. di perdita termica		Perdite DC nel cablaggio		Perdita di qualità moduli				
Temperatura modulo secondo irraggiamento		Res. globale campo	0.22 mΩ	Fraz. perdite	-0.8 %			
Uc (cost)	20.0 W/m²K	Fraz. perdite	1.5 % a STC					
Uv (vento)	0.0 W/m²K/m/s							
Perdite per mismatch del modulo		Perdita disadattamento Stringhe						
Fraz. perdite	2.0 % a MPP	Fraz. perdite	0.2 %					
Fattore di perdita IAM								
Effetto d'incidenza, profilo definito utente (IAM): Profilo definito utente								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	0.998	0.993	0.966	0.923	0.820	0.577	0.000



PVsyst V7.4.2
 VC1, Simulato su
 25/10/23 18:29
 con v7.4.2

Progetto: LAMA DI POZZO TRACKER

Variante: Lama di Pozzo

Greenergy srl (Italy)

Parametri per ombre vicine

Prospettiva campo FV e area d'ombra circostante

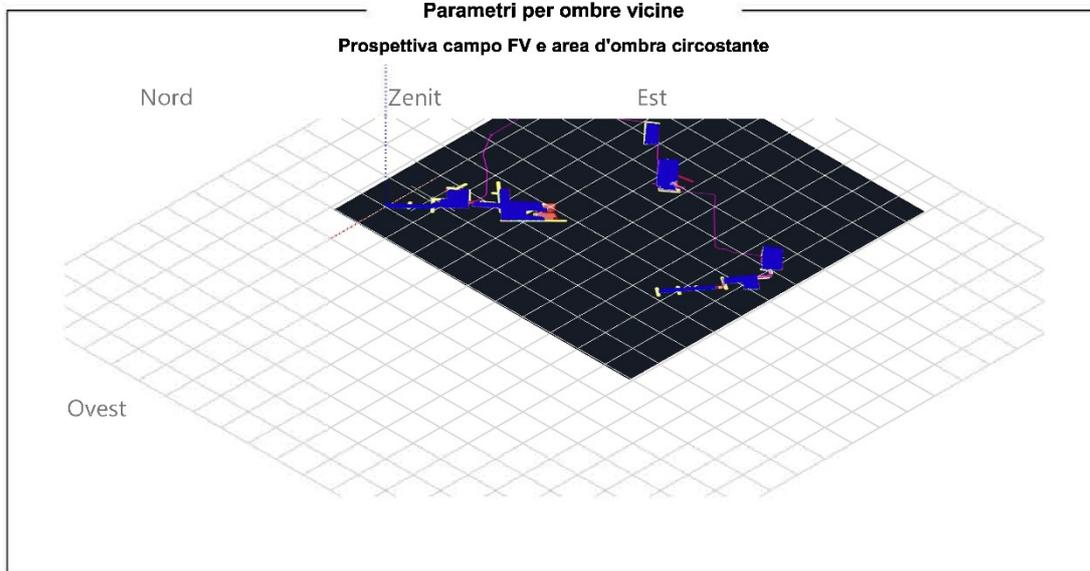
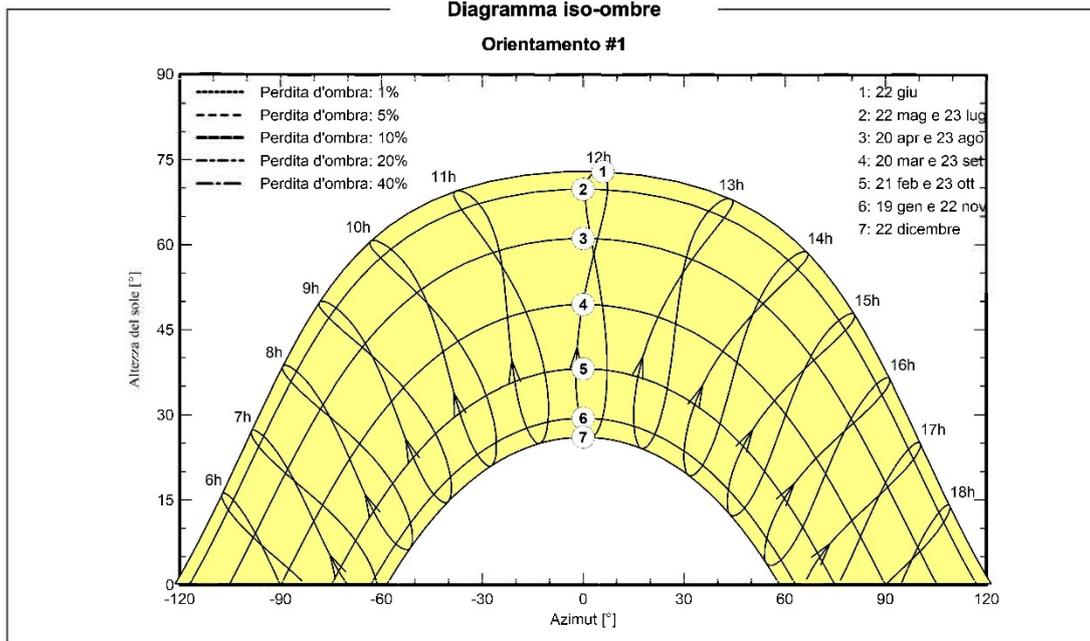


Diagramma iso-ombre

Orientamento #1





PVsyst V7.4.2
VC1, Simulato su
25/10/23 18:29
con v7.4.2

Progetto: LAMA DI POZZO TRACKER

Variante: Lama di Pozzo

Greenergy srl (Italy)

Risultati principali
Produzione sistema

Energia prodotta

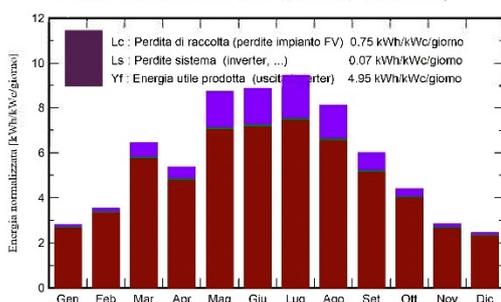
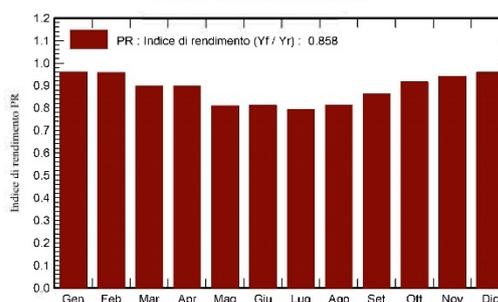
109341639 kWh/anno

Prod. Specif.

1807 kWh/kWp/anno

Indice rendimento PR

85.79 %

Produzione normalizzata (per kWp installato)

Indice di rendimento PR

Bilanci e risultati principali

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
Gennaio	66.5	26.04	9.57	87.1	85.6	5149945	5062774	0.961
Febbraio	76.4	33.21	8.62	98.6	97.0	5814728	5716271	0.958
Marzo	152.6	51.07	12.80	199.8	197.7	10978935	10846401	0.897
Aprile	134.4	70.06	14.29	161.2	159.1	8878171	8752507	0.897
Maggio	213.4	68.55	20.07	270.8	268.3	13421558	13251274	0.809
Giugno	208.3	71.40	22.32	266.2	263.9	13217627	13053784	0.810
Luglio	226.8	66.52	25.94	292.9	290.6	14211754	14040725	0.792
Agosto	194.5	62.95	27.27	251.7	249.4	12514366	12358482	0.812
Settembre	141.6	54.51	21.25	180.1	178.0	9544779	9411249	0.864
Ottobre	104.9	41.18	16.64	136.7	135.0	7686899	7572629	0.916
Novembre	66.1	28.69	14.25	85.5	83.9	4963479	4867555	0.941
Dicembre	57.6	25.70	10.51	76.0	74.4	4491984	4407989	0.959
Anno	1642.9	599.89	17.02	2106.6	2082.9	110874225	109341639	0.858

Legenda

GlobHor Irraggiamento orizzontale globale

DiffHor Irraggiamento diffuso orizz.

T_Amb Temperatura ambiente

GlobInc Globale incidente piano coll.

GlobEff Globale "effettivo", corr. per IAM e ombre

EArray Energia effettiva in uscita campo

E_Grid Energia immessa in rete

PR Indice di rendimento

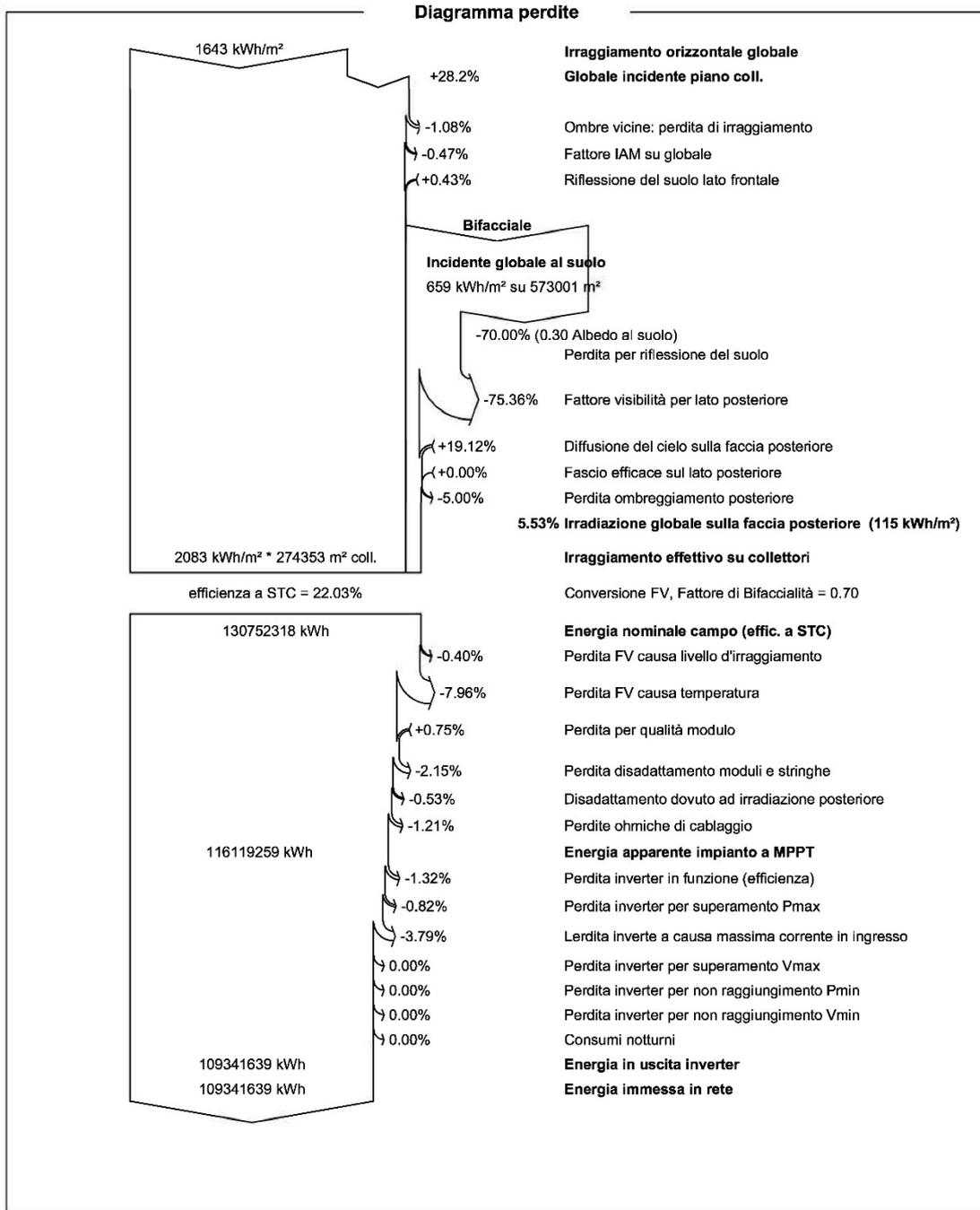


PVsyst V7.4.2
 VC1, Simulato su
 25/10/23 18:29
 con v7.4.2

Progetto: LAMA DI POZZO TRACKER

Variante: Lama di Pozzo

Greenergy srl (Italy)





PVsyst V7.4.2
VC1, Simulato su
25/10/23 18:29
con v7.4.2

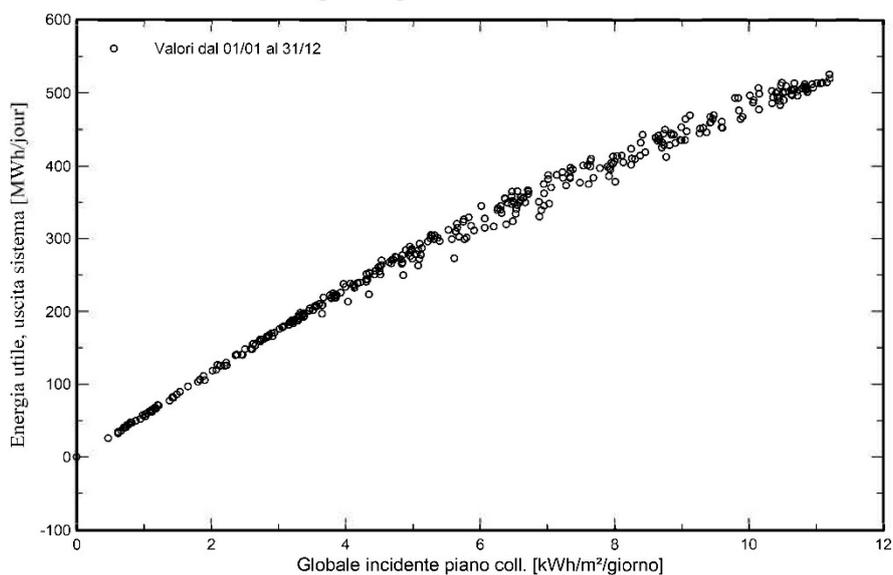
Progetto: LAMA DI POZZO TRACKER

Variante: Lama di Pozzo

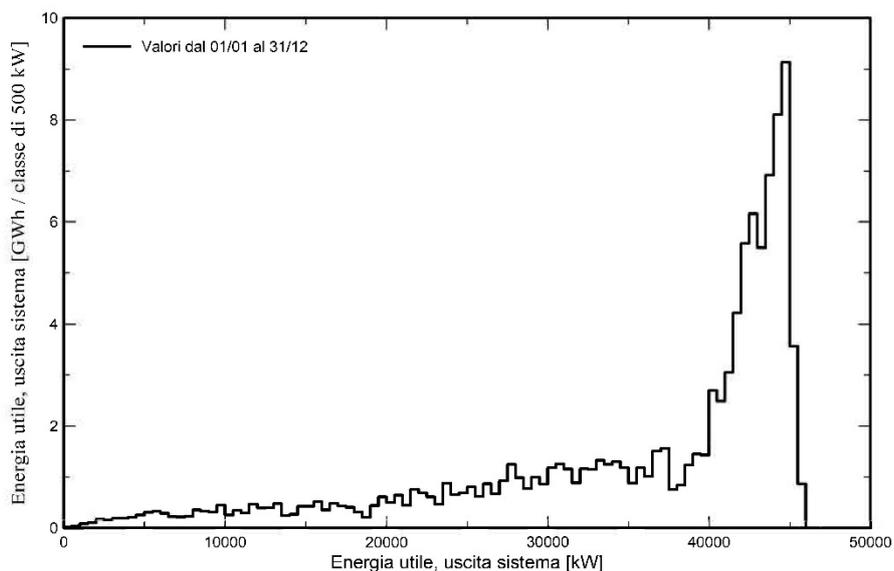
Greenergy srl (Italy)

Grafici predefiniti

Diagramma giornaliero entrata/uscita



Distribuzione potenza in uscita sistema





PVsyst V7.4.2
 VC1, Simulato su
 25/10/23 18:29
 con v7.4.2

Progetto: LAMA DI POZZO TRACKER

Variante: Lama di Pozzo

Greenergy srl (Italy)

Valutazione P50-P90
Dati meteo

Fonte	PVGIS api TMY
Tipo	Non definito
Differenza da anno in anno (Varianza)	-1.0 %

Deviazione Standard
Variabilità globale

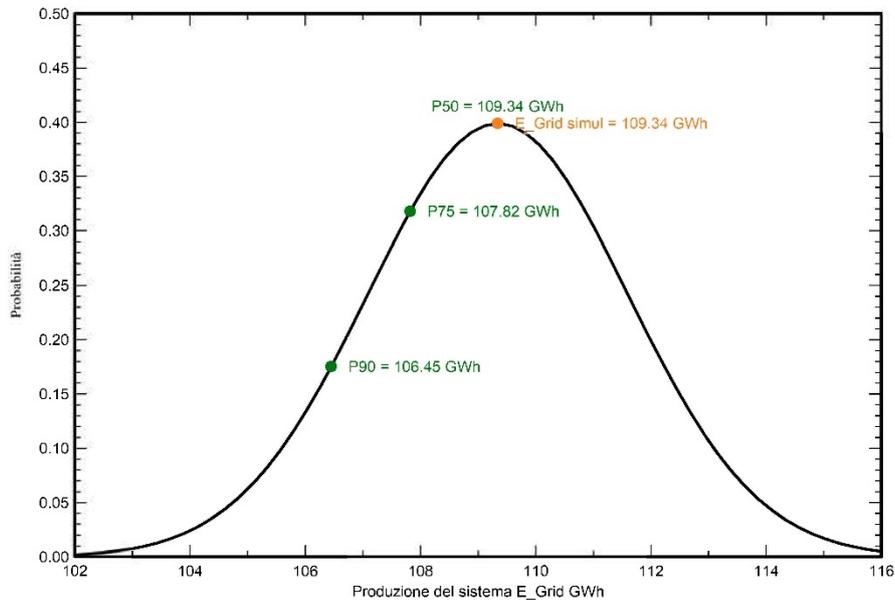
Variabilità (Somma quadratica media)	2.1 %
--------------------------------------	-------

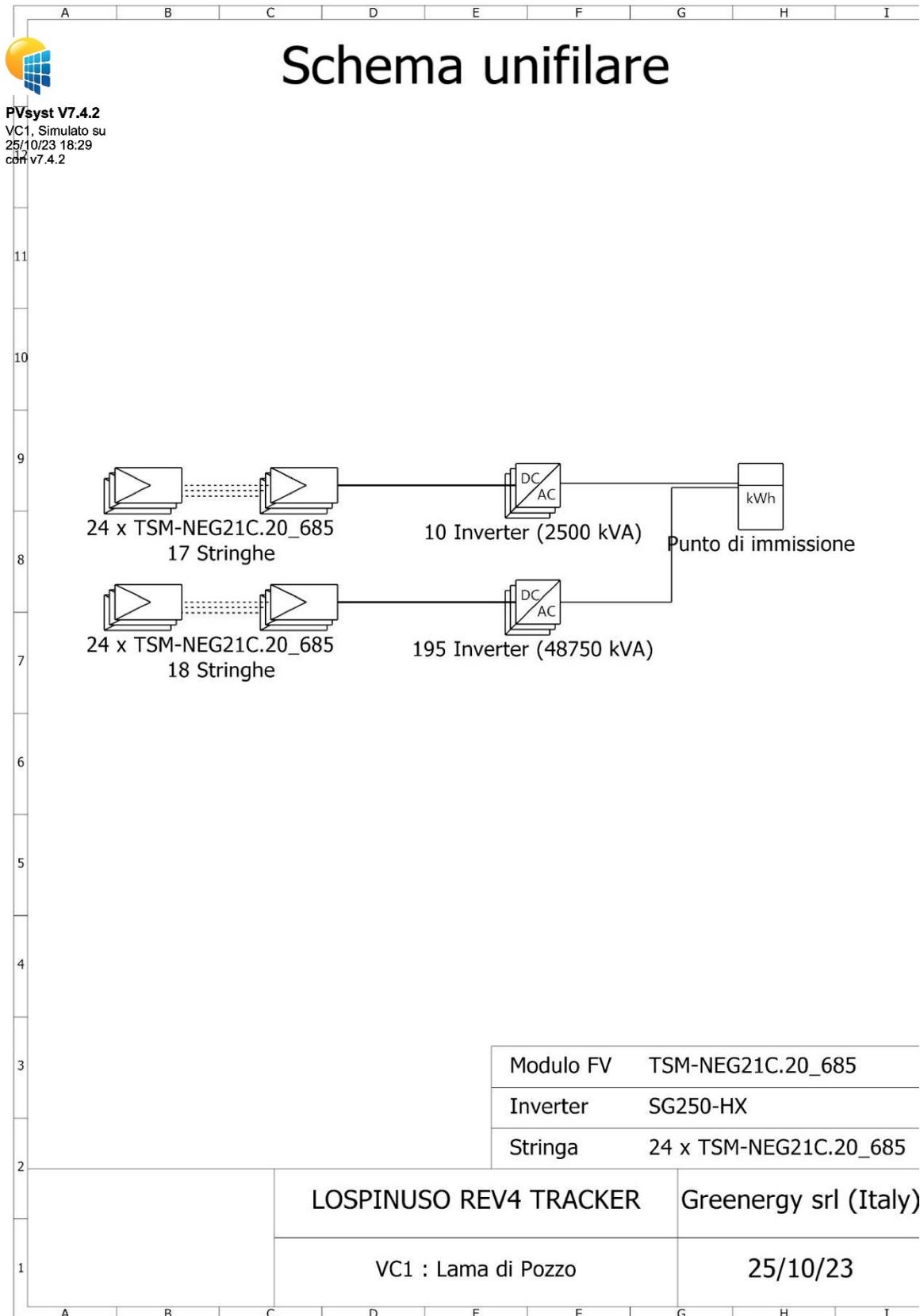
Incertezze dei parametri e simulazione

settaggio parametri modulo FV	1.0 %
Incertezza nella stima efficienza inverter	0.5 %
Incertezze di disadattamento e sporcizia	1.0 %
Incertezza nella stima del degrado	1.0 %

Valore di probabilità associato alla produzione

Variabilità	2.25 GWh
P50	109.34 GWh
P75	107.82 GWh
P90	106.45 GWh

Distribuzione di probabilità




Realizzazione di un impianto agrivoltaico della potenza nominale in DC di 60,501 MWp e potenza AC di 51,00 MW denominato "Lama di Pozzo" e delle relative opere di connessione alla Rete di Trasmissione dell'energia elettrica Nazionale (RTN) in zona agricola del Comune di Castellaneta (TA) e Comune di Ginosa (TA).

L'installazione dell'impianto agrovoltaico permette di ridurre le emissioni di anidride carbonica per la produzione di elettricità; considerando un valore caratteristico della produzione termoelettrica italiana (fonte ISPRA del 2021) pari a circa 415 grammi di CO₂ emessa per ogni kWh prodotto (tecnologia anno 2016), si può stimare il quantitativo di emissioni evitate:

Produzione 109'386'316 KWh/anno

 missioni di CO₂ evitate in un anno: **45'395 tonn**

2.3. Carbon footprint e costo energetico del fotovoltaico

È noto che la generazione di energia fotovoltaica è completamente esente da emissioni e che un impianto fotovoltaico ha una vita attesa anche di 30 anni.



Oltre a queste informazioni è importante conoscere anche le emissioni di CO₂ e il consumo di energia nel ciclo di vita completo, dalla produzione al riciclo, in particolare per i pannelli fotovoltaici.

La fabbricazione implica l'utilizzo di risorse energetiche ed un impatto ambientale, così come il trasporto ed il montaggio di un impianto. Va sottolineato che, grazie

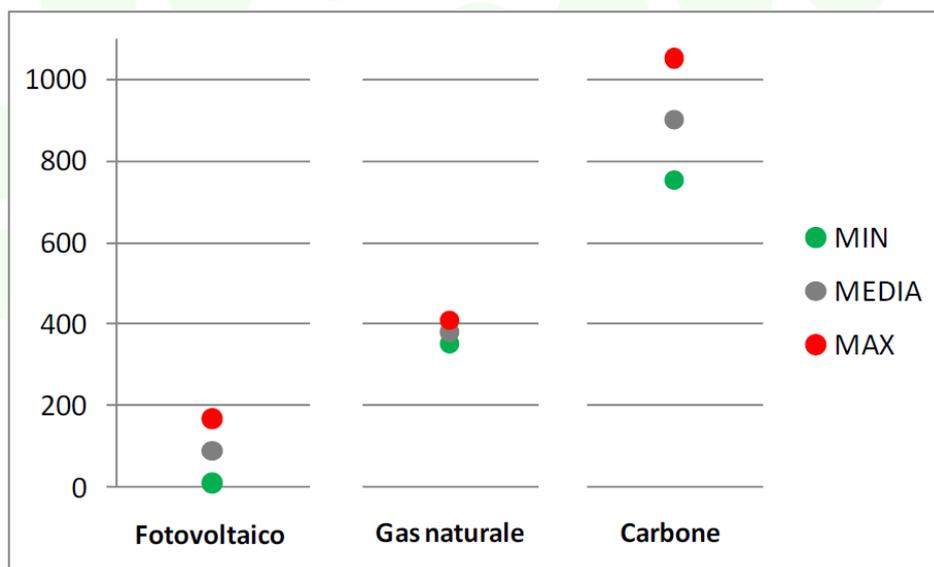
all'avanzamento tecnologico e con nuovi stabilimenti produttivi di capacità crescente, l'impatto ambientale si è via via ridotto nel tempo.

Grazie ai continui sforzi in ricerca e sviluppo dell'industria solare, il costo energetico per la produzione dei pannelli fotovoltaici si è ridotto di circa il 15% ad ogni raddoppio di capacità di produzione.

Oggi si stima che un impianto fotovoltaico ripaghi l'energia utilizzata per produrlo in circa 1 anno, ciò significa che **viene prodotta 30 volte l'energia necessaria per produrlo**.

Parlando di fonti energetiche rinnovabili e, quindi anche di fotovoltaico, è ormai diffusa e accettata l'idea che l'energia prodotta da queste fonti sia caratterizzata da un impatto nullo in termini di emissioni di CO₂: tale indicazione, tuttavia, si basa sul fatto che solitamente si fa riferimento ad una sola fase del ciclo di vita degli impianti (la fase di loro esercizio), in cui effettivamente la generazione elettrica avviene senza contestuali emissioni di gas ad effetto serra. Invece la costruzione ed il fine vita di queste installazioni, normalmente non prese in considerazione, comportano allo stesso modo di qualsiasi altra tipologia di impianti, una certa pressione sull'ambiente ("impronta ambientale"): tale pressione ambientale è associata all'utilizzo di materie prime e risorse (energetiche e naturali), ma anche al rilascio di emissioni in aria e in altre matrici ambientali. Ragionando dunque in termini di ciclo di vita dell'impianto, anche un'installazione fotovoltaica del tipo di quella oggetto di analisi, è caratterizzata da una specifica impronta di carbonio (espressa in termini di emissioni di CO₂ ed altri gas serra) che, per quanto estremamente inferiore a quello di tecnologie che sfruttano le fonti fossili, non può essere considerata nulla.

Dati di letteratura tecnica indicano che le emissioni di gas ad effetto serra per impianti fotovoltaici, espresse in termini di unità di massa di CO₂ equivalente, sono variabili a seconda della taglia dell'impianto, della tipologia di installazione (su falda o a terra) e della tecnologia utilizzata (pannelli in silicio cristallino, silicio amorfo, CdTe, ecc.). Il range individuato dalla revisione della letteratura indica una variabilità delle emissioni, valutate lungo l'intero ciclo di vita con un approccio metodologico di Life Cycle Assessment (LCA), di un ordine di grandezza, con valori minimi di circa 10 gCO₂eq/kWh e valori massimi di 167 gCO₂eq/kWh. Risultati armonizzati in funzione dei valori caratteristici di alcuni parametri fondamentali per la produzione da impianti fotovoltaici (irradiazione solare, efficienza dei moduli, performance ratio), e quindi in un certo senso depurati dalle differenze e dalle inconsistenze metodologiche dei diversi studi LCA, indicano invece un valore della mediana pari a circa 30 gCO₂eq/kWh. Dati inclusi in database LCA ampiamente riconosciuti a livello internazionale (Ecoinvent) indicano valori compresi tra 71 e 83 gCO₂eq/kWh.



Valori minimi, medi e massimi per i diversi impianti di produzione dell'energia elettrica [gCO₂eq/kWh]

Come è possibile notare dalla sintesi grafica precedente, la produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici è caratterizzata da un **impatto di ciclo di vita significativamente inferiore sia alle tecnologie convenzionali "pulite" (gas naturale) che a quelle più "sporche" (carbone)**.

Nelle valutazioni successive si assume come riferimento per il fotovoltaico il valore massimo assoluto riscontrato dalla letteratura (167 g CO₂eq/kWh), una scelta sicuramente peggiorativa per l'impianto fv ma cautelativa.

Il primo aspetto importante da sottolineare è che – con riferimento ai dati di letteratura – la superficie "coperta" da un impianto a terra del tipo di quello oggetto di analisi **è di norma solamente il 20-25% circa della superficie lorda in pianta occupata dall'impianto stesso**. Infatti, buona parte di tale superficie, essendo dedicata principalmente a spazi vuoti e corridoi fra le diverse file di moduli, nonché a viabilità di collegamento (non asfaltata), rimane praticamente scoperta. Anche le infrastrutture accessorie, quali le cabine di alloggiamento di inverter e trasformatori, cabine elettriche di ricezione, canalette e tombini prefabbricati per i cavi ed eventuali altri locali di servizio (ad es. locale ufficio), coprono una superficie estremamente limitata (circa un 1-2% dell'intera superficie del sito).

Il secondo aspetto rilevante è che, essendo i moduli fotovoltaici infissi nel terreno con pali in acciaio, su strutture ad inseguimento "tracker", con una altezza libera rispetto al piano campagna che varia fra circa 0,9 e 4,7 metri, anche **il terreno al di sotto dei moduli rimane normalmente nelle sue condizioni "di uso" precedenti all'installazione dell'impianto**.

Ne consegue che la grandissima parte (98%) della superficie asservita all'impianto, non è interessata da alcun intervento che comporti impermeabilizzazione e/o modifica irreversibile del suolo e del suo del profilo.

Il terzo aspetto che occorre mettere in evidenza è lo **stoccaggio di carbonio nel suolo**. Di norma il suolo funge da serbatoio per lo stoccaggio del carbonio ("carbon sink") dal momento che il terreno, attraverso le piante ed i vegetali, assorbe anidride carbonica e la stocca al suo interno in forma organica. Tale meccanismo è comunque abbastanza complesso e influenzato da una serie di fattori e, a seconda di come questi variano, è possibile che il suolo da deposito di carbonio si trasformi in fonte di emissione di CO₂. Senza entrare nei dettagli di questi argomenti, e dunque tralasciando ogni tipo di considerazione legata al fatto che un non corretto utilizzo agricolo del suolo potrebbe far sì che dallo stesso si generino emissioni di gas serra (trasformandosi così da "carbon sink" a "carbon source"), ai fini della presente analisi è sufficiente sapere che un sistema suolo-coltivazione "sano" consente di assorbire CO₂ in maniera variabile a seconda del tipo di impianto praticato (si veda Tab. successiva per i valori generali).

Tipologia	Assorbimento ¹ (tCO ₂ /ha*anno)	NOTE
Impianti di arboricoltura tradizionale	5-14	
Impianti di arboricoltura a rapida rotazione (SRF)	18-25	
Quercu-carpineto planiziale	11	(per un popolamento maturo)
Pioppeto tradizionale	15-18	(su un turno di 10 anni)
Foreste di latifoglie in zone temperate (dati IPCC)	7	(considerando solo la biomassa epigea)
Prato stabile	max 5	

Valori di assorbimento di riferimento per tipologie di impianti realizzati

Ai fini della valutazione di una carbon footprint di sito (carbon footprint sito-specifica) e della stima dell'impatto associato alla realizzazione dell'impianto fotovoltaico, nonché quello associato alla sottrazione di suolo ad essa connessa, sono state adottate le ipotesi più cautelative (peggiorative per l'impianto): sono state infatti prese in considerazione le ipotesi che massimizzerebbero le emissioni di CO₂ relativamente all'impianto fotovoltaico, una logica che ha permesso di verificare la bontà della soluzione impiantistica fotovoltaica al di là di ogni ragionevole dubbio di sottostima dei suoi impatti.

Per quanto riguarda le emissioni valutate con approccio di ciclo di vita, adottando dunque il valore peggiore riscontrato dall'analisi della letteratura e delle banche dati di riferimento, pari a 167 gCO₂eq/kWh, risulta evidente come -anche nella peggiore dell'ipotesi- **tali emissioni siano decisamente inferiori a quelle di ogni qualunque altra tipologia di**

Realizzazione di un impianto agrivoltaico della potenza nominale in DC di 60,501 MWp e potenza AC di 51,00 MW denominato "Lama di Pozzo" e delle relative opere di connessione alla Rete di Trasmissione dell'energia elettrica Nazionale (RTN) in zona agricola del Comune di Castellaneta (TA) e Comune di Ginosa (TA).

centrali di produzione elettrica. Una centrale a gas naturale a ciclo combinato, ad esempio, è infatti caratterizzata da un valore di 350-400 gCO₂eq/kWh, mentre una centrale a carbone ha di norma valori di emissione dell'ordine di 750-1.050 gCO₂eq/kWh.

L'impatto di ciclo di vita ipotizzato in via cautelativa (peggiorativa) per il kWh prodotto dall'impianto fotovoltaico oggetto di analisi risulta essere anche sensibilmente inferiore a quello associato ad un kWh prelevato dalla rete elettrica nazionale (pari a circa 400 gCO₂eq/kWh come valore medio nazionale associato alla sola generazione elettrica, quantificato peraltro senza considerare l'intero ciclo di vita delle centrali del parco nazionale come invece considerato in questo studio, in una logica peggiorativa).

Nella tabella seguente si riassumono i valori di emissioni delle fonti sopra descritte:

Emissioni in ottica LCA [gCO ₂ eq/kWh]	Fotovoltaico	Gas naturale	Carbone
Valore minimo da letteratura	9,4	350	750
Valore massimo da letteratura	167	410	1.050
Valore assunto in questa analisi	167	-	-

Valori di emissione di riferimento per i diversi impianti

Per quanto riguarda invece la quantità di **carbonio stoccato nel suolo, nelle condizioni in cui si trova il terreno attualmente (seminativo incolto) questo può essere considerato praticamente trascurabile.**

Viceversa, in considerazione delle misure ambientali previste da progetto è stata considerata la condizione di "prato stabile" (assorbimento massimo pari a 5 tCO₂/ha*anno). Nonostante i dati di letteratura indichino **valori medi di suolo sottratto nel range 2-5%**, in via cautelativa è stato considerato nei nostri calcoli un valore di sottrazione effettiva di suolo pari al 10% della superficie totale asservita all'impianto (il valore della superficie non interessata da interventi collegata all'impianto fv sarebbe quindi dell'90%).

A= Ha totali impianto= 116,1458 Ha

B= Assorbimento (calcolato su 90%)= 5 tCO₂ * (116,1458*90%) x 30 anni

Considerata dunque la vita utile dell'impianto pari a 30 anni, la CO2 stoccata nel terreno risulta essere pari a 15'722 t CO2.

Considerando un ipotetico scenario di non installazione dell'impianto agrovoltaiico, in cui l'intera superficie del lotto fosse invece oggetto di una ipotetica messa a dimora di vegetativi con ipotetici finanziamenti da identificare (trovandosi poi quindi in condizioni di prato stabile), l'assorbimento totale risulterebbe pari a 17'469 tCO₂.

La riduzione teorica della CO2 stoccata rispetto a tale ipotetico scenario pari solamente al 10% circa.

I risultati dell'analisi presentati nel precedente paragrafo forniscono una chiara evidenza: ragionando in termini di **ciclo di vita**, l'impatto associato all'impianto fotovoltaico "LAMA DI POZZO" non può essere considerato nullo, né in termini di emissioni di gas ad effetto serra né in termini di effetto di riduzione delle potenzialità di stoccaggio di carbonio al suolo.

Allo stesso modo però, le evidenze emerse dallo studio dimostrano che:

- le emissioni di CO₂eq (167 gCO₂eq/kWh come ipotesi cautelativa) sono evidentemente **molto inferiori a quelle associate ad altre tipologie di centrali di generazione elettrica** (indicativamente 350-400 gCO₂eq/kWh di una centrale a gas naturale a ciclo combinato e 750-1.050 gCO₂eq/kWh di una centrale a carbone), nonché a quelle derivanti dalla sola generazione di un kWh prelevato dalla rete elettrica nazionale (circa 400 gCO₂eq/kWh);
- anche nel caso di ipotesi marcatamente cautelative, cioè di una porzione di suolo effettivamente sottratta ad usi alternativi pari al 10% (pur a fronte di valori massimi riscontrati in letteratura del 5%), la riduzione della CO₂ stoccata nel terreno rispetto ad uno scenario di teorica semina di prato stabile (permanente) sarebbe **limitato**, solo

del 10%. In tale condizione, infatti, l'assorbimento totale risulterebbe pari a 4.345 tCO₂, mentre con l'impianto realizzato il valore teorico di stoccaggio al suolo sarà pari a 3911 tCO₂;

- lo stoccaggio di carbonio nel suolo allo stato attuale è sostanzialmente **trascurabile**.

I dati sopra introdotti mostrano quindi **un risultato sicuramente ed ampiamente positivo in termini di minori emissioni di CO₂ e gas serra nel caso di realizzazione di un impianto agrovoltaiico** rispetto alla alternativa generazione della medesima energia da impianti convenzionali: il vantaggio ambientale di tale produzione pulita **andrebbe a superare ampiamente la perdita di stoccaggio di carbonio organico nel suolo anche nel caso di ipotetica ed alternativa coltivazione del medesimo suolo a prato stabile**.

In aggiunta è da considerare che il progetto agricolo prevede ulteriori interventi quali messa a dimora di essenze agricole tipo leguminose, lenticchie, ceci, cicerchie, strisce di impollinazione, siepi arbustive e arboree in doppio filare, etc che rivestono un ruolo importante a livello ambientale, sia a livello locale (favorendo la rinaturalizzazione del territorio) sia a livello globale (favorendo la mitigazione climatica grazie ad significativo stoccaggio di CO₂).

2.4. Vantaggi ambientali

Gli impianti fotovoltaici riducono la domanda di energia da altre fonti tradizionali contribuendo alla riduzione dell'inquinamento atmosferico (emissioni di anidride carbonica generate altrimenti dalle centrali termoelettriche). L'emissione di anidride carbonica "evitata" ogni anno è facilmente calcolabile. È sufficiente moltiplicare il valore di energia elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico per il fattore del mix elettrico italiano (0,466 Kg CO₂/kWhel).

Es. 1000 kWhel/kWp x 0,466 Kg = 466 Kg CO₂

Moltiplicando poi l'anidride carbonica "evitata" ogni anno per l'intera vita dell'impianto fotovoltaico, ovvero per 30 anni, si ottiene il vantaggio sociale complessivo.

Nel precedente esempio, l'impianto fotovoltaico durante la sua vita "evita" la produzione di 1 529 220,70 tonn di CO₂.

Tra le ulteriori principali emissioni associate alla generazione elettrica da combustibili tradizionali vanno ricordati quindi :

- SO₂ (anidride solforosa): 1,4 g/kWh;
- NO_x (ossidi di azoto): 1,9 g/kWh.

Pertanto, la produzione di energia elettrica dall'impianto agrovoltaico "LAMA DI POZZO", pari a 109'386'316 kWh, consentirà la mancata emissione di:

- CO₂ (anidride carbonica): 50974 t/anno;
- SO₂ (anidride solforosa): 153,14 t/anno;
- NO_X (ossidi di azoto): 207,83 t/anno;

Tra i gas sopra elencati l'anidride carbonica o biossido di carbonio merita particolare attenzione, infatti, il suo progressivo incremento in atmosfera contribuisce significativamente all'effetto serra causando rilevanti cambiamenti climatici.

Per fare un esempio concreto, si pensi che il consumo energetico, per la sola illuminazione domestica in Italia, è pari a 7 miliardi di chilowattora. Per produrre 1 miliardo di chilowattora utilizzando combustibili fossili come il gasolio si emettono nell'atmosfera oltre 800.000 tonnellate di CO₂ che potrebbero essere evitate se si utilizzasse energia elettrica da produzione solare.

Altri benefici del fotovoltaico sono: la riduzione della dipendenza dall'estero, la diversificazione delle fonti energetiche, la regionalizzazione della produzione.

Risulta quindi evidente il contributo che l'energia da fotovoltaico è in grado di offrire al contenimento delle emissioni delle specie gassose che causano effetto serra, piogge acide o che contribuiscono alla distruzione della fascia di ozono.

Vista l'assenza di processi di combustione, la mancanza totale di emissioni aeriformi e l'assenza di emissioni termiche apprezzabili, l'inserimento ed il funzionamento di un impianto solare non è in grado di influenzare le variabili microclimatiche dell'ambiente circostante.

Se la produzione di energia da fonte fotovoltaica presenta un impatto sull'ambiente molto basso e che è limitato agli aspetti di occupazione del territorio o di impatto visivo, la fase di produzione dei pannelli fotovoltaici comporta un certo consumo energetico e l'uso di prodotti chimici. Va considerato però che la maggior parte delle aziende produttrici di componenti fotovoltaici è certificata ISO14000, quindi impegnata a recuperare e riciclare tutti i propri effluenti e residui industriali sotto un attento controllo. Nella fase di dismissione dell'impianto, i materiali di base quali l'alluminio, il silicio o il vetro, possono essere riciclati e riutilizzati sotto altre fonti.

Per quanto riguarda il consumo energetico necessario alla produzione di pannelli, quello che viene chiamato energy pay back time, ovvero il tempo richiesto dall'impianto per produrre altrettanta energia di quanta ne sia necessaria durante le fasi della loro

produzione industriale, è sceso drasticamente negli ultimi anni ed è pari attualmente a circa 3 anni. Per i moduli in film sottile, l'energy pay back time scende addirittura a un anno. Questo significa che, considerando una vita utile dei pannelli fotovoltaici di circa 30 anni, per i rimanenti 29 anni l'impianto produrrà energia pulita.

2.5. Vantaggi socio-economici

I vantaggi dell'agrovoltaico, anche se per l'Italia non si ha uno storico importante, sono evidenti: coniugare due mondi che sono sempre stati distanti e che ora possono contribuire a rispondere ad esigenze politico economiche sempre più critiche, a cambiamenti climatici sempre più evidenti ed in peggioramento oltre che per rispettare obiettivi comunitari sempre più sfidanti e ora più che mai di indipendenza energetica.

I vantaggi principali di questa tecnologia sono:

- L'agrovoltaico è un business sicuro e senza rischi. Gli investimenti e le rese sono chiari e calcolabili a lungo termine;
- la facilità di installazione dei sistemi agrivoltaici e l'interdisciplinarietà delle competenze necessarie alla messa in opera di un impianto rendono questo campo di applicazione un mercato con interessanti prospettive di sviluppo. Il risultato è quello di ottenere il consolidamento del settore e la creazione di nuovi posti di lavoro, consociata ad una nuova gestione agricola dell'area ;
- la tecnologia solare è molto richiesta e beneficia di un vasto consenso sociale. Nessun'altra tecnologia dispone al momento di una tale popolarità;
- la tecnologia solare ha strutture con dimensioni ridotte che necessitano di fondazioni non molto profonde e pertanto tali impianti presentano elevata facilità di dismissione.

Tra i vantaggi legati allo sviluppo dell'agrovoltaico troviamo senza dubbio grandi ricadute positive in ambito occupazionale attraverso la definizione di una strategia trasversale per innovare il settore industriale, quello edilizio nonché il tessuto delle piccole e medie imprese italiane ed infine, ma non per ultimo quello agricolo. Guardando oltre i nostri confini è possibile trovare 240mila occupati in Germania nelle fonti rinnovabili; la prospettiva italiana è che ci siano almeno 65mila occupati nell'eolico (secondo le stime dell'Anev al 2020) e magari altrettanti nel solare termico, nel fotovoltaico, nelle biomasse.

In Italia dei circa 16 milioni di ettari agricoli, circa 4 milioni sono inutilizzati.

Ogni anno circa 125.000 ettari agricoli vengono abbandonati per una sempre più compromessa sostenibilità dell'attività agricola.

La realizzazione e messa in esercizio di un impianto agrovoltaico, oltre a benefiche ricadute di ambito globale dovute al minore inquinamento per produrre energia elettrica, introduce una serie di ricadute in ambito "locale" positive per il tessuto socio-economico-territoriale; tra queste si possono sicuramente annoverare:

1. Aumento degli introiti nelle casse comunali in quanto i Comuni, che ospitano impianti all'interno dei loro terreni demaniali, ottengono una compensazione ambientale una tantum (piano di sviluppo locale) e flussi derivanti dall'imposta comunale sugli immobili che il più delle volte consente un aumento considerevole del bilancio del Comune stesso;
2. Incremento delle possibilità occupazionali dovuto agli interventi manutentivi e di gestione del verde che dovessero risultare necessari;
3. Maggiore indotto, durante le fasi lavorative, per le attività presenti sul territorio (fornitori di materiale, attività alberghiere, ristoratori...)
4. Possibilità di avvicinare la gente alle fonti rinnovabili di energia per permettere la nascita di una maggiore consapevolezza nei problemi energetici e un maggiore rispetto per la natura;
5. Possibilità di generare, con metodologie eco-compatibili, energia elettrica in zone che sono generalmente in forte deficit energetico rispetto alla rete elettrica nazionale;
6. Per la coltivazione e gestione delle aree dedicate al progetto agricolo e alle opere di mitigazione e compensazione ambientale si potranno innescare meccanismi virtuosi come il coinvolgimento di cooperative locali, continuità con aziende agricole esistenti e con l'attuale proprietario terriero.
7. Per la continuità agricola con i precedenti proprietari, gli stessi, se resi disponibili, saranno coinvolti nel progetto agricolo

Si possono poi distinguere: Ricadute occupazionali dirette, Ricadute occupazionali indirette, occupazioni permanenti e occupazioni temporanee.

- Ricadute occupazionali dirette:

Sono date dal numero di addetti direttamente impiegati nel settore oggetto di analisi (es: fasi di progettazione degli impianti, costruzione, installazione, O&M).

- Ricadute occupazionali indirette:

Sono date dal numero di addetti indirettamente correlati alla produzione di un bene o servizio e includono gli addetti nei settori "fornitori" della filiera sia a valle sia a monte.

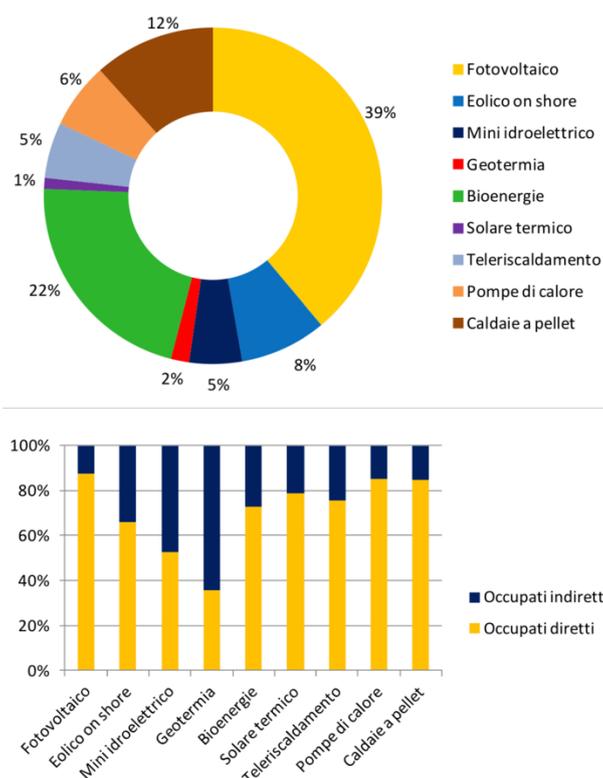
- Occupazione permanente

L'occupazione permanente si riferisce agli addetti impiegati per tutta la durata del ciclo di vita del bene (es: fase di esercizio e manutenzione degli impianti).

- Occupazione temporanea

L'occupazione temporanea indica gli occupati nelle attività di realizzazione di un certo bene, che rispetto all'intero ciclo di vita del bene hanno una durata limitata (es. fase di installazione degli impianti).

Come si può desumere dai grafici sotto riportati (fonte GSE e Greenpeace) il fotovoltaico è la tecnologia con il valore più alto in termini occupazionali sia a livello storico che statistico.



Nel caso specifico del progetto LAMA DI POZZO, saranno valorizzate maestranze e imprese locali per appalti nelle zone interessate dal progetto, tanto nella fase di progettazione e sviluppo che nella costruzione oltre che nelle operazioni di gestione, manutenzione e infine dismissione.

FASE DI PROGETTAZIONE E SVILUPPO

(Le risorse impegnate nella fase di progettazione e sviluppo saranno circa 20):

- Mediazione immobiliare (1)
- Rilevazioni topografiche (2)
- Ingegneria e permitting (10)

- Consulenze specialistiche (acustica, archeologica, agronomica, avi faunistica, biologo) (5)
- Consulenza legale (1)
- Notarizzazione (1)

FASE DI ESECUZIONE

(Le risorse impegnate nella fase di esecuzione saranno circa 50):

Le lavorazioni previste sono:

- Rilevazioni topografiche
- Movimentazione di terra
- Montaggio di strutture metalliche in acciaio e lega leggera;
- Posa in opera di pannelli fotovoltaici
- Realizzazione di cavidotti e pozzetti;
- Connessioni elettriche e cablaggi
- Realizzazione di edifici in cls prefabbricato e muratura
- Realizzazione di cabine elettriche
- Realizzazioni di strade bianche e asfaltate
- Sistemazione delle aree a verde e delle fasce di mitigazione
- Sistemazione e preparazione delle aree adibite a progetto agricolo

Le professionalità richieste ed impiegate saranno pertanto:

- Operai edili (muratori, carpentieri, addetti a macchine movimento terra, addetti manutenzione strade)
- Topografi
- Elettricisti generici e specializzati
- Geometri/Ingegneri/Architetti
- Agronomi/Geologi/Tecnici competenti in acustica
- Personale di sorveglianza
- Operai agricoli
- Piccoli trasportatori locali

È indubbio che saranno coinvolte indirettamente anche realtà al contorno come ad esempio B&B, alberghi, ristoranti, bar.

Le risorse impegnate nella fase di costruzione (intese come picco di presenza in cantiere) saranno circa 20 per la parte impianto agrolvoltaico e circa 50 per la parte Impianto di Utenza e Rete.

FASE DI ESERCIZIO E MANUTENZIONE

(Le risorse impegnate nella fase di O&M saranno circa 5):

Durante il periodo di esercizio dell'impianto, saranno impiegate maestranze per la manutenzione, la gestione e supervisione dell'impianto, oltre che per la sorveglianza dello stesso. Alcune di queste figure professionali saranno impiegate in modo continuativo, come ad esempio il personale di gestione/supervisione tecnica e di sorveglianza (O&M). Altre figure verranno impiegate occasionalmente al momento del bisogno, ovvero quando si presenta la necessità di manutenzioni ordinarie o straordinarie dell'impianto. La tipologia di figure professionali richieste in questa fase sono, oltre ai tecnici della supervisione dell'impianto e al personale di sorveglianza, elettricisti, operai edili, artigiani e operai agricoli/giardinieri per la manutenzione del terreno di pertinenza dell'impianto (taglio dell'erba, sistemazione delle aree a verde ecc.).

Nell'intervento è inoltre prevista la realizzazione di un importante progetto agricolo per il quale l'attuale proprietario del terreno potrebbe essere coinvolto in quanto in possesso di azienda agricola oppure si potrebbe asservire la gestione agricola dell'area d'impianto ad altra società agricola locale e l'inserimento del progetto all'interno di una filiera.

Le risorse impegnate nella fase di controllo saranno circa 5 oltre alle realtà esterne che verranno necessariamente coinvolte.

FASE DI DISMISSIONE

Per la dismissione saranno coinvolte le medesime figure tecniche e le manovalanze che erano state previste per la realizzazione; le risorse impegnate saranno circa 70).

2.6. Quadro normativo nazionale autorizzativo

- **Legge 29 luglio 2021, n. 108** – “Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 31 maggio 2021, n. 77, recante governance del Piano nazionale di ripresa e resilienza e prime misure di rafforzamento delle strutture amministrative e di accelerazione e snellimento delle procedure.”
- **Decreto legislativo 152/06, art. 27**, Procedimento Unico Ambientale e s.m.i.
- **Decreto legislativo 18 aprile 2016, n. 50** Codice dei contratti pubblici - (G.U. n. 91 del 19 aprile 2016);
- **D.P.R. 5 ottobre 2010, n. 207** – Regolamento di esecuzione ed attuazione del decreto legislativo 12 aprile 2006, n. 163, recante «Codice dei contratti pubblici relativi a lavori, servizi e forniture in attuazione delle direttive 2004/17/CE e 2004/18/CE» - (G.U. n. 288 del 10 dicembre 2010);
- **Ministero dello sviluppo economico - D.M. 10-9-2010** - Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili. Pubblicato nella Gazz. Uff. 18 settembre 2010, n. 219.
- **Decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387** – “Attuazione della direttiva 2001/77/Ce relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche nel mercato dell'elettricità”.

2.7. Normativa regionale di riferimento

- **LEGGE REGIONALE 23 LUGLIO 2019, N. 34**: Norme in materia di promozione dell'utilizzo di idrogeno e disposizioni concernenti il rinnovo degli impianti esistenti di produzione di energia elettrica da fonte eolica e per conversione fotovoltaica della fonte solare e disposizioni urgenti in materia di edilizia.
- **13/08/2018** – Pubblicata sul BUR della Regione Puglia la **Legge regionale n. 44 del 13 agosto 2018**: "Assestamento e variazione al bilancio di previsione per l'esercizio finanziario 2018 e pluriennale 2018-2020", con la quale, grazie agli artt. 18 e 19, vengono effettuate ulteriori modifiche ed integrazioni alla Legge regionale n. 25 del

2012 per quanto riguarda gli iter autorizzativi degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili.

- **19/07/2018** - Pubblicata sul BUR della Regione Puglia la **Legge regionale n. 38 del 16 luglio 2018**: "Modifiche e integrazioni alla legge regionale 24 settembre 2012, n. 25 (Regolazione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili)". La legge effettua modifiche e integrazioni alla L.R. 25/2012, per quanto riguarda la conferenza di servizi e per i procedimenti autorizzativi degli impianti alimentati da fonti rinnovabili e cogenerativi. Come previsto dal Dlgs 222/2016 viene eliminata la procedura abilitativa semplificata (PAS) e sostituita dalla Segnalazione Certificata di Inizio Attività (SCIA), per gli impianti a fonti rinnovabili aventi potenza inferiore alle soglie oltre le quali è richiesta l'Autorizzazione Unica. Per gli impianti di taglia inferiore e con determinate caratteristiche, come previsto dalle Linee guida nazionali (Decreto 10/09/2010), continua ad applicarsi la semplice comunicazione al Comune. La legge, inoltre, disciplina nel dettaglio il procedimento Autorizzativo Unico anche per la costruzione e l'esercizio di impianti di cogenerazione di potenza termica inferiore ai 300 MW.
- **08/08/2017** - Pubblicata sul BUR della Regione Puglia la **Legge regionale n. 34 del 7 agosto 2017**: "Modifiche all'articolo 5 della legge regionale 24 settembre 2012, n. 25 (Regolazione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili)".
- **10/11/2016** - Pubblicata sul BUR della Regione Puglia la **Determinazione del Dirigente Sezione Infrastrutture Energetiche e Digitali 24 ottobre 2016, n. 49**: Autorizzazione Unica ai sensi del D.lgs. n. 387/2003 relativa alla costruzione ed all'esercizio di impianti per la produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili. Applicazione D.M. del 23.06.2016. Tale norma dispone che le Autorizzazioni Uniche debbano prevedere una durata pari a 20 anni a partire dalla data di entrata in esercizio commerciale dell'impianto, come previsto dal D.M. del 23.06.2016.
- **15/04/2014** - Pubblicata sul BUR della Regione Puglia la **Delibera della Giunta Regionale n. 581 del 02/04/2014**: "Analisi di scenario della produzione di energia da

Fonti Energetiche Rinnovabili sul territorio regionale. Criticità di sistema e iniziative conseguenti".

- **30/11/2012** - Pubblicato sul BUR della Regione Puglia il **Regolamento Regionale 30 novembre 2012, n. 29**: "Modifiche urgenti, ai sensi dell'art. 44 comma 3 dello Statuto della Regione Puglia (L.R. 12 maggio 2004, n. 7), del Regolamento Regionale 30 dicembre 2010, n. 24 "Regolamento attuativo del Decreto del Ministero dello Sviluppo 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."
- **25/09/2012** - Pubblicata sul BUR della Regione Puglia la **Legge Regionale n. 25 del 24 settembre 2012: "Regolazione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili"**. La presente legge dà attuazione alla Direttiva Europea del 23 aprile 2009, n. 2009/28/CE. Prevede che entro sei mesi dalla data di entrata in vigore della presente legge la Regione Puglia adegua e aggiorna il Piano energetico ambientale regionale (PEAR) e apporta al regolamento regionale 30 dicembre 2010, n. 24 (Regolamento attuativo del decreto del Ministero per lo Sviluppo Economico 10 settembre 2010 "Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili"), le modifiche e integrazioni eventualmente necessarie al fine di coniugare le previsioni di detto regolamento con i contenuti del PEAR. A decorrere dalla data di entrata in vigore della presente legge, vengono aumentati i limiti indicati nella tabella A allegata al d.lgs. 387/2003 per l'applicazione della PAS. La Regione approverà entro 31/12/2012 un piano straordinario per la promozione e lo sviluppo delle energie da fonti rinnovabili, anche ai fini dell'utilizzo delle risorse finanziarie dei fondi strutturali per il periodo di programmazione 2007/2013.
- **28/03/2012** - **Deliberazione della Giunta Regionale 28 marzo 2012 n. 602**: Individuazione delle modalità operate per l'aggiornamento del Piano Energetico

Ambientale Regionale (PEAR) e avvio della procedura di Valutazione Ambientale Strategica (VAS).

- **30/12/2010 - DELIBERAZIONE DELLA GIUNTA REGIONALE 30 dicembre 2010, n. 3029:** Approvazione della Disciplina del procedimento unico di autorizzazione alla realizzazione ed all'esercizio di impianti di produzione di energia elettrica.
- **31/12/2010** - Pubblicato sul BUR della Regione Puglia il **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".
- **DELIBERAZIONE DELLA GIUNTA REGIONALE della Puglia 26 ottobre 2010, n. 2259:** Procedimento di autorizzazione unica alla realizzazione ed all'esercizio di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Oneri istruttori. Integrazioni alla DGR n. 35/2007.
- **DELIBERAZIONE DELLA GIUNTA REGIONALE della Puglia 23 gennaio 2007, n. 35:** "Procedimento per il rilascio dell'Autorizzazione unica ai sensi del Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 e per l'adozione del provvedimento finale di autorizzazione relativa ad impianti alimentati da fonti rinnovabili e delle opere agli stessi connesse, nonché delle infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio."

Per maggiori riferimenti e approfondimenti al quadro normativo si rimanda al SIA.

2.8. Normativa tecnica impianto fotovoltaico e sicurezza

Per la sicurezza e la prevenzione degli infortuni:

- **DL 81/2008:** *Testo unico sulla salute e sicurezza sul lavoro*
- **DM 37/08:** *Dichiarazioni di conformità impianti*

Per la progettazione e realizzazione degli impianti fotovoltaici:

Realizzazione di un impianto agrivoltaico della potenza nominale in DC di 60,501 MWp e potenza AC di 51,00 MW denominato "Lama di Pozzo" e delle relative opere di connessione alla Rete di Trasmissione dell'energia elettrica Nazionale (RTN) in zona agricola del Comune di Castellaneta (TA) e Comune di Ginosa (TA).

- **Legge 186/68:** *Disposizione concernente la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni e impianti elettrici ed elettronici*
- **DM 14 gennaio 2008:** *Nuove Norme Tecniche per le Costruzioni*
- **Circ. 4 luglio 1996:** *Istruzioni per l'applicazione delle "Norme tecniche relative ai criteri generali per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e sovraccarichi"*
- **CEI 0-2:** *Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici*
- **CEI 0-3:** *Guida per la compilazione della dichiarazione di conformità e relativi allegati per la legge n. 46/90*
- **CEI 0-16:** *Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica*
- **CEI EN 61936-1:** *Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in c.a.*
- **CEI EN 50522:** *Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in corrente alternata*
- **CEI 11-28:** *Guida d'applicazione per il calcolo delle correnti di cortocircuito nelle reti radiali a bassa tensione*
- **CEI 13-4;Ab:** *Sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica*
- **CEI EN 60076-11:** *Trasformatori di potenza Parte 11: Trasformatori di tipo a secco*
- **CEI-UNEL 3535;Ab3:** *Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V*
- **CEI-UNEL 357;Ab2:** *Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V*

- **CEI IEC 60287-1-1/A1:** *Cavi elettrici - Calcolo della portata di corrente Parte 1-1: Equazioni per il calcolo della portata di corrente (fattore di carico 100 %) e calcolo delle perdite - Generalità*
- **CEI IEC 60287-3-1:** *Cavi elettrici - Calcolo della portata di corrente Parte 3-1: Condizioni operative - Condizioni di riferimento del sito*
- **CEI IEC 60287-3-2:** *Cavi elettrici - Calcolo della portata di corrente Parte 3-2: Condizioni di servizio - Ottimizzazione economica della sezione del conduttore dei cavi*
- **CEI 64-8:** *Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua*
- **CEI 64-8/7 sezione 712:** *Sistemi fotovoltaici solari (PV) di alimentazione*
- **CEI 81-3;Ab:** *Valori medi del numero dei fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato dei Comuni d'Italia, in ordine alfabetico*
- **CEI 82-25; V1-V2:** *Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione*
- **CEI EN 50524:** *Fogli informativi e dati di targa dei convertitori fotovoltaici*
- **CEI EN 50461:** *Celle solari - Fogli informativi e dati di prodotto per celle solari al silicio cristallino*
- **CEI EN 60099-1;Ab:** *Scaricatori - Parte 1: Scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata*
- **CEI EN 61439-1:** *Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 1: Regole generali*
- **CEI EN 61439-3:** *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)*

- **CEI EN 61439-1:** *Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 1: Regole generali*
- **CEI EN 61439-6:** *Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 6: Condotti sbarre*
- **CEI EN 61439-3/EC:** *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)*
- **CEI EN 60445:** *Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione - Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico*
- **CEI EN 60529/EC:** *Gradi di protezione degli involucri (codice IP)*
- **CEI EN 60555-1:** *Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili Parte 1: Definizioni*
- **CEI EN 60904-1:** *Dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente*
- **CEI EN 60904-2:** *Dispositivi fotovoltaici Parte 2: Prescrizioni per i dispositivi fotovoltaici di riferimento*
- **CEI EN 60904-3:** *Dispositivi fotovoltaici Parte 3: Principi di misura per dispositivi solari fotovoltaici (FV) per uso terrestre, con spettro solare di riferimento*
- **CEI EN 60909-0:** *Correnti di cortocircuito nei sistemi trifase in corrente alternata Parte 0: Calcolo delle correnti*
- **CEI EN 61000-3-2:** *Compatibilità elettromagnetica (EMC) Parte 3-2: Limiti - Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso ≤ 16 A per fase)*
- **CEI EN 61215-1:** *Moduli fotovoltaici (FV) per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 1: Prescrizioni per le prove*

- **CEI EN 61215-1-1:** *Moduli fotovoltaici (FV) per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 1-1: Prescrizioni particolari per le prove di moduli fotovoltaici (FV) in silicio cristallino*
- **CEI EN 61212-1-2:** *Moduli fotovoltaici per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 1-2: Requisiti particolari per la prova dei moduli fotovoltaici (FV) a film sottile in tellururo di cadmio (CdTe)*
- **CEI EN 61212-1-3:** *Moduli fotovoltaici per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 1-3: Requisiti particolari per la prova dei moduli fotovoltaici (FV) a film sottile in silicio amorfo*
- **CEI EN 61212-1-4:** *Moduli fotovoltaici per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 1-4: Requisiti particolari per la prova dei moduli fotovoltaici (FV) a film sottile in seleniuro di rame-indio-gallio (CIGS) e in seleniuro di rame-indio (CIS)*
- **CEI EN 61215-2:** *Moduli fotovoltaici (FV) per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 2: Procedure di prova*
- **CEI EN 61724:** *Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati*
- **CEI EN 61724-1:** *Prestazioni dei sistemi fotovoltaici Parte 1: Monitoraggio*
- **IEC 61727:2004 :** *Photovoltaic (PV) systems - Characteristics of the utility interface*
- **CEI EN IEC 61730-1:** *Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) Parte 1: Prescrizioni per la costruzione*
- **CEI EN 61730-2/A1:** *Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) Parte 2: Prescrizioni per le prove*
- **CEI EN 61829:** *Campo fotovoltaico (FV) - Misura in sito delle caratteristiche I-V*

- **CEI EN 62053-21/A1:** *Apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari – Parte 21: Contatori statici di energia attiva (classe 1 e 2)*
- **CEI EN 62053-23 (CEI 13-45):** *Apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari – Parte 23: Contatori statici di energia reattiva (classe 2 e 3)*
- **CEI EN 62093 (CEI 82-24):** *Componenti di sistemi fotovoltaici – moduli esclusi (BOS) – Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali*
- **CEI EN 62108:** *Moduli e sistemi fotovoltaici a concentrazione. Qualifica del progetto e approvazione di tipo*
- **CEI IEC/TS 62271-210:** *Apparecchiatura ad alta tensione Parte 210: Qualificazione sismica per apparecchiatura prefabbricata con involucro metallico e con involucro isolante per tensioni nominali superiori a 1 kV fino a 52 kV compreso*
- **CEI EN 62305-1:** *Protezione contro i fulmini Parte 1: Principi generali*
- **CEI EN 62305-2:** *Protezione contro i fulmini Parte 2: Valutazione del rischio*
- **CEI EN 62305-3:** *Protezione contro i fulmini Parte 3: Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone*
- **CEI EN 62305-4:** *Protezione contro i fulmini Parte 4: Impianti elettrici ed elettronici nelle strutture*
- **IEC 60364-7-712:2017:** *Low voltage electrical installations – Part 7-712: Requirements for special installations or locations – Solar photovoltaic (PV) power supply systems*
- **UNI 10349:** *Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici.*
- **Guida CEI 82-25:** *Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di media e bassa tensione*

I riferimenti di cui sopra possono non essere esaustivi. Ulteriori disposizioni di legge, norme e deliberazioni in materia, purché vigenti, anche se non espressamente richiamate, si considerano applicabili.

3. IL SITO

3.1. Descrizione del sito

Il sito interessato alla realizzazione dell'impianto agrovoltaico si sviluppa nel territorio del Comune di Castellaneta e Ginosa:

- Agro di Ginosa località Stornara Foglio di mappa n. 129 p.lle 8 - 7 - 63 - 178, Foglio di mappa n. 130 p.lle 346, Foglio di mappa n. 129 p.lle 128 e 130, Foglio di mappa n. 128 p.lle 97-255-12 e 248 (Centrale Fotovoltaica "Blocco 1");
- Agro di Ginosa località Lago Lungo Foglio di mappa n. 126 p.lle 398-400 - 7-90-243-237-239-274-399 (Centrale Fotovoltaica "Blocco 2");
- Agro di Castellaneta località Fattizzone Foglio di mappa n. 112 p.lle 431-513-419-507; Foglio di mappa n. 118 p.lle 6 - 88 (Centrale Fotovoltaica "Blocco 3");
- Agro di Ginosa località Lama di Pozzo Foglio di mappa n. 117 p.lle 170-171-112-113-193 e 194, Foglio di mappa 118 p.lle 194-195-509-510-511-512-697-125-339-126-340-137-27-174-175-176-178-28-342-287-303-305-265-269, Foglio di mappa n. 118 p.lle 3-10-362-363-83-595-593-132-131-364-58 e 45 (Centrale Fotovoltaica "Blocco 4");
- Agro di Ginosa località Lago Lungo, ove sarà realizzata la Nuova stazione Elettrica da realizzare, Foglio di mappa n. 119 Porzioni delle p.lle 224 - 250 - 225 e 226 - della superficie complessiva di ca. ha 1.34.00.
- Agro di Ginosa località Lago Lungo, ove sarà realizzata la sbarra comune con le relative stazioni utenti degli altri produttori, Foglio di mappa n. 119 Porzioni delle p.lle e 224 e 219 della superficie complessiva di ca. ha 1.01.00.
- Agro di Ginosa località Lago Lungo, ove sarà realizzata la stazione utente, Foglio di mappa n. 119 Porzione della p.lla 219 - della superficie complessiva di ca. ha 00.25.00.

L'area di intervento è raggiungibile attraverso la Strada Statale 580. La superficie netta dell'area di intervento è di circa 91,256 ha (area di impianto). L'area oggetto della progettazione si trova ad un'altitudine di 50 m s.l.m. e le coordinate baricentriche geografiche sono:

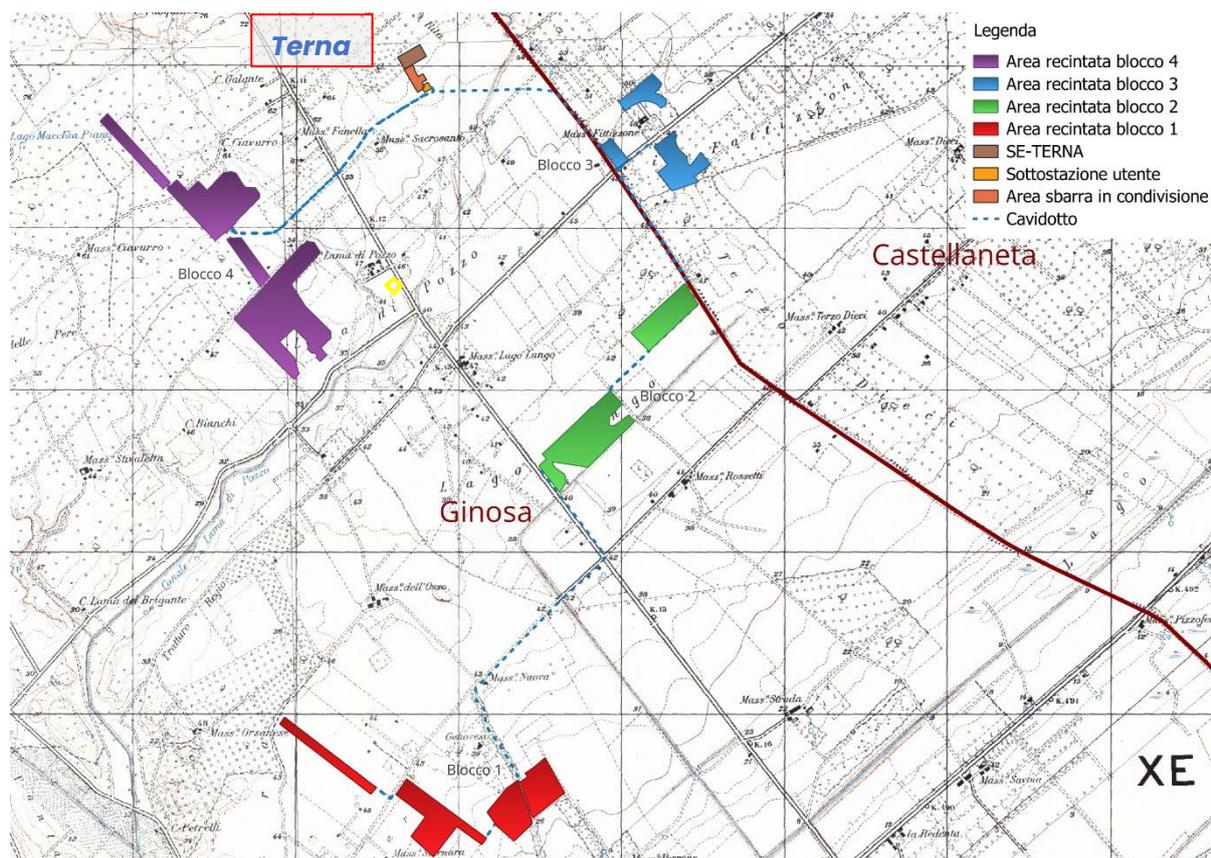
Blocco 1: 40° 27.5409' N, 16° 50.2893' E;

Blocco 2: 40° 28.9016' N, 16° 51.1082' E;

Blocco 3: 40° 29.7129' N, 16° 51.2635' E;

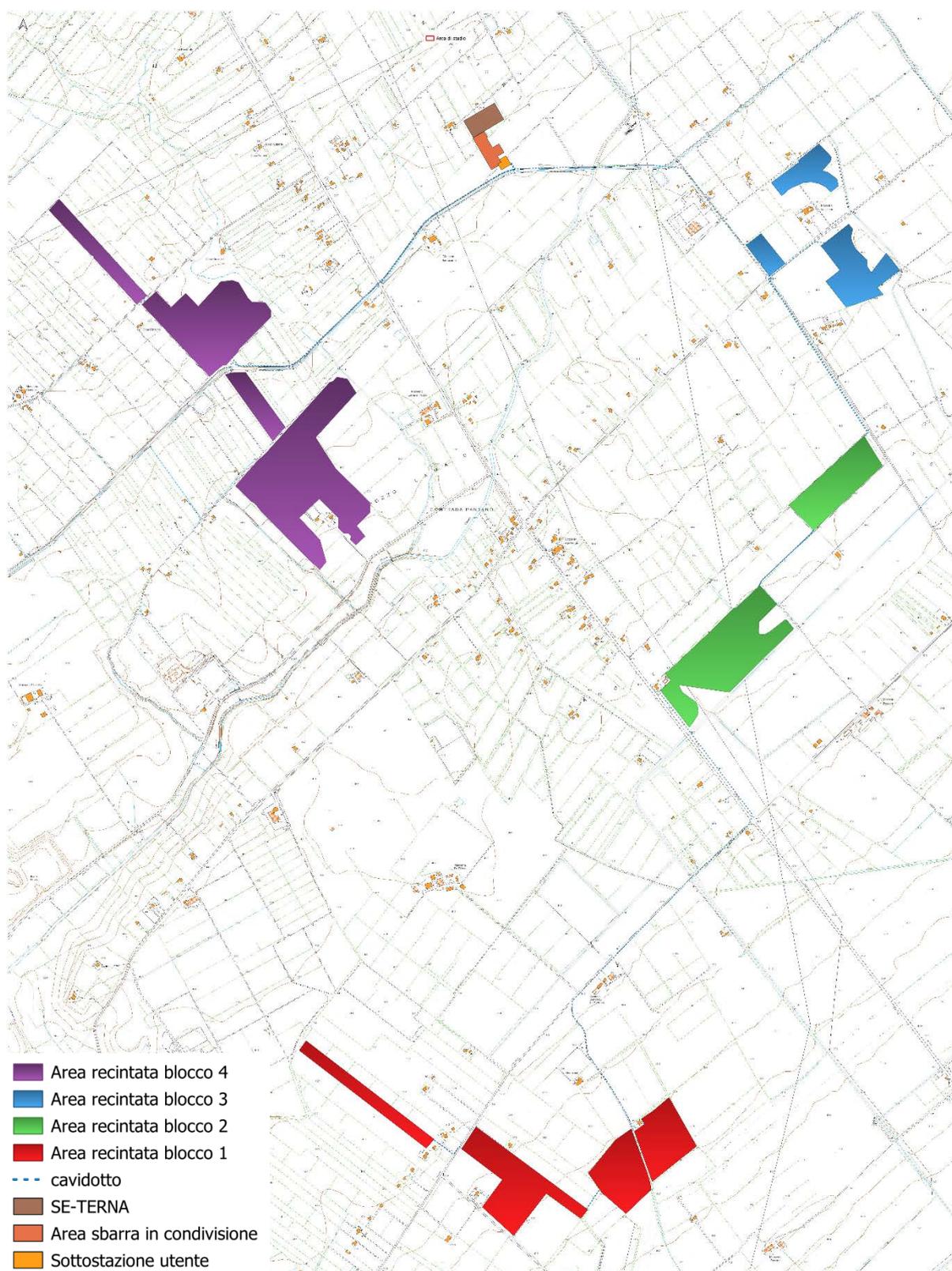
Blocco 4: 40° 29.2588' N, 16° 49.5576' E

SSE: 40° 29.8944' N, 16° 50.2703' E



Inquadramento generale intervento su base IGM

Come facilmente ravvisabile dall'immagine precedente, si può notare come i blocchi 1 2 4, ricadono nel territorio comunale del Comune di Ginosa mentre il blocco 3 ricade nel territorio del Comune di Castellaneta.



Impianto su base CTR

Realizzazione di un impianto agrivoltaico della potenza nominale in DC di 60,501 MWp e potenza AC di 51,00 MW denominato "Lama di Pozzo" e delle relative opere di connessione alla Rete di Trasmissione dell'energia elettrica Nazionale (RTN) in zona agricola del Comune di Castellaneta (TA) e Comune di Ginosa (TA).

La realizzazione dell'impianto agrovoltaico non richiederà l'esecuzione di interventi tali da comportare sostanziali modificazioni del terreno, in quanto sono state privilegiate soluzioni che minimizzano le operazioni di scavo e riporto, volte a rispettare l'attuale morfologia.

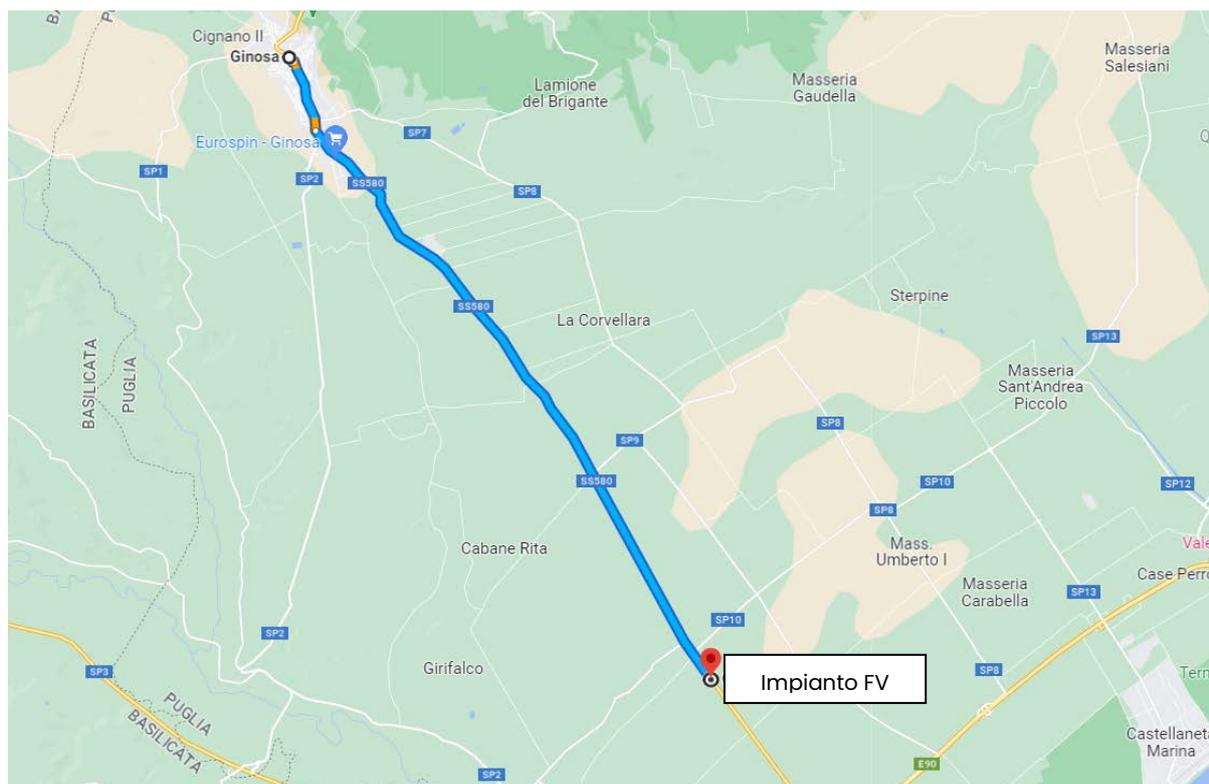
Per l'impianto agrovoltaico non sono previsti rilevanti movimenti terra, se non quelli dovuti allo scavo per la posa dei cavidotti interrati e le attività agricole.

3.2. Descrizione dell'accesso al sito

I tratti di viabilità considerati nel presente paragrafo sono quelli necessari al raggiungimento del sito in cui verrà realizzato l'impianto agrovoltaico "LAMA DI POZZO"; il sito in questione si trova sul territorio del Comune di Castellaneta e Ginosa in provincia di Taranto.

L'obiettivo è quello di illustrare il percorso stradale necessario per raggiungere il sito oggetto di intervento.

Il sito di progetto è raggiungibile percorrendo strade nazionali, regionali, provinciali e comunali e poi da strade di campagna. Da Ginosa il sito è raggiungibile percorrendo verso sud la Strada Statale 580 per circa 14 Km.



Viabilità del sito intervento



Rilievo fotografico area- blocco 1



Rilievo fotografico area-blocco 2



Rilievo fotografico aree- blocco 3



Rilievo fotografico aree- blocco 4

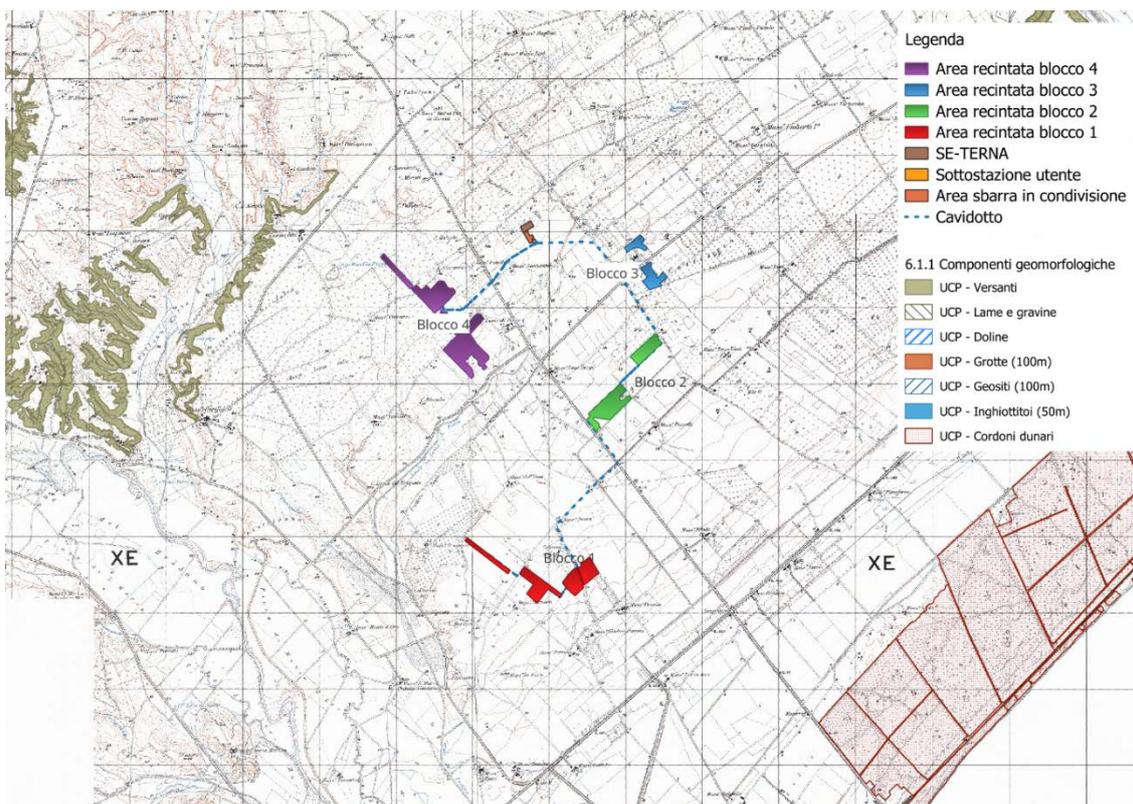
Realizzazione di un impianto agrivoltaico della potenza nominale in DC di 60,501 MWp e potenza AC di 51,00 MW denominato "Lama di Pozzo" e delle relative opere di connessione alla Rete di Trasmissione dell'energia elettrica Nazionale (RTN) in zona agricola del Comune di Castellaneta (TA) e Comune di Ginosa (TA).

3.3. Analisi degli strumenti di pianificazione e tutela

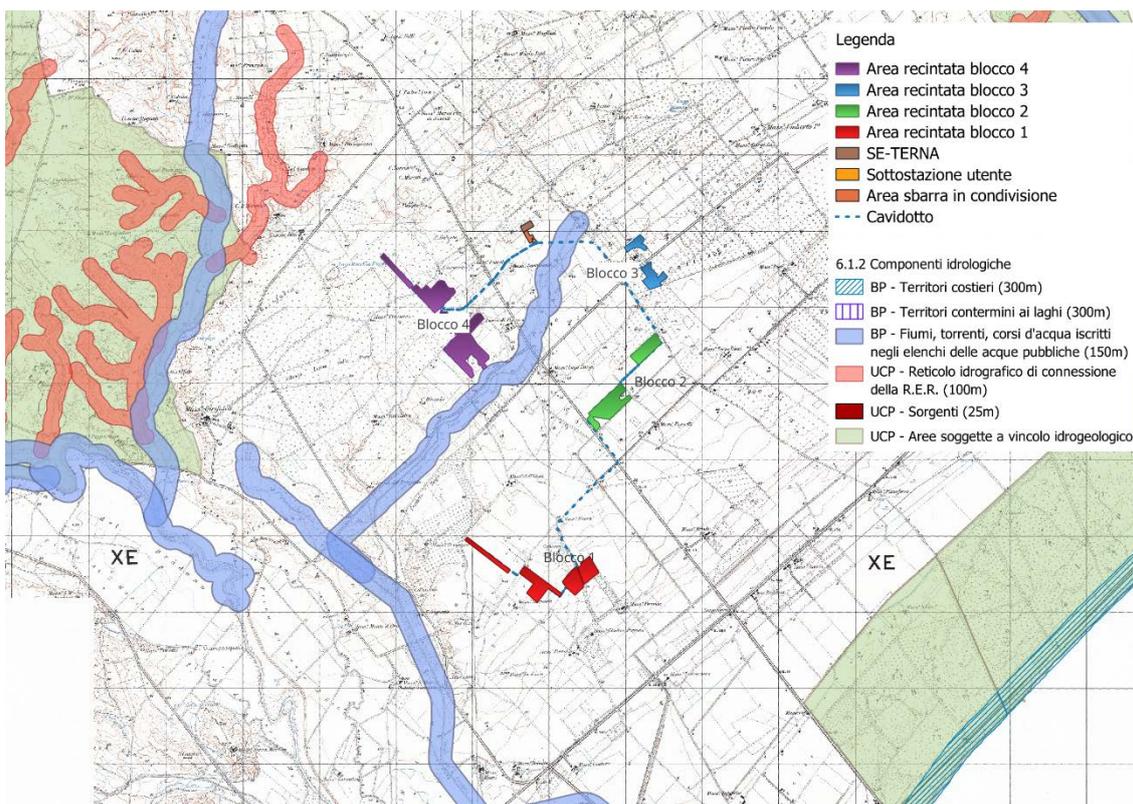
Per la scelta del sito da destinare alla realizzazione dell'impianto si è effettuata un'analisi vincolistica utilizzando come supporto le cartografie disponibili con focus su Regolamento 24; P.P.T.R.; il Piano Urbanistico Generale del Comune di Castellaneta e Ginosa.

I Piani e le Perimetrazioni che sono stati esaminati sono i seguenti:

- Parchi Nazionali
- Aree Naturali Protette
- Riserve Naturali Statali
- Parchi e Riserve Naturali Regionali
- Rete Natura 2000 costituita, ai sensi della Direttiva "Habitat", dai Siti d'Importanza Comunitaria (SIC) e dalle Zone di Protezione Speciale (ZPS) prevista dalla Direttiva "Uccelli"
- Important Bird Areas (IBA)
- Aree umide di RAMSAR
- Aree a pericolosità idraulica
- Aree a pericolosità da frana
- Aree a rischio
- Vincoli idrogeologici
- Vincoli e segnalazioni architettonico-archeologiche
- Piano di tutela delle Acque.

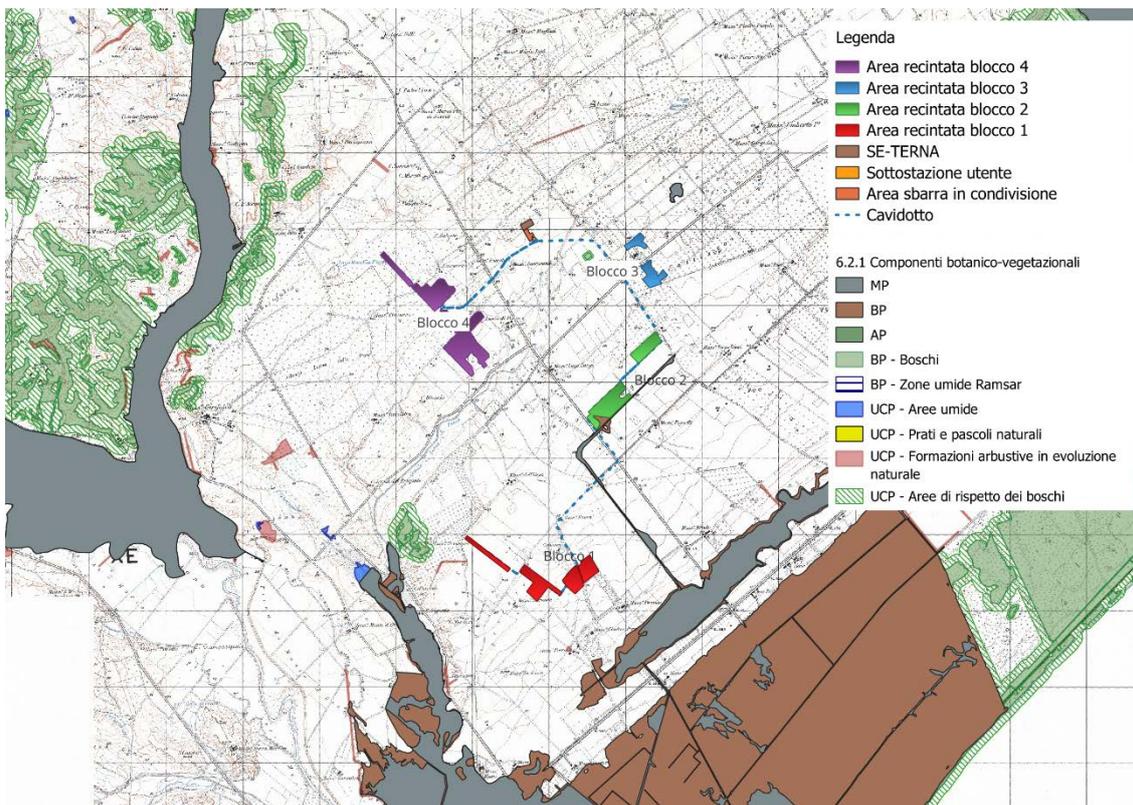


Inquadramento su PPTR – Componenti geomorfologiche

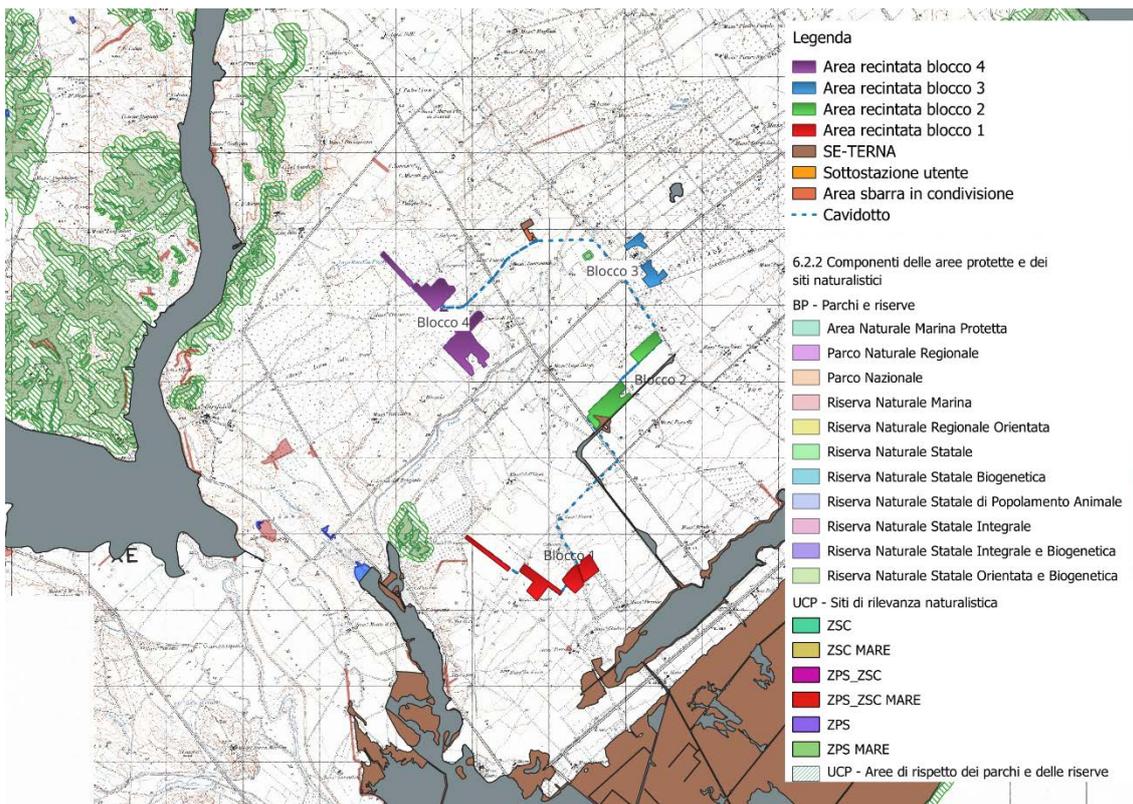


Inquadramento su PPTR – Componenti idrologiche

Realizzazione di un impianto agrivoltaico della potenza nominale in DC di 60,501 MWp e potenza AC di 51,00 MW denominato "Lama di Pozzo" e delle relative opere di connessione alla Rete di Trasmissione dell'energia elettrica Nazionale (RTN) in zona agricola del Comune di Castellaneta (TA) e Comune di Ginosa (TA).

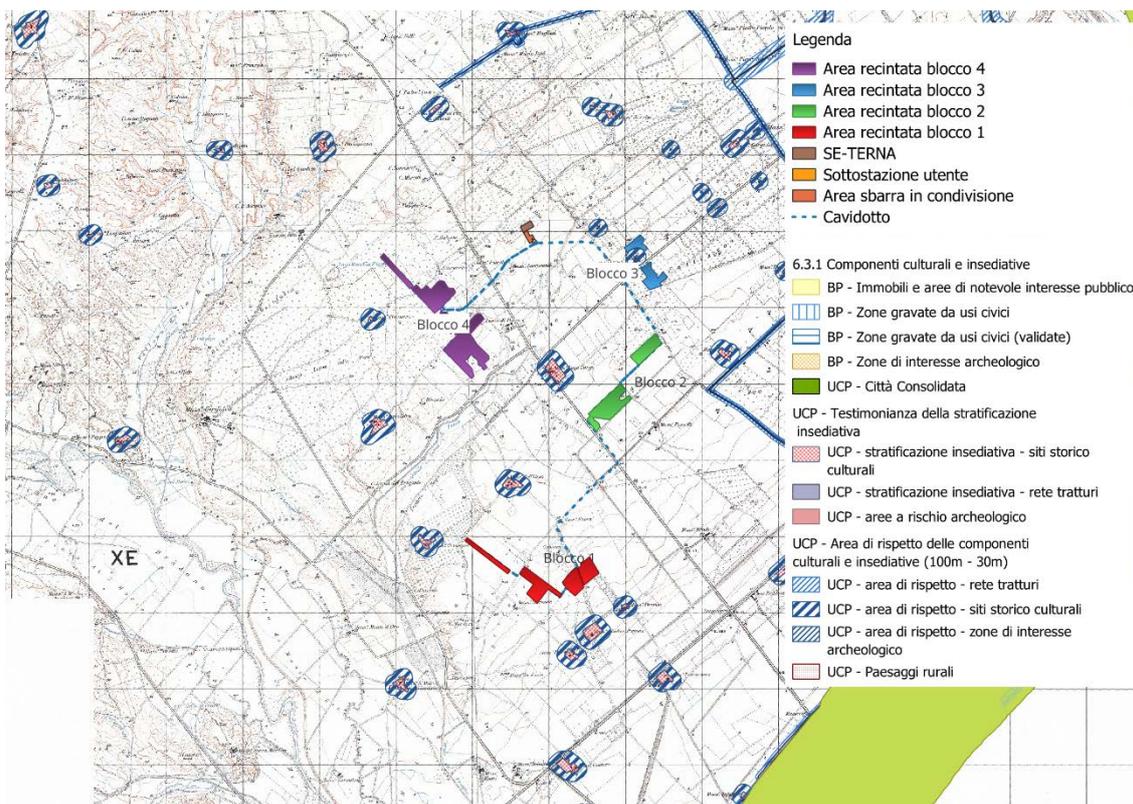


Inquadramento su PPTR – Componenti botanico-vegetazionali

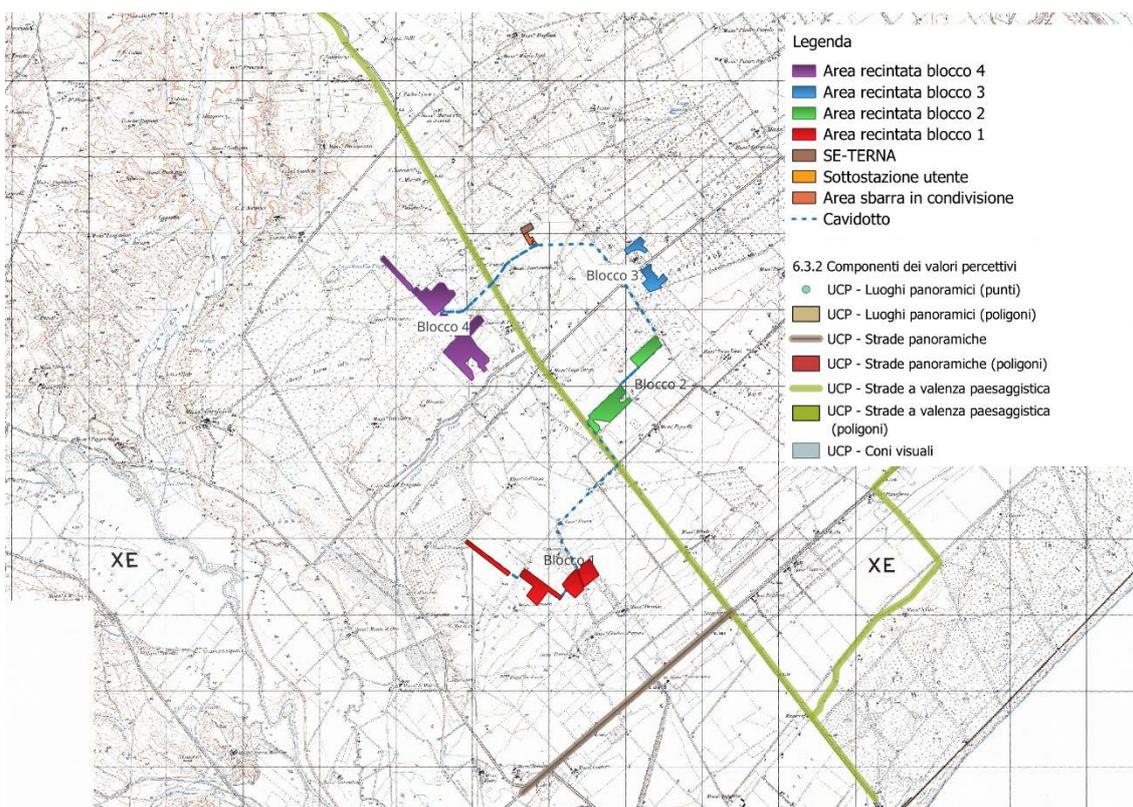


Inquadramento su PPTR – Componenti delle aree protette e dei siti naturalistici

Realizzazione di un impianto agrivoltaico della potenza nominale in DC di 60,501 MWp e potenza AC di 51,00 MW denominato "Lama di Pozzo" e delle relative opere di connessione alla Rete di Trasmissione dell'energia elettrica Nazionale (RTN) in zona agricola del Comune di Castellaneta (TA) e Comune di Ginosa (TA).

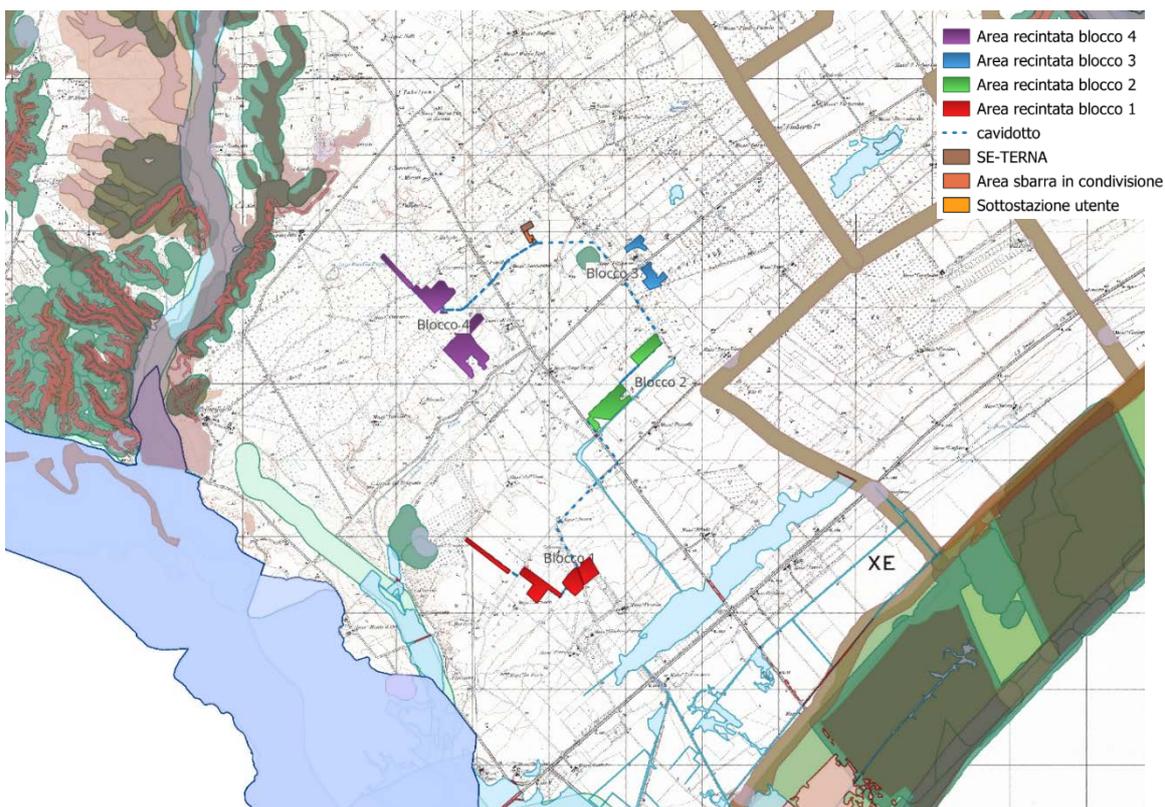


Inquadramento su PPTR – Componenti delle aree protette e dei siti naturalistici

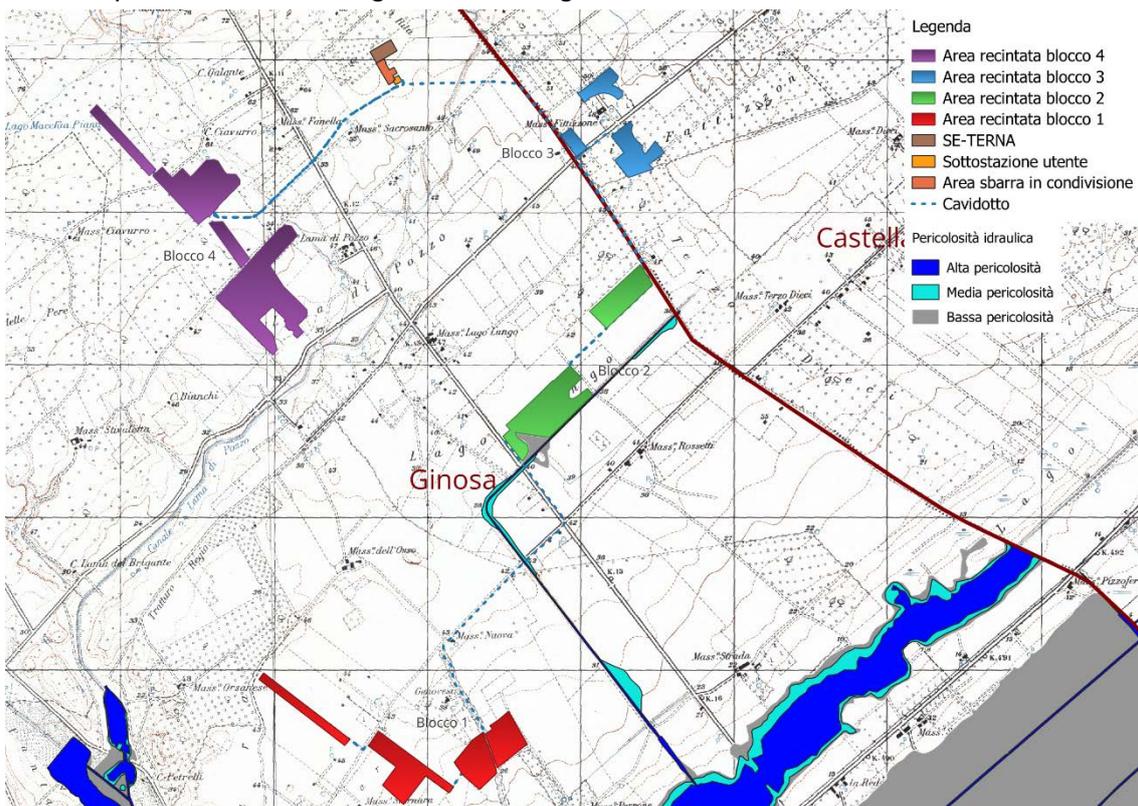


Inquadramento su PPTR – Componenti delle aree protette e dei siti naturalistici

Realizzazione di un impianto agrivoltaico della potenza nominale in DC di 60,501 MWp e potenza AC di 51,00 MW denominato "Lama di Pozzo" e delle relative opere di connessione alla Rete di Trasmissione dell'energia elettrica Nazionale (RTN) in zona agricola del Comune di Castellaneta (TA) e Comune di Ginosa (TA).



Inquadramento su Regolamento Regionale 24/2010 – Aree non idonee FER



Inquadramento su P.A.I – Piano di assetto Idrogeologico

Realizzazione di un impianto agrivoltaico della potenza nominale in DC di 60,501 MWp e potenza AC di 51,00 MW denominato "Lama di Pozzo" e delle relative opere di connessione alla Rete di Trasmissione dell'energia elettrica Nazionale (RTN) in zona agricola del Comune di Castellaneta (TA) e Comune di Ginosa (TA).

Dall'analisi si evince come non ci siano particolari condizioni ostative alla realizzazione dell'impianto agrovoltaiico in progetto. Nello specifico, dall'esame della vincolistica presente non si evidenziano zone vincolate o segnalate all'interno dell'area d'impianto infatti nella fase di stesura del layout le aree interferenti sono state debitamente stralciate, inoltre, in fase progettuale sono state recepite le prescrizioni imposte dal P.P.T.R. di Regione Puglia.

Dall'esame idrografico e geomorfologico, desunto dalla cartografia dell'Autorità di Bacino Distrettuale dell'Appennino Meridionale, non emergono motivi ostativi alla realizzazione del progetto, ed ove presenti alcune interferenze saranno superate con la tecnica di scavo TOC.

Per ogni ulteriore approfondimento e discretizzazione si rimanda alle relazioni specialistiche redatte oltre che allo Studio di Impatto ambientale allegato al progetto.

3.4. Aspetti geologici, topografici, idrologici e geotecnici

L'area oggetto del presente studio si colloca lungo il margine sud – orientale della struttura tettonica nota nella letteratura geologica come «Fossa bradanica», un'ampia depressione allungata da NO a SE originatasi nel Plio-Quaternario fra la catena appenninica e la piattaforma carbonatica dell'avampese murgiano.

L'ingressione marina portò alla sedimentazione di depositi prevalentemente sabbioso – argillosi, sul substrato calcareo, ribassato a gradinata verso SO, secondo un sistema di faglie dirette ad andamento appenninico.

Nel Pleistocene inferiore un sollevamento regionale in blocco e il conseguente ritiro del mare verso l'attuale linea di costa determinò l'emersione dell'area bradanica e la formazione di una serie di terrazzi marini ed alluvionali, connessi con brevi fasi di arresto del ciclo regressivo e di trasgressioni di piccola entità. Nei sedimenti marini Plio – pleistocenici, di riempimento della Fossa bradanica, sono incise le valli dei principali fiumi fra i quali il fiume Bradano. In generale lo schema stratigrafico dei depositi Plio – Pleistocenici della Fossa bradanica risulta così costituito: in trasgressione sul substrato mesozoico, formato da calcari e calcari dolomitici (*Calcarea di Altamura*) si trovano i depositi calcarenitici (*Calcareniti di Gravina*), in parte eteropici e in parte sottostanti ad argille marnose grigio – azzurre con livelli sabbiosi (*Argille subappennine*); seguono i termini di chiusura del ciclo sedimentario bradanico, rappresentati da sabbie calcareo – quarzose giallastre (*Sabbie di Monte Marano*) (lato Appennino) eteropiche con calcareniti grossolane giallastre (*Calcareniti di Monte Castiglione*) (lato Murgia) sottostanti a depositi ciottoloso – conglomeratici e sabbiosi di colore ocraceo – rossastro. Nell'entroterra del Golfo di Taranto ai sedimenti fin qui descritti è sovrapposta una serie di depositi marini post – Calabrieri, prevalentemente sabbioso – conglomeratici, disposti in una serie di terrazzi paralleli

all'attuale linea di costa e digradanti verso il mare, riferibili ad una successione di brevi cicli sedimentari, riconosciuti nella bibliografia geologica secondo diversi autori in sette ordini differenti.

Nei fondovalle affiorano i depositi alluvionali Olocenici che possono essere distinti in antichi, recenti ed attuali, mentre lungo la costa del Mar Ionio si osservano dei depositi prevalentemente psammitici.

Il territorio si presenta pianeggiante, a volte con blande ondulazioni, e si osservano sedimenti carbonatici di età cretacea ricoperti, a luoghi, da lembi variamente estesi di depositi calcarenitici, limosi, sabbiosi e ciottolosi di età plio-pleistocenica. Le formazioni rilevate, tutte sedimentarie, dalle più antiche alle più recenti, sono:

- *Calccare di Altamura*;
- *Calcarenite di Gravina*;
- *Argille subappennine*;
- *Depositi marini terrazzati*.

I litotipi appartenenti alla Formazione del *Calccare di Altamura* sono costituiti da strati o banchi, con spessori variabili da 10 a 15 centimetri fino a 2 metri, di calcari compatti con intercalazioni di dolomie e con frattura concoide. Il colore delle rocce in parola è variabile dal bianco al grigio nocciola, rossastro in presenza dei residui ferrosi derivanti dalla degradazione carsica. Al tetto, al passaggio con i litotipi più recenti, questi sedimenti formano, di frequente, uno spesso banco, costituito da "terra rossa" consolidata. Gli strati lapidei della formazione in parola appaiono piegati e fagliati; nella parte alta sono troncati da superfici, probabilmente dovute all'abrasione marina.

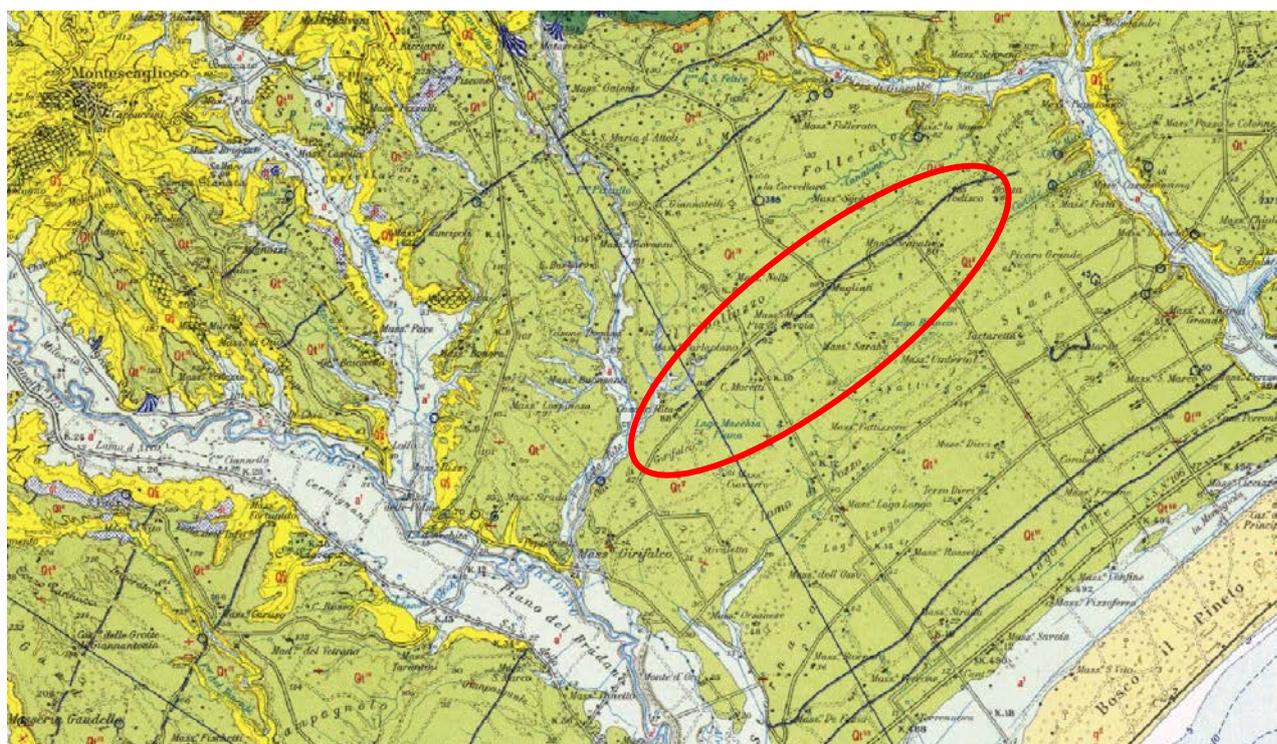
La Formazione della *Calcarenite di Gravina* è costituita da calcareniti organogene, di colore bianco giallastro o grigio, con resti di micro e macrofossili. I litotipi si presentano nell'area in parola generalmente massicci, con un buon grado di diagenesi. La base di questa formazione, spesso in evidente discordanza angolare, è in trasgressione sui calcari cretacei; al tetto affiorano, sovrapposti i tipi litologici appartenenti all'unità delle *Argille subappennine*. Si mette in evidenza che tali rapporti possono variare, in corrispondenza di depressioni morfotettoniche, essendo possibile rilevare alla base depositi a prevalente componente pelitica poggianti sui calcari.

Continuano la serie sedimentaria della Fossa bradanica i terreni ricadenti nella Formazione delle *Argille subappennine*, che sono formati da limi più o meno marnosi di colore grigio azzurro, bianco giallastro in superficie per l'alterazione.

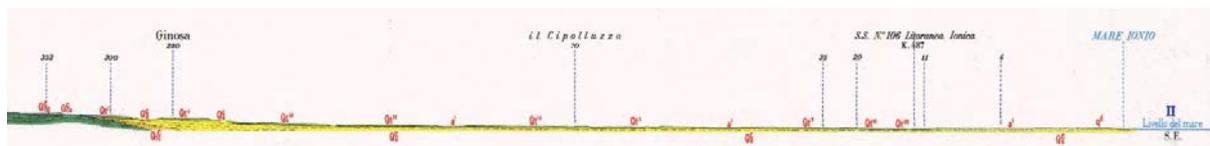
Esistono anche dei *Depositi marini terrazzati* formati da sabbie siltose con lenti ghiaiose, a luoghi a stratificazione incrociata. Nei luoghi di affioramento sono rappresentati da sabbie giallastre stratificate piuttosto incoerenti, a granulometria medio-fine, con interposti lenti ed orizzonti di ghiaie poligeniche e livelli arenacei oppure banchi di ciottoli. Il complesso si presenta alquanto alterato e degradato, specie nella porzione sommitale.

Negli alvei dei corsi d'acqua si osservano dei depositi alluvionali, recenti dal punto di vista geologico, costituiti da sabbie con ghiaie e limi argillosi, in rapporti variabili a seconda dei luoghi e delle condizioni di sedimentazione.

Il paesaggio del territorio in esame mostra le tipiche forme delle coste di sollevamento, con ampie superfici pianeggianti situate a varie altezze sul livello del mare; quanto detto è il risultato delle forze orogenetiche che hanno permesso il sollevamento, in epoche recenti dal punto di vista geologico, di questa parte della regione. Si rilevano inoltre dei canali più o meno profondi, noti rispettivamente con i nomi di "lame" e "gravine", "fiumi" in corrispondenza dello sbocco a mare; queste forme erosive sono state prodotte dall'azione delle acque correnti, che hanno inciso da pochi ad alcune decine di metri i sedimenti affioranti.



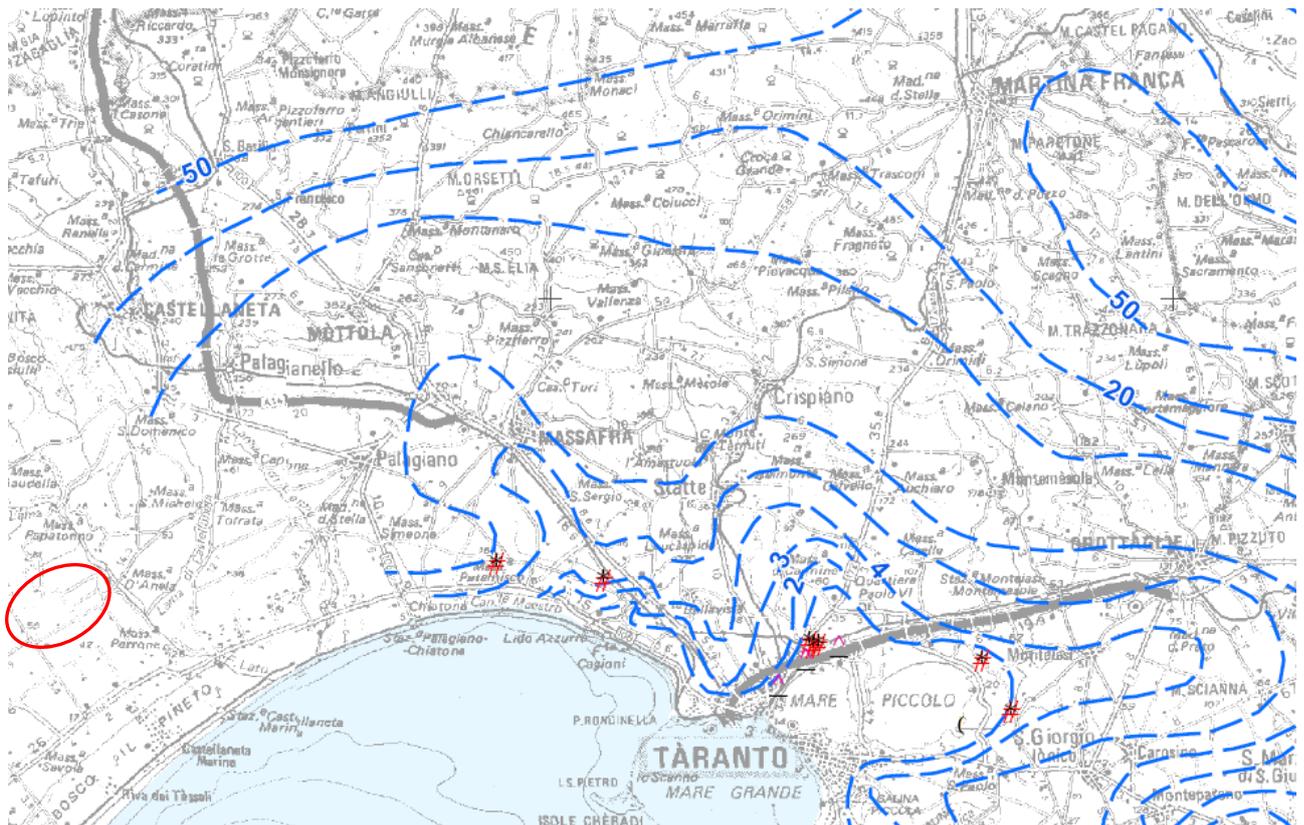
Stralcio della Carta geologica d'Italia Foglio 201



Stralcio della Sezione II della Carta geologica d'Italia Foglio 201

L'intervento sarà realizzato in un'area agricola lievemente degradante verso sud ovest, caratterizzata da un'idrografia superficiale poco sviluppata, legata alla natura dei terreni affioranti, che risultano permeabili per porosità, ed al clima caldo-arido e scarsamente piovoso, tipico della zona ionico-mediterranea. Si fa presente che nel territorio in esame si osservano delle depressioni ed incisioni che costituiscono le principali linee di deflusso del corpo idrico superficiale. Nel territorio comunale di Castellaneta e Ginosa le acque di dilavamento, provenienti da settentrione, sono drenate dalle incisioni naturali presenti (gravine, lame e fiumi, in prossimità della foce), nella porzione meridionale del tenimento, invece, si rinvengono anche canali appartenenti alle opere di bonifica, realizzate alcune decine di anni fa. Nei lotti in oggetto non si rileva alcuna morfologia legata agli effetti dell'azione erosiva delle acque superficiali, che vengono drenate dai terreni permeabili per porosità o dalle linee di deflusso, naturali e/o artificiali, delle acque superficiali. Infatti per la posizione altimetrica l'area oggetto dell'intervento si rinviene a quote più elevate, rispetto alle direttrici di deflusso del corpo idrico e non risulta interessata da evidenti fenomeni di alluvionamento.

La particolare successione dei terreni prima descritti, con il complesso prevalentemente sabbioso, permeabile per porosità, in superficie, poggiante sui litotipi a composizione pelitica, permette l'instaurarsi di un acquifero "superficiale", che si dovrebbe rinvenire alla profondità di circa dieci metri dal piano di campagna. Inoltre si può rinvenire, inferiormente al banco argilloso, un potente corpo idrico profondo, circolante nel basamento calcareo e calcarenitico, sostenuto dall'acqua marina, di ingressione continentale. Il contatto con le acque dolci, dotate di minore densità, è costituito da una lente di acque salmastre, definenti una zona di transizione; la superficie piezometrica è inclinata verso la costa con una cadente dell'ordine del 2 per mille. L'area in oggetto si viene a trovare, secondo quanto riportato nel Piano di Tutela delle Acque, nella tavola 6.2 "distribuzione media dei carichi piezometrici degli acquiferi carsici della Murgia e del Salento" relativa all'andamento della superficie piezometrica della falda, in settore non cartografato (zona bianca) (vedasi stralcio allegato grafico), associabile al valore di 10 metri sul livello del mare.



Stralcio tavola 6.2 Piano di tutela delle acque

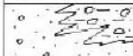
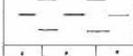
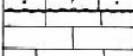
In merito alle condizioni idrogeologiche dei terreni è stato possibile verificare, anche tramite prove dirette di assorbimento, che:

la Formazione del *Calcarea di Altamura*, per le discontinuità che la caratterizzano, mostra un valore della permeabilità compreso tra 10 e 10^{-4} cm/s;

le argille (*Argille subappennine*) sono praticamente impermeabili ($k < 10^{-6}$ cm/s);

i tipi litologici appartenenti alle formazioni prevalentemente psammitiche (*Calcarenite di Gravina* e *Depositi marini terrazzati*), per la porosità di cui sono dotati, presentano valori della permeabilità compresi tra 10^{-3} e 10^{-4} cm/s.

Si riporta, di seguito, una tabella riassuntiva delle caratteristiche geologiche ed idrogeologiche, tipo e grado di permeabilità, e sul ruolo strutturale dei tipi litologici affioranti.

Colonna Stratigrafica	Litotipi prevalenti	Età	Permeabilità		Ruolo idrostrutturale
			Tipo	Grado	
	Sabbie con ciottoli e limi	Olocene	per porosità di interstizi	Poco permeabile	Acquicludo
	Conglomerato poligenico a matrice sabbiosa	Pleistocene Medio-Inferiore		Mediamente permeabile	
	Limi organici con noduli calcigni			Da poco permeabile a impermeabile	
	Sabbie fini rossastre con ciottoli	Pleistocene inferiore		Da poco a mediamente permeabile	Acquifero superiore
	Calcareniti con interstrati sabbiosi			Da poco a mediamente permeabile	Acquicludo
	Sabbie fini giallastre			Impermeabile	
	Limi argillosi e argille limose grigio-azzurre	Pleistocene Inferiore Pliocene Superiore		per porosità interstiziale e per fessurazione	Poco permeabile a mediamente permeabile
	Calcareniti bioclastiche bianco giallastre		Cretaceo Superiore	per fessurazione e carsismo	Da poco permeabile a molto permeabile
	Calcarei micritici a luoghi dolomitici				

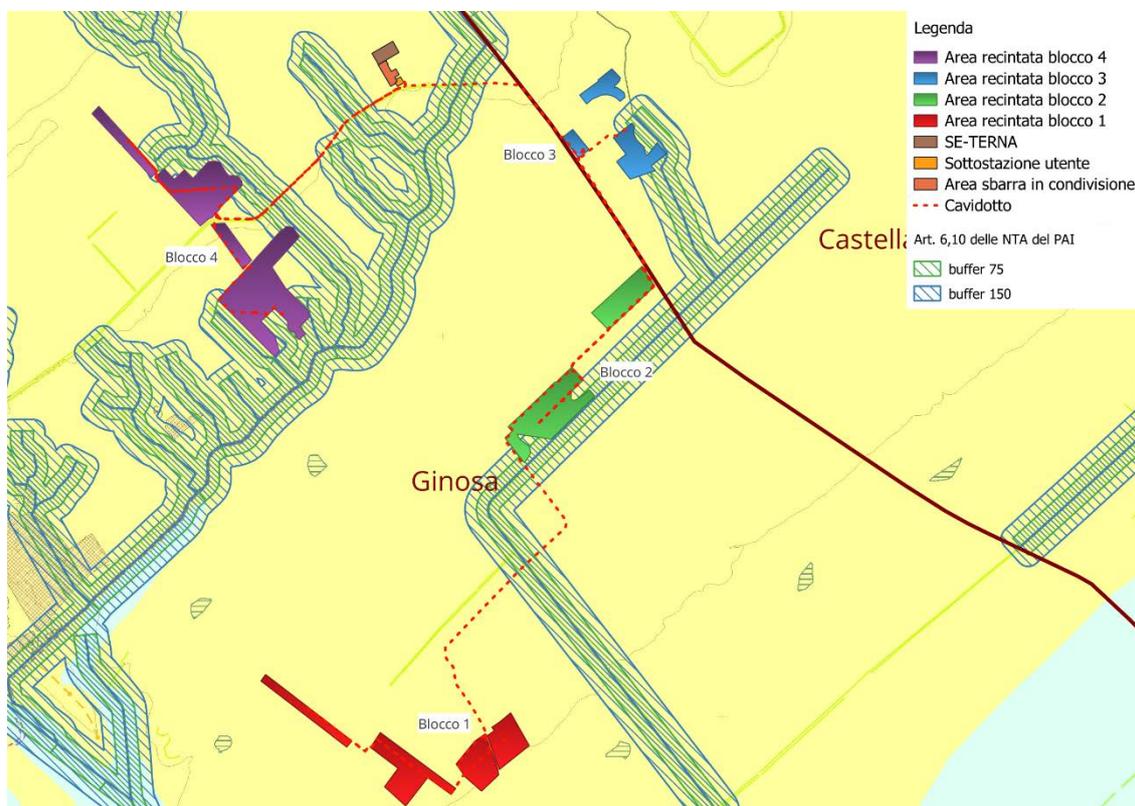
Serie idrogeologica delle unità

Le proprietà geotecniche dei materiali rinvenuti e che saranno interessati dai lavori in progetto, dato che la natura delle rocce rilevate, anche se variabile localmente sia in senso verticale che orizzontale, possono essere considerate nel complesso uniformi e che, nell'area interessata dalle opere fondali, le proprietà tecniche debbano mantenersi pressoché costanti, cautelativamente possono essere quantificate "a stima" tramite i seguenti parametri delle caratteristiche fisiche e dei parametri di resistenza al taglio, desunti anche dalle indicazioni precedenti e dalla letteratura in materia, da utilizzare nelle calcolazioni delle opere fondali:

Peso	N/m³	18000
Kx	N/cm³	60
Ky	N/cm³	60
Kx	N/cm³	200
<input checked="" type="checkbox"/>		25-30°
<input checked="" type="checkbox"/> slu	N/mm²	0,2
Coesione non drenata	N/mm²	0-0,01
Coesione efficace	N/mm²	0-0,01
Modulo edometrico	N/mm²	25
Coefficiente di Poisson (input checked)		0,3

Coefficiente di reazione verticale

Le opere si sviluppano su un territorio attraversato da una serie di corsi d'acqua episodici. L'elettrodotto interrato attraversa due di questi corsi d'acqua, mentre il campo agrolvoltaico ricopre un territorio attraversato da alcuni di questi corsi d'acqua episodici.



Corsi d'acqua episodici presenti all'interno del sito in oggetto su stralcio Idrogeomorfologica

Con delibera n. 39 del 30.11.2005 il Comitato istituzionale dell'Autorità di Bacino della Puglia, ai sensi e per gli effetti degli artt. 17, 19 e 20 della L. 183/89, ha approvato, in via definitiva, il Piano di Bacino della Puglia, stralcio "assetto idrogeologico" per i bacini regionali e per il bacino interregionale del fiume Ofanto. Il piano ha individuato in relazione alle condizioni idrauliche, alla tutela dell'ambiente e alla prevenzione di presumibili effetti dannosi prodotti da interventi antropici, così come risultanti dallo stato delle conoscenze, aree con diversi gradi di pericolosità idraulica.

Gli interventi in oggetto realizzazione dell'elettrodotto interrato in MT, non ricadono in aree pericolosità idraulica e in aree a rischio idraulico.

Non ricadendo l'opera in zone ad alta, media o bassa pericolosità idraulica (articoli 7, 8 e 9 del Piano Di Bacino Stralcio Assetto Idrogeologico) bisogna comunque verificare se l'intervento è soggetto agli articoli 6 e 10 dello stesso Piano relativi agli "alvei fluviali in modellamento attivo ed aree golenali" e all'interno di "fasce di pertinenza idraulica", in quanto l'elettrodotto interrato che collegherà il campo agrolvoltaico alla stazione Terna

attraverserà (o passerà nelle vicinanze di) corsi d'acqua a carattere episodico e il campo agrovoltaiico stesso si sovrapporrà a fasce di pertinenza fluviale e ad aree caratterizzate da modellamento attivo, come individuate dall'Autorità di Bacino.

L'Articolo 6 del Piano fa riferimento agli alvei fluviali in modellamento attivo ed aree golenali su cui vige il divieto assoluto di edificabilità. In dette aree può essere consentito lo svolgimento di attività che non comportino alterazioni morfologiche o funzionali e un apprezzabile pericolo per l'ambiente e le persone, e non possono essere consentiti in ogni caso interventi elencati nel comma 3. La realizzazione dell'elettrodotto interrato non rientra in nessuno dei casi indicati nel comma 3. Il comma 4 indica che nelle aree fluviali in modellamento attivo e aree golenali può essere consentita la realizzazione di nuove infrastrutture pubbliche e di interesse pubblico, comprensive dei relativi manufatti di servizio, parimenti essenziali e non diversamente localizzabili, purché risultino coerenti con gli obiettivi del presente Piano e con la pianificazione degli interventi di mitigazione. Il progetto preliminare di nuovi interventi infrastrutturali, che deve contenere tutti gli elementi atti a dimostrare il possesso delle caratteristiche sopra indicate anche nelle diverse soluzioni presentate, è sottoposto al parere vincolante dell'Autorità di Bacino. Il comma 7 afferma che per tutti gli interventi consentiti nelle aree di cui al comma 1 (il PAI individua il reticolo idrografico in tutto il territorio di competenza dell'Autorità di Bacino della Puglia, nonché l'insieme degli alvei fluviali in modellamento attivo e le aree golenali, ove vige il divieto assoluto di edificabilità), l'Autorità di Bacino richiede la redazione di uno studio di compatibilità idrologica e idraulica che ne analizzi compiutamente gli effetti sul regime idraulico a monte e a valle dell'area interessata. Detto studio è sempre richiesto per gli interventi di cui al comma 4. Inoltre, il comma 8 riporta: Quando il reticolo idrografico e l'alveo in modellamento attivo e le aree golenali non sono arealmente individuate nella cartografia in allegato e le condizioni morfologiche non ne consentano la loro individuazione, le norme si applicano alla porzione di terreno a distanza planimetrica, sia in destra che in sinistra, dall'asse del corso d'acqua, non inferiore a 75 m.

L'articolo 10 disciplina le fasce di pertinenza fluviale. Secondo il comma 2 dell'articolo 10:

All'interno delle fasce di pertinenza fluviale sono consentiti tutti gli interventi previsti dagli strumenti di governo del territorio, a condizione che venga preventivamente verificata la sussistenza delle condizioni di sicurezza idraulica, come definita all'art. 36, sulla base di uno studio di compatibilità idrologica ed idraulica subordinato al parere favorevole dell'Autorità di Bacino.

Sicurezza idraulica: condizione associata alla pericolosità idraulica per fenomeni di insufficienza del reticolo di drenaggio e generalmente legata alla non inondabilità per

eventi di assegnata frequenza. Agli effetti del PAI si intendono in sicurezza idraulica le aree non inondate per eventi con tempo di ritorno fino a 200 anni.

Ne deriva che le simulazioni che verranno discusse, per lo studio in esame, verrà considerato un tempo di ritorno di 200 anni.

Infine, il comma 3 dell'articolo 10 afferma che quando la fascia di pertinenza fluviale non è arealmente individuata nelle cartografie in allegato, le norme si applicano alla porzione di terreno, sia in destra che in sinistra, contermini all'area golenale, come individuata all'art. 6 comma 8, di ampiezza comunque non inferiore a 75 m. In altre parole, stabilita la fascia di modellamento attivo di 75 m a partire dall'asse del corso d'acqua, secondo comma 8 dell'articolo 6, la fascia di pertinenza fluviale si estende di ulteriori 75 m verso l'esterno, portando così a 150 m la fascia di buffer associata alla pertinenza idraulica del corso d'acqua. Al fine di analizzare compiutamente le fasce di pertinenza fluviali è stato redatto un opportuno studio idrologico-idraulico.

3.5. Le interferenze

Le interferenze per la realizzazione dell'impianto agrovoltaiico e delle relative opere sono state riscontrate per la presenza di una condotta consortile e di alcuni reticoli idrografici, ma principalmente lungo il percorso del cavidotto; tale infrastruttura elettrica, che verrà posata completamente in maniera interrata al di sotto della sede stradale, interferisce con infrastrutture e/o sottoservizi come meglio rappresentato nell'elaborato "Particolari cavidotto e risoluzione interferenze" al quale si rimanda per tutti i particolari grafici.

In tale elaborato, le interferenze sono state identificate, numerate e graficizzate mediante schemi esplicativi delle modalità di risoluzione delle interferenze.

In particolare, le interferenze che sono state riscontrate (Tav_04 - Tav_04b) sono quelle di seguito evidenziate:

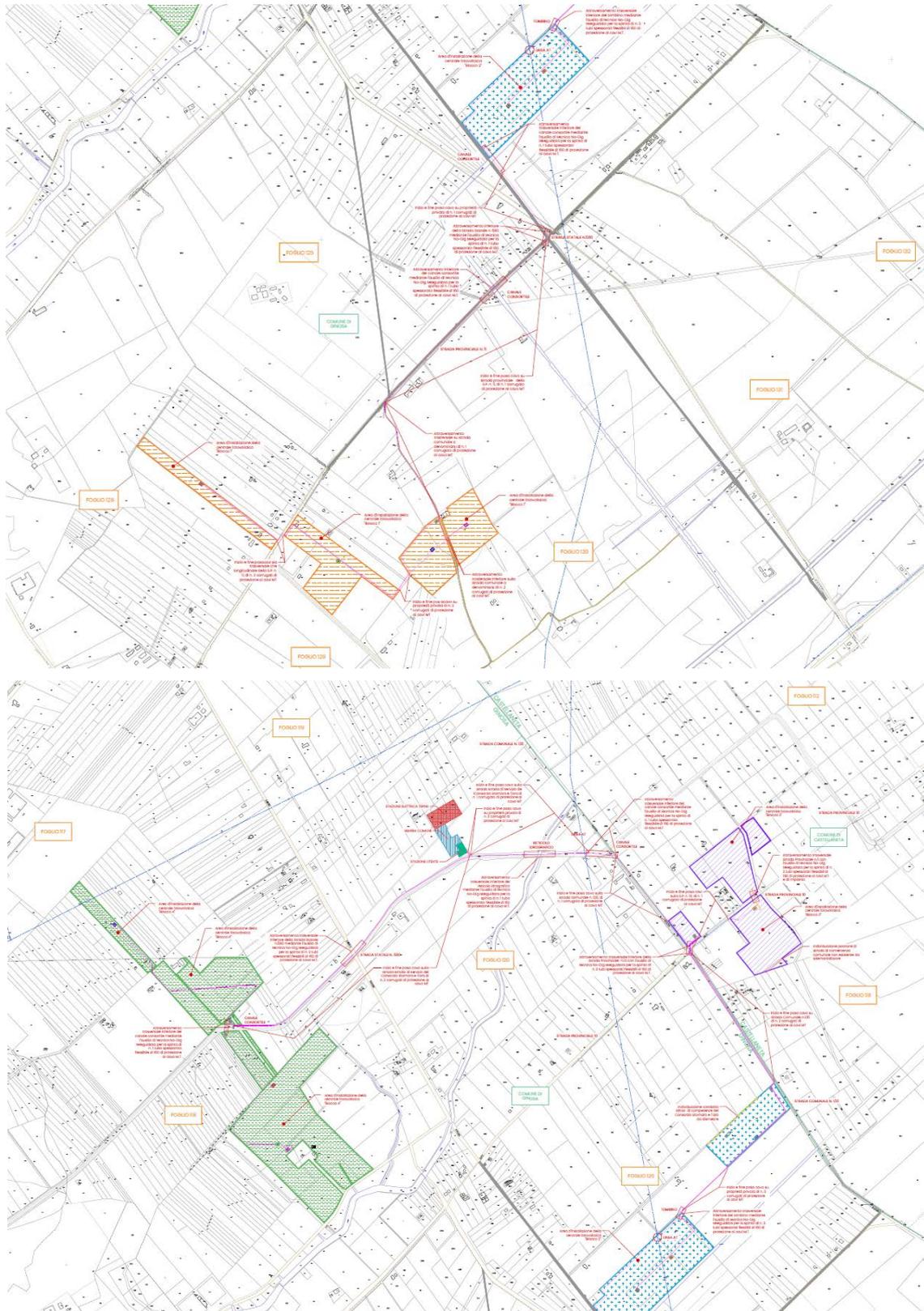


Figura 2-Individuazione interferenze su Catastale

Realizzazione di un impianto agrivoltaico della potenza nominale in DC di 60,501 MWp e potenza AC di 51,00 MW denominato "Lama di Pozzo" e delle relative opere di connessione alla Rete di Trasmissione dell'energia elettrica Nazionale (RTN) in zona agricola del Comune di Castellaneta (TA) e Comune di Ginosa (TA).

In fase post autorizzativa, per definire l'esecutivo del cavidotto e per produrre la documentazione necessaria per le richieste di concessione attraversamenti, verranno condotte indagini georadar così da avere la reale situazione dei sottoservizi presenti lungo tutto il percorso dello stesso.

3.6. Gli espropri

Per l'individuazione delle ditte proprietarie dei terreni interessati sia dall'esproprio che dall'imposizione di servitù da elettrodotto necessari per la realizzazione, nel Comune di Castellaneta e Ginosa, dell'impianto agrovoltaico per la produzione di energia elettrica denominato "LAMA DI POZZO", sono stati redatti degli appositi elaborati:

- P04 – Piano particellare di esproprio

Il piano particellare si compone della parte descrittiva in cui vengono analiticamente elencate le eventuali ditte catastali da espropriare o da sottoporre a servitù con le corrispondenti superfici da occupare e dalla indennità offerta, oltre che da elaborati grafici che consente di individuare l'area interessata dall'opera riportata sulla mappa catastale aggiornata.

Si precisa che le particelle su cui ricadrà l'impianto fotovoltaico in oggetto sono nella disponibilità della società proponente, con contratti preliminari notarizzati di diritto di superficie legalizzati (per l'area impianto).

Il tracciato del cavidotto elettrico interrato, necessario per connettere il suddetto impianto alla suddetta stazione elettrica di Terna segue la viabilità pubblica per la quale si prevede la stipula di apposita convenzione. Mentre, per i tratti di cavidotto ricadenti in aree in proprietà privata si prevede il ricorso alla procedura di apposizione di servitù di elettrodotto coattivo.

In misura residuale, per attraversamenti di sedi stradali o di porzioni di terreno di pubblica proprietà e/o Enti pubblici, si prevede la stipula di apposita convenzione.

3.7. Il paesaggio, l'ambiente ed i beni tutelati

In generale, l'impatto di un'opera sul contesto paesaggistico di un determinato territorio è legato a due ordini di fattori:

- **Fattori oggettivi:** caratteristiche tipologiche, dimensionali e cromatiche, numerosità delle opere, dislocazione sul territorio;
- **Fattori soggettivi:** percezione del valore paesaggistico di determinate visuali, prefigurazione e percezione dell'intrusione dell'opera.

La valutazione degli impatti cumulativi, in un dato contesto territoriale, nasce dall'esigenza di analizzare non il singolo impianto, ma come esso si relaziona ad altri impianti ivi presenti ed al suo territorio. La normativa nazionale ha inteso regolamentare la gestione di eventuali elevate concentrazioni di impianti in un dato contesto territoriale. In tale contesto, infatti, occorre valutare la ricettività del territorio, vale a dire mediante opportuni parametri, l'analisi di alcune soglie di allerta che potrebbero condurre alla saturazione dell'area analizzata. L'analisi del contesto territoriale e della sua ricettività valuta tutte le matrici ambientali: aria, acqua e suolo. Si verifica innanzitutto se esse sono compromesse o soggette a particolare vincolo, individuando dapprima le aree non idonee FER e successivamente gli altri impianti presenti nell'intorno, come sancito dalla legge regionale del 7 agosto 2009, n. 22 e s.m.i.

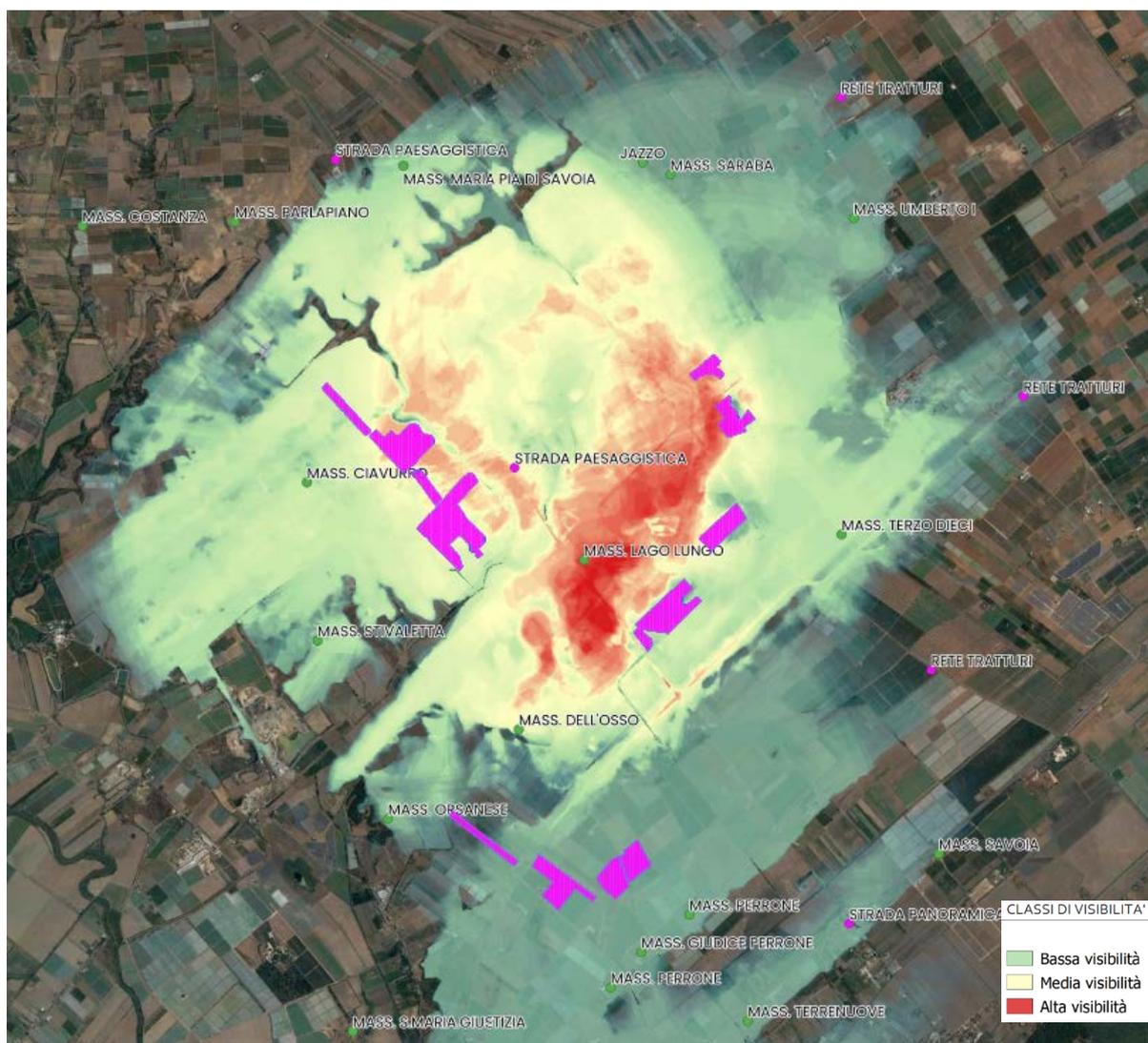
La Regione Puglia, nell'ottica del perseguimento dello sviluppo sostenibile fissato negli accordi di Kyoto e di Johannesburg, si propone lo sfruttamento delle energie rinnovabili nel rispetto di regole regionali predeterminate compatibili con i vigenti principi informativi della disciplina statale e comunitaria in materia di produzione di energia, con la finalità di consentire la realizzazione di impianti meno impattanti e più produttivi.

La valutazione dell'impatto sul paesaggio è quindi complessa perché, a differenza di altre analisi, include una combinazione di giudizi sia soggettivi che oggettivi. Pertanto, è importante utilizzare un approccio strutturato, differenziando giudizi che implicano un grado di soggettività da quelli che sono normalmente più oggettivi e quantificabili.

Per il progetto del campo fotovoltaico denominato LAMA DI POZZO si è optato per un approccio oggettivo alla valutazione, determinando analiticamente e geometricamente l'intrusione visiva del progetto nel panorama locale con la realizzazione di **analisi di intervisibilità** da punti sensibili, da una verifica preliminare e una successiva di rilievo fotografico in loco e dai punti sensibili.

Questo tipo di approccio garantisce, al di là di ogni eventuale considerazione soggettiva, una quantificazione reale della percezione delle opere in progetto, in termini di superficie di orizzonte visuale occupata dalla sagoma dei pannelli, per un dato punto di osservazione.

L'area di impatto potenziale, valutata a livello di area vasta, si può assumere preliminarmente definita entro un'area avente raggio di 3 km dall'impianto proposto.



I punti di osservazione sono stati individuati lungo i principali itinerari visuali quali strade di interesse paesaggistico, strade panoramiche, viabilità principale, lame, corridoi ecologici e nei punti che rivestono un'importanza particolare dal punto di vista paesaggistico (beni tutelati ai sensi del D.Lgs 42/2004, i fulcri visivi naturali e antropici).

Dalle analisi dello studio emerge che l'area interessata dallo sviluppo dell'impianto fotovoltaico non impatti negativamente sulla componente visiva anche grazie alla

presenza della geomorfologia del territorio. Dai punti sensibili di osservazione, la presenza del nuovo impianto e della stazione non andranno a produrre un impatto cumulativo visivo sul paesaggio. Inoltre, grazie alla mitigazione visiva prevista in fase di esercizio, l'impianto risulterà completamente schermato. La scelta di progettare un impianto agrivoltaico inoltre consentirà di inserire l'impianto all'interno del paesaggio producendo un impatto ridotto sullo stesso e apportando dei benefici in campo ambientale ed economico in quanto sullo stesso terreno verrà prodotta energia pulita ma anche materie prime agricole. Per ogni approfondimento si rimanda all'elaborato specifico e relativa relazione specialistica denominati **CART-05B1**.

3.8. Approfondimenti sui campi elettromagnetici

Relativamente all'impatto da campi elettromagnetici sono state condotte indagini e misure finalizzate all'analisi dell'impatto ambientale e dei livelli di esposizione ai campi elettromagnetici generati dal realizzando impianto fotovoltaico e delle relative opere ed infrastrutture connesse e necessarie per la realizzazione dell'impianto stesso, ossia le cabine di utenza e le cabine di raccolta con relativi raccordi a mezzo di cavidotti alla RTN c/o la Stazione elettrica di Castellaneta.

Al fine di contestualizzare il nuovo insediamento impiantistico con relativi attraversamenti su suolo pubblico dei cavidotti, sono state effettuate misure di fondo per valutare l'eventuale presenza di sorgenti non note a priori che si aggiungerebbero come effetto a quelle previste da questa relazione per il progetto di impianto. Le stesse hanno interessato diversi punti posti in prossimità dei luoghi ove saranno realizzate le cabine e in punti di attraversamento dei cavidotti.

Le misure sono state eseguite con strumentazione certificata seguendo le modalità riportate nella Norma CEI 211-6 "Guida per la misura e per la valutazione dei campi elettrici e magnetici nell'intervallo di frequenza 0 Hz - 10 kHz, con riferimento all'esposizione umana" e sue successive modifiche.

L'impatto prodotto dai campi elettrici e magnetici generati dalle cabine di trasformazione è limitato ad una ridotta superficie nell'intorno delle cabine stesse, che comunque rientra nella proprietà ove insistono gli impianti e non è accessibile al pubblico, mentre il campo magnetico prodotto dai cavi di consegna in MT si è abbattuto adottando come soluzione progettuale l'interramento dei principali cavidotti ed interrando i cavi di Media e Bassa Tensione a più di un metro. In particolare, per quanto riguarda i cavidotti interrati per l'allaccio dell'impianto alla rete elettrica nazionale che insistono prevalentemente su strada pubblica, i principali elementi che caratterizzano l'induzione magnetica sono la

corrente di esercizio e la potenza trasportata che, così come dimostrato in relazione, non sono in grado di apportare effetti negativi all'ambiente circostante e alla salute pubblica.

Si può, quindi, concludere che, il costruendo impianto agrovoltaiico in oggetto e le opere annesse non producono effetti negativi sulle risorse ambientali e sulla salute pubblica nel rispetto degli standard di sicurezza e dei limiti prescritti dalle vigenti norme in materia di esposizione a campi elettromagnetici.

Per ulteriori dettagli ed approfondimenti si faccia riferimento all'elaborato **SIA 04**

3.9. Approfondimenti sull'acustica

L'opera in oggetto, relativa alla realizzazione dell'impianto agrovoltaiico come sopra descritto, verrà caratterizzata dal punto di vista di sorgente di rumore, a quello prodotto dalle apparecchiature all'interno delle varie cabine di conversione e trasformazione dell'energia elettrica presenti nell'area d'intervento.

Le sorgenti di rumore presenti all'interno di ciascuna cabina è essenzialmente il trasformatore.

Per quanto riguarda il livello di pressione sonora prodotto dal trasformatore, si farà riferimento a valori riportati sulle comuni schede tecniche, così come quello prodotto dall'inverter, per i calcoli si farà riferimento ai valori ricavati da misurazioni o attraverso schede tecniche.

L'esecuzione delle misurazioni su un territorio prevalentemente caratterizzato dalla presenza di fondi agricoli privi di riferimenti specifici per la loro individuazione ha portato alla necessità di individuare le postazioni di misura sulla planimetria del territorio a disposizione. L'individuazione dei punti di misura è stata dettata dall'analisi delle caratteristiche del sito, dall'individuazione di possibili ricettori sensibili nelle immediate vicinanze delle aree indagate e dalle caratteristiche tipologiche delle zone.

La valutazione dell'impatto acustico consiste in una indagine sui livelli sonori esistenti nell'area sottoposta ad analisi in fase ante-opera, tramite misure articolate sul territorio nei punti recettori preesistenti e futuri e, successivamente, in una indagine conoscitiva della potenza acustica generata per la banda ottava e relative terze di ottava e/o dei livelli di emissione in pressione sonora; in uno studio del tipo di campo acustico che si andrà ad ingenerare con riferimento ai meccanismi di propagazione e/o attenuazione dell'energia sonora. I punti di misura ritenuti significativi per l'identificazione dell'inquinamento acustico prodotto dal parco agrovoltaiico sono stati scelti sul perimetro dell'area in esame, al confine dell'area interessata dalla realizzazione del parco agrovoltaiico, in quanto, verificare il rispetto dei valori di soglia a ridosso del parco agrovoltaiico, significa automaticamente

monitorare l'inquinamento acustico prodotto dallo stesso in tutto lo spazio circostante. Si precisa che l'area oggetto della presente analisi è interessata dalle presenze di diverse turbine eoliche, come si evince dal rilievo fotografico riportato nelle sezioni successive e che pertanto esse stesse costituiscono sorgente rumorosa in presenza di correnti ventose tali da innescare il funzionamento delle stesse. Tale sorgente contribuisce essa stessa alle immissioni rumorose in ambiente esterno, immissioni tuttavia non imputabili all'insediamento del nuovo impianto di produzione di energia oggetto della presente analisi. Ad ogni modo il rilievo strumentale del clima acustico esistente non considera nel rumore ambientale caratteristico del sito il contributo offerto dalla presenza delle turbine. Ciò, in quanto le misure fonometriche sono state svolte in accordo al D.M. 16.3.1998 che al p.to 7 allegato B prescrive che "le misurazioni devono essere eseguite in assenza di precipitazioni atmosferiche, di nebbia e/o neve; la velocità del vento deve essere non superiore a 5 m/s. Il microfono deve essere comunque munito di cuffia antivento", pertanto in condizioni anemometriche che non permettono l'esercizio delle turbine.

Per quanto riguarda l'area del Progetto LAMA DI POZZO, sono stati scelti dei punti di misura dislocati uniformemente all'interno della superficie occupata dal lotto e, comunque, al confine delle particelle interessate dall'intervento.

Con riferimento al progetto in oggetto, le simulazioni effettuate sulla scorta di appositi modelli matematici, in orario diurno fanno prevedere che i livelli del rumore di fondo misurati saranno modificati in lieve misura dal contributo sonoro dell'impianto agrovoltico, comunque contenuta nei limiti di legge.

Per ulteriori dettagli ed approfondimenti si faccia riferimento all'elaborato **SIA 06**.

3.10. Approfondimenti sull'archeologia

L'indagine archeologica preventiva finalizzata alla comprensione degli elementi storico archeologici propri del territorio in esame, è stata condotta dalla Dott.ssa Paola D'Angela.

Il lavoro redatto ha riportato la sintesi delle attività condotte per lo studio di Valutazione di Impatto Archeologico conforme ai criteri richiesti dall'ICCD e della Soprintendenza competente e secondo la legislazione vigente in materia di Archeologia Preventiva.

Attraverso le indagini svolte si è voluto valutare il grado di potenziale archeologico dell'area d'intervento e di rischio del progetto.

Come discriminare areale per la raccolta dei dati è stato individuato il comparto territoriale di insieme estendendo il buffer di indagine ai limiti comunali. Questo ha permesso di delineare un quadro sintetico ma completo dello sviluppo culturale dell'area in esame e di stabilire la sensibilità archeologica della stessa.

L'articolazione dello studio, che rispecchia la sequenza delle attività operative svolte, può essere così schematizzata:

- ✓ ricerca bibliografica e d'archivio che consiste nel reperimento dei dati relativi ai rinvenimenti archeologici editi e inediti nella letteratura specializzata, negli archivi delle Soprintendenze, presso i gruppi archeologici e le associazioni culturali locali;
- ✓ ricerca degli strumenti generali che consiste nella consultazione della documentazione relativa al terreno con riferimento agli aspetti geologici, pedologici, idrografici e nell'analisi aerofotografica, finalizzata ad individuare anomalie di tipo antropico o naturale significative per la ricostruzione geomorfologica e antropica del territorio;
- ✓ realizzazione di una sintesi storico-topografica relativa al territorio in esame, corredata dall'elencazione dei siti (dove esistenti) in cui sono presenti evidenze archeologiche note e già documentate;
- ✓ individuazione del potenziale di impatto archeologico che consiste nel definire la vocazione al popolamento dell'area, con l'obiettivo di delimitare le fasce a rischio archeologico che possono, anche solo in via indiretta, interferire con il progetto.

Prima di effettuare le ricerche di superficie sono state esaminate alcune fotografie satellitari relative al comparto territoriale in esame. La fotointerpretazione, infatti, risulta utile per l'individuazione di elementi archeologici in situ (strutture murarie, fossati, ecc.), ben visibili dall'alto e spesso evidenziati da particolari effetti cromatici del terreno o da una discontinuità nella crescita della vegetazione.

La strategia di ricognizione sul campo è stata impostata tenendo presente le dimensioni complessive dell'area, la localizzazione delle strutture, la tipologia di intervento in progetto e il conseguente effettivo rischio di distruzione di eventuali elementi di interesse archeologico, le caratteristiche geomorfologiche, pedologiche e antropiche dell'area.

Sono state così delimitate le Unità di Ricognizione, la cui denominazione corrisponde alle opere stradali di nuova realizzazione, il cui perimetro e la cui estensione sono stati stabiliti basandosi sulla localizzazione degli interventi, sulla presenza di caratteristiche del paesaggio da utilizzare come elementi di delimitazione fisica e sulla necessità di indagare un'area sufficientemente vasta.

Ciascuna Unità è stata perlustrata a seconda delle effettive possibilità di percorribilità del terreno e alle condizioni di visibilità.

La procedura utilizzata durante la ricognizione di superficie, qualora dal terreno emerga dato archeologico, è di seguito esposta: il materiale individuato sul campo non viene

rimosso ma documentato fotograficamente in situ; si procede con la valutazione quantitativa relativa alla presenza di frammenti fittili sul terreno, definita in base al calcolo della densità di frammenti ceramici per metro quadrato, classificando la concentrazione del materiale in superficie in sporadica (>5 frr./10mq), densità bassa (1-5fr./mq), densità media (5-10 frr./mq), densità alta ($<$ di 10 frr./mq).

4. IL PROGETTO

4.1.Schede identificative dell'impianto

Impianto Fotovoltaico LAMA DI POZZO

Comune CASTELLANETA (TA)

Impianto:

- Agro di Ginosa località Stornara Foglio di mappa n. 129 p.lle 8 - 7 - 63 - 178, Foglio di mappa n. 130 p.lle 346, Foglio di mappa n. 129 p.lle 128 e 130, Foglio di mappa n. 128 p.lle 97-255-12 e 248 (Centrale Fotovoltaica "Blocco 1");
- Agro di Ginosa località Lago Lungo Foglio di mappa n. 126 p.lle 398-400 - 7-90-243-237-239-274-399 (Centrale Fotovoltaica "Blocco 2");
- Agro di Castellaneta località Fattizzone Foglio di mappa n. 112 p.lle 431-513-419-507; Foglio di mappa n. 118 p.lle 6 - 88 (Centrale Fotovoltaica "Blocco 3");
- Agro di Ginosa località Lama di Pozzo Foglio di mappa n. 117 p.lle 170-171-112-113-193 e 194, Foglio di mappa 118 p.lle 194-195-509-510-511-512-697-125-339-126-340-137-27-174-175-176-178-28-342-287-303-305-265-269, Foglio di mappa n. 118 p.lle 3-10-362-363-83-595-593-132-131-364-58 e 45 (Centrale Fotovoltaica "Blocco 4");
- Agro di Ginosa località Lago Lungo, ove sarà realizzata la Nuova stazione Elettrica da realizzare, Foglio di mappa n. 119 Porzioni delle p.lle 224 - 250 - 225 e 226 - della superficie complessiva di ca. ha 1.34.00.
- Agro di Ginosa località Lago Lungo, ove sarà realizzata la sbarra comune con le relative stazioni utenti degli altri produttori, Foglio di mappa n. 119 Porzioni delle p.lle e 224 e 219 della superficie complessiva di ca. ha 1.01.00.
- Agro di Ginosa località Lago Lungo, ove sarà realizzata la stazione utente, Foglio di mappa n. 119 Porzione della p.lle 219 - della superficie complessiva di ca. ha 00.25.00.

**Identificativi
Catastali**

Coordinate geografiche impianto	Area impianto agrovoltaico: BLOCCO 1 16° 50' 17" E, 40° 27' 32" N; BLOCCO 2 16° 51' 6" E, 40° 28' 54" N; BLOCCO 3 16° 51' 16" E, 40° 29' 43" N; BLOCCO 4 16° 49' 33" E, 40° 29' 16" N;
Potenza Modulo PV	685 W
n° moduli PV	88 322 moduli
Potenza in DC	60,501 MW
Tipologia strutture	Inseguitori mono assiali "tracker" con strutture infisse al suolo
Lunghezza cavidotto di connessione	16.615 m (MT)
Punto di connessione	Nuova Stazione Elettrica (SE) 150 kV

SCHEDA SINTETICA – IMPIANTO

Superficie totale Intervento [ha]	116,1458
Area cintata impianto agrivoltaico [ha]	91,256
Proiezione pannelli tracker [ha]	27,4
Superficie captante [ha]	28,08
Grado di utilizzazione della superficie:	
<i>Sup. captante /Sup. totale dell'impianto</i>	24,17 %
Percorso del cavidotto - lunghezza e Cartografia del percorso [m]	15.500 m <i>Per le cartografie si faccia riferimento all'elaborato TAV03B</i>
Numero e tipologia inverter e trasformatori e cabinati	15 cabine di campo con trasformatore 5 cabine di raccolta 1 cabina di consegna 5 cabine di controllo 6 cabine di manutenzione
Disponibilità punto di consegna Sì/No	Sì
<i>Inserire dettagli ed estremi STMG</i>	(n. 202000770 del 14.08.2023)
Area recintata e tipologia di recinzione Sì/No	Sì
<i>Indicare la tipologia</i>	<i>Recinzione in rete metallica a maglia larga, sostenuta da pali in legno infissi nel terreno. L'altezza complessiva della recinzione che si realizzerà sarà complessivamente di 2.00 m. È previsto un distacco continuo di 30 cm da suolo per passaggio piccola e media fauna.</i>
Tipologia del trattamento del terreno dell'area coperta dai pannelli	
<i>Indicare la tipologia</i>	<i>Realizzazione di colture costituite da leguminose.</i>
Tipologia delle fondazioni della struttura moduli a tracker	
<i>Indicare la tipologia</i>	<i>Tracker con pali battuti in acciaio direttamente infissi nel terreno</i>

Realizzazione di un impianto agrivoltaico della potenza nominale in DC di 60,501 MWp e potenza AC di 51,00 MW denominato "Lama di Pozzo" e delle relative opere di connessione alla Rete di Trasmissione dell'energia elettrica Nazionale (RTN) in zona agricola del Comune di Castellaneta (TA) e Comune di Ginosa (TA).

Infissione diretta del supporto pannelli Sì/No	Sì
Tipologia di supporto moduli	
<i>Indicare la tipologia</i>	<i>Struttura a telaio in acciaio zincato</i>
Altezza da terra dei moduli [cm]	<i>Altezza minima: 50 cm</i> <i>Altezza massima: 470 cm</i>
Sistema di lavaggio pannelli Sì/No	<i>Sono previsti dei lavaggi periodici della superficie captante dei moduli fotovoltaici. Per il lavaggio dei moduli non è previsto l'uso di sostanze e prodotti chimici. Tale lavaggio sarà comunque contingentato per evitare di impattare sul consumo idrico.</i>
<i>Indicare la tipologia</i>	
Tipologia di sorveglianza dell'impianto	<i>Sistema di protezione tramite videosorveglianza attiva. Il sistema di videosorveglianza provvederà a monitorare, acquisire e rilevare anomalie e allarmi, utilizzando soluzioni intelligenti di video analisi, in grado di rilevare tentativi d'intrusione e furto analizzando in tempo reale le immagini.</i>
<i>Indicare la tipologia</i>	
Conformità dell'impianto di illuminazione emergenza	<i>Sono state previste delle lampade con fascio direzionato che si attivano solo in caso di presenza di intrusi all'interno dell'area dell'impianto fotovoltaico.</i> <i>Si può quindi affermare che non vi sarà illuminazione dell'area se non in caso di emergenza.</i>
Procedure gestionali di pulizia e manutenzione	<i>Le operazioni di pulizia dei moduli fotovoltaici avverranno tramite lavaggi periodici della superficie captante dei moduli stessi, senza l'uso di sostanze e prodotti chimici.</i> <i>Le procedure di manutenzione, invece, riguarderanno:</i> <i>- la componentistica elettrica attraverso manutenzioni periodiche effettuate da personale specializzato e competente</i>
<i>Breve descrizione</i>	

- la vegetazione per la compensazione ambientale e mitigazione visiva che sarà mantenuta attraverso l'utilizzo di tagliaerba e gestione delle coltivazioni come da piano agricolo. In nessun caso saranno utilizzati diserbanti o altri prodotti chimici atti a ridurre o eliminare la presenza di vegetazione spontanea sul campo.

Titolo che abiliti il proponente alla realizzazione dell'impianto: es. copia dell'atto di proprietà; del contratto d'affitto; della convenzione o benestare o parere preliminare o autorizzazione all'installazione rilasciata dal proprietario del sito stesso (Amministrazione Comunale, Consorzio d'Area di Sviluppo Industriale, privato)

Contratti preliminari notarizzati di Diritto di Superficie

SCHEDA SINTETICA – MODULI PV

Potenza di picco o nominale [MWp]	60,501 MW (in DC)
Producibilità annua [MWh]	109.386,316 MWh
Tipologia impianto	Impianto fotovoltaico su tracker monoassiale
Materiale celle	132 celle in silicio monocristallino
Dimensioni moduli	2384 x 1303 x 35 mm
Numero moduli	88.322

SCHEDA SINTETICA – SUOLO

Dati catastali area di impianto	- Agro di Ginosa località Stornara Foglio di mappa n. 129 p.lle 8 - 7 - 63 - 178, Foglio di mappa n. 130 p.lle 346, Foglio di mappa n. 129 p.lle 128 e 130, Foglio di mappa n. 128
--	--

- p.lle 97-255-12 e 248 (Centrale Fotovoltaica "Blocco 1");
- Agro di Ginosa località Lago Lungo Foglio di mappa n. 126 p.lle 398-400 - 7-90-243-237-239-274-399 (Centrale Fotovoltaica "Blocco 2");
 - Agro di Castellaneta località Fattizzone Foglio di mappa n. 112 p.lle 431-513-419-507; Foglio di mappa n. 118 p.lle 6 - 88 (Centrale Fotovoltaica "Blocco 3");
 - Agro di Ginosa località Lama di Pozzo Foglio di mappa n. 117 p.lle 170-171-112-113-193 e 194, Foglio di mappa 118 p.lle 194-195-509-510-511-512-697-125-339-126-340-137-27-174-175-176-178-28-342-287-303-305-265-269, Foglio di mappa n. 118 p.lle 3-10-362-363-83-595-593-132-131-364-58 e 45 (Centrale Fotovoltaica "Blocco 4");
 - Agro di Ginosa località Lago Lungo, ove sarà realizzata la Nuova stazione Elettrica da realizzare, Foglio di mappa n. 119 Porzioni delle p.lle 224 - 250 - 225 e 226 - della superficie complessiva di ca. ha 1.34.00.
 - Agro di Ginosa località Lago Lungo, ove sarà realizzata la sbarra comune con le relative stazioni utenti degli altri produttori, Foglio di mappa n. 119 Porzioni delle p.lle e 224 e 219 della superficie complessiva di ca. ha 1.01.00.
 - Agro di Ginosa località Lago Lungo, ove sarà realizzata la stazione utente, Foglio di mappa n. 119 Porzione della p.lla 219 - della superficie complessiva di ca. ha 00.25.00.

Tipizzazione urbanistica

Zona Agricola E

Rapporto MW/ettari installato	0,509 MW/ha
Presenza di Studio pedologico del sito	Cfr Relazione pedoagronomica
Grado di qualità agronomica (irriguo/non irriguo ecc.)	Seminativo non irriguo
Presenza di aree agricole di pregio (DOC, DOP ecc.)	Non presenti
Mantenimento attività agricola/pascolo Sì/No	Sì. Mantenimento attività agricola attraverso coltivazione di leguminose, frumento, anguria, broccolo, finocchio oltre alle opere di mitigazione

SCHEDA SINTETICA – VEGETAZIONE

Uso attuale del suolo	Seminativo cerealicolo e foraggere
Espianto di frutteti, oliveti, vigneti tradizionali, ecc.	No
Sottrazione e perdita diretta di habitat	No. Incremento biodiversità grazie alla creazione di corridoi ecologici, opere di mitigazione, aree umide.
Perdita di esemplari di specie di flora minacciata, contenuta in Liste Rosse	No. Incremento biodiversità grazie alla creazione di corridoi ecologici, opere di mitigazione, aree umide.

4.2. Agrivoltaico

Al fine di proporre una infrastruttura energetica che punti a definire standard di qualità territoriale e paesaggistica compatibile con il territorio e con il paesaggio, il progetto mira a cogliere la sfida di “pensare all’energia anche come tema centrale di un processo di riqualificazione della città, come occasione per convertire risorse nel miglioramento delle aree produttive, delle periferie, della campagna urbanizzata creando le giuste sinergie tra crescita del settore energetico, valorizzazione del paesaggi e salvaguardia dei suoi caratteri identitari.” (PPTR; elab. 4.4.1; Linee guida energie rinnovabili; parte 1; p.8). Ispirandosi al PPTR, agli obiettivi di qualità in esso definiti, e condividendo i contenuti delle Linee guida per le energie rinnovabili, si intende elaborare e presentare qui un progetto che rende esplicito il rapporto tra lo spazio della produzione e il paesaggio in cui è collocato.

In tal senso, si ritiene utile collocare il progetto di impianto agrovoltaico all’interno di un più ampio progetto di nuovo paesaggio della produzione, esito cioè della integrazione tra il paesaggio della produzione rurale e il paesaggio della produzione energetica, facendo anche scorta della recente sentenza n. 248/2022 del T.A.R. di Lecce.

Il progetto, per rispondere alla normativa vigente e alle linee guida del MITE sull’agrovoltaico, sarà caratterizzato da sistemi di monitoraggio, che consentiranno di verificare, anche con l’applicazione di strumenti di agricoltura digitale e di precisione, l’impatto sulle colture, il risparmio idrico, la produttività agricola per le diverse tipologie di colture. La collaborazione con gli attuali proprietari terrieri, agricoltori, nonché aziende locali anche grazie al supporto del Comune, garantirà la continuità delle attività locali nonché la vocazione agricola dell’area.

La scelta di proporre colture identitarie come è nata dalla volontà di creare una soluzione realmente sostenibile e al contempo di valorizzazione di colture fortemente tipiche dell’area. Le colture attualmente praticate nell’area oggetto d’intervento sono: grano duro, vigneti di uva da tavola, ortaggi vari come anguria, patata ecc..

Le colture orticole che saranno praticate nel “sistema Agrivoltaico” porteranno un cambio degli indirizzi produttivi ove si registreranno degli aumenti di redditività considerando anche la lunga crisi economica che stanno attraversando sia il settore produttivo dell’uva da tavola che alcuni ortaggi. Tale aumento di redditività porterà al soddisfacimento del *“Requisito B”*.

L’intervento è perfettamente inseribile all’interno dell’investimento e la manodopera impiegata per la conduzione agricola verrà impiegata anche per le operazioni di manutenzione del verde e delle aree interne all’impianto agrovoltaico.

Il progetto agricolo della società LAMA DI POZZO, attraverso servizi di consulenza e collaborazioni con agronomi, ricercatori e tecnici qualificati, definisce un'esperienza di agricoltura sostenibile, utile a generare meccanismi virtuosi di coinvolgimento di realtà locali territoriali, con i quali la società proponente intende dialogare per definire modalità di gestione, oltre che uso delle aree ovvero per favorire progetti di sinergia utili al ricollocamento di realtà fragili che portino ad una agricoltura dolce.

Partendo dal know how acquisito da anni di approfondimenti e partecipazione a tavoli tecnici di associazioni di settore sul tema dell'agrovoltaico, nonché da consulenze e collaborazioni attive con agronomi, ricercatori e tecnici qualificati sarà inoltre un'esperienza di agricoltura sostenibile ed in regime biologico, che genererà meccanismi virtuosi di coinvolgimento di realtà locali e territoriali; realtà con le quali la Proponente intende dialogare per definire modalità di gestione e uso delle aree nonché per eventuali progetti di ricollocamento di realtà fragili e disagiate e che portino ad una agricoltura dolce, sostenibile e non intensiva, socialmente giusta e utile e ad un'agricoltura fautrice di un miglioramento nella percezione paesaggistica ed identitaria. Attualmente si sta cercando un dialogo per trovare la sinergia e la formula corretta e individuare le realtà che potrebbero essere coinvolte concretamente. Le realtà e le prospettive offerte dalle esperienze di agricoltura sostenibile intersecano molteplici obiettivi: tutelare l'ambiente, sviluppare sistemi alimentari alternativi, realizzare progetti socio-ambientali innovativi, valorizzare il lavoro agricolo (con eque retribuzioni), stimolare processi di partecipazione volti a promuovere la tutela dei beni comuni, valorizzare le capacità di persone svantaggiate, valorizzare le capacità di attività agricole locali. Il tema della tutela dell'ambiente è un interesse che riguarda non solo la comunità in un determinato luogo e tempo ma anche le generazioni future.

Rispetto a ciò, un'importante base giuridica è insita nella Costituzione, in particolare negli articoli 9 (tutela del paesaggio) e 32 (diritto alla salute). La tutela dell'ambiente non è quindi un diritto di nicchia ma punta al benessere e alla salvaguardia dei beni comuni. L'agrovoltaico è quindi una pratica che lega tra loro mondi finora rimasti distinti e separati: quello agricolo, quello sostenibile e l'energia e che la LAMA DI POZZO intende promuovere con questo progetto innovativo per le caratteristiche e la connotazione oltre che per l'approccio ad un tipo di coltivazione biologica, intesa non solo come tecnica di coltivazione, ma nelle sue più ampie sfaccettature di risparmio energetico, di consumo consapevole e più in generale uno stile di vita sostenibile.

Tutte le aree saranno trattate nel rispetto dei terreni, senza ausilio di mezzi invasivi, con la riscoperta dei tempi lenti della campagna e senza uso di prodotti chimici, tipici di quella agricoltura intensiva che ha deturpato la bontà e la qualità dei terreni. Un'attività agricola

che non genererà interferenze con la fauna e avifauna, con l'uomo e la città, ma che convive in equilibrio.

I metodi di coltivazione che verranno adottati permettono di mitigare i danni ambientali creati dall'uomo e tipici dell'agricoltura convenzionale e intensiva (ridurre il rischio idrogeologico, i cambiamenti climatici, la tutela dell'ecosistema, ecc.) e che necessitano di maggiore manodopera (quindi «creano» più posti di lavoro). Sono previsti inoltre importanti evoluzioni come il monitoraggio delle colture e l'impiego di mezzi agricoli a basso impatto ambientale (veicoli elettrici).

Le scelte colturali sono state studiate sia per una reale sostenibilità e coesistenza di produzione energetica e produzione agricola, per una corretta gestione del fabbisogno idrico nonché per scongiurare il possibile rischio di eventuali incendi che un seminativo a grano potrebbe arrecare all'impianto.

4.3. Descrizione generale

Al fine di massimizzare la produzione di energia annuale, compatibilmente con le aree a disposizione, si è adottato come criterio di scelta prioritario quello di suddividere l'impianto in 15 sottocampi collegati rispettivamente a n. 160 inverter di stringa tipo **SUNGROW-SG350HX** (o similare) e di trasformare l'energia elettrica da bassa tensione a media tensione in ogni singolo trasformatore previsto per ogni sottocampo.

La trasformazione BT/MT avviene attraverso dei trasformatori, isolato in olio, della potenza di 3200 Kva di tipo SUNGROW MV3200/4480 (o similare), dislocati sui "bordi" del sito in oggetto.

Il campo fotovoltaico, è suddiviso in 15 sottocampi, ognuno dei quali concentra la trasformazione dell'energia elettrica da bassa tensione a media tensione in un singolo trasformatore per ciascuna unità.

Il generatore fotovoltaico sarà costituito da un totale di 89.830 moduli fotovoltaici con una potenza di 685 Wp cadauno per una potenza totale complessiva installata di 60,501 MWp. Il generatore fotovoltaico sarà suddiviso in stringhe sezionabili direttamente a bordo inverter.

Da un punto di vista elettrico il campo fotovoltaico è stato suddiviso in 15 campi ("sottocampi") indipendenti collegati su anello. È stata prevista un'unica cabina di raccolta (consegna) che permette la connessione alla rete del distributore.

La conversione da corrente continua in corrente alternata è effettuata mediante inverter trifase SUNGROW-SG350HX raggruppati in quadri di BT collegati direttamente al trasformatore per ciascun sottocampo.

Le uscite delle stringe vengono collegate direttamente alle uscite denominate MPPT poste in uscita dagli inverter. I 15 sottocampi presentano inverter da 350 kVA. L'uscita di ciascun inverter a 800 Vac risulta collegata, mediante opportune protezioni, ad un quadro BT; quest'ultimo è collegato al rispettivo trasformatore BT/MT (alloggiato in adiacenza del vano contenente il quadro BT) con uscita a 30 kV.

Trasformatore e inverter risultano installati con tutte le necessarie protezioni elettriche richieste; la tensione in continua verrà così convertita in alternata trifase ed elevata a 30kV.

Ogni singolo sottocampo è dotato di un proprio trasformatore MT/BT 0,8/30kV contenente tutte le protezioni previste dalla normativa.

La rete MT del campo fotovoltaico, prevede un anello, composto da 15 cabine BT/MT collegate in entra-esci, sull'anello, che fa capo a 2 scomparti MT nella cabina di raccolta.

Tutta la distribuzione, BT e MT, avviene tramite cavidotto interrato all'interno dell'impianto.

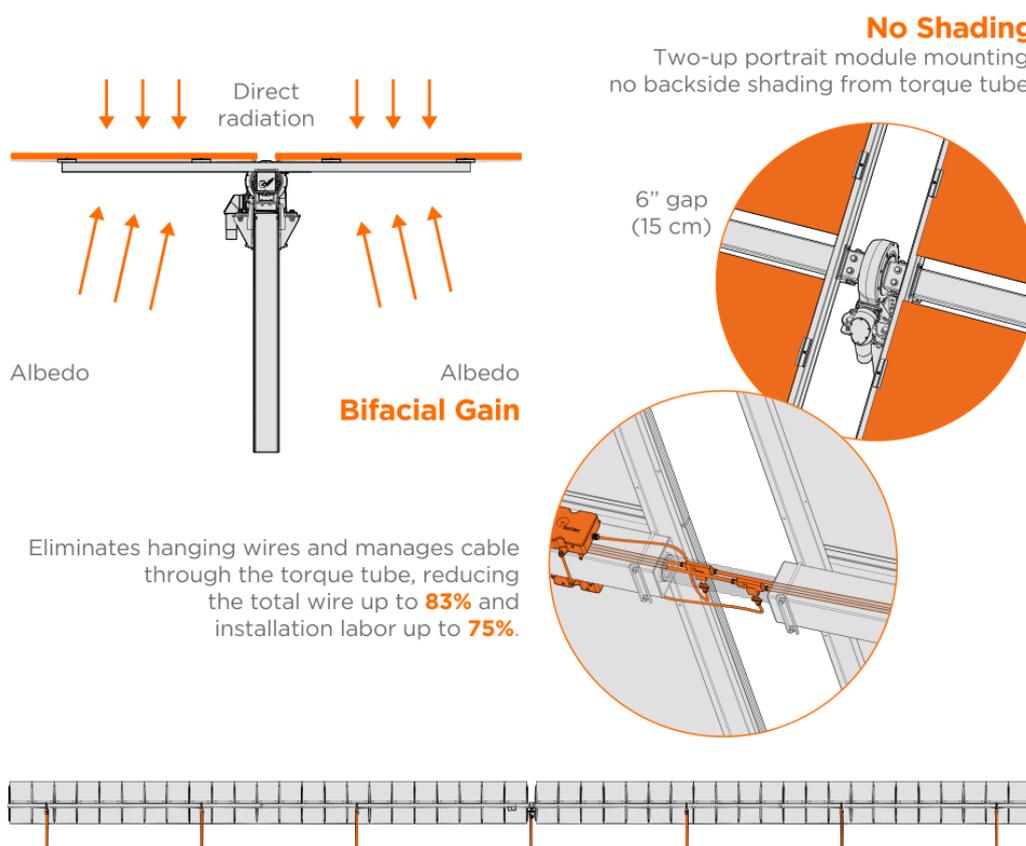
Dalla cabina di raccolta parte una linea in MT a 30kV che arriva alla sotto-stazione di trasformazione 30/150 kV nei pressi della Stazione Terna a 150kV.

Una volta trasformata in AT l'energia prodotta dall'impianto sarà ceduta alla rete elettrica, in base alle condizioni definite dall' Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA).

Sempre al fine di ottimizzare la produzione annuale, compatibilmente con le aree a disposizione e le attività agricole previste, si è scelto di utilizzare un sistema ad inseguitore monoassiale "tracker".

Bifacial Yield Boost

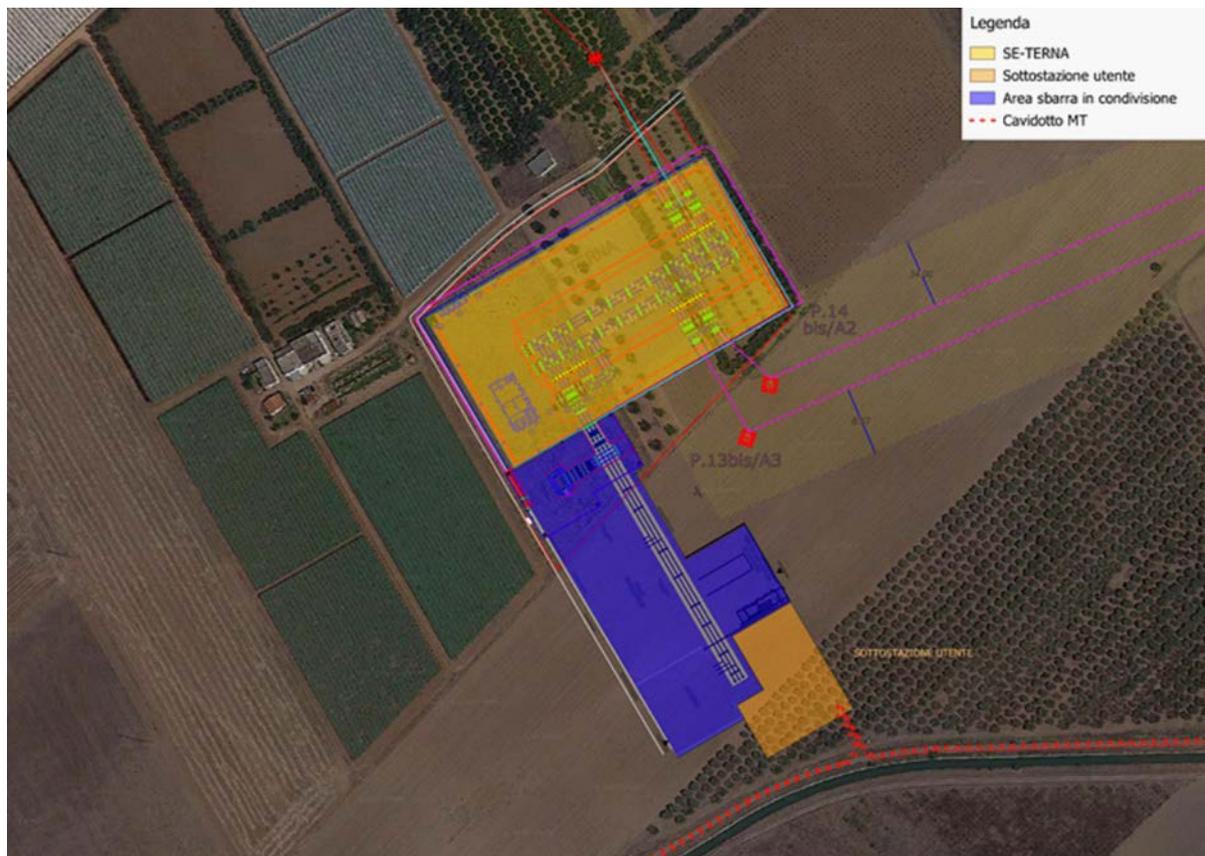
The SF7 standard configuration enables cost-effective installation, operation, and innovation such as the bifacial tracking solution.



Realizzazione di un impianto agrivoltaico della potenza nominale in DC di 60,501 MWp e potenza AC di 51,00 MW denominato "Lama di Pozzo" e delle relative opere di connessione alla Rete di Trasmissione dell'energia elettrica Nazionale (RTN) in zona agricola del Comune di Castellaneta (TA) e Comune di Ginosa (TA).

4.4. Connessione alla rete elettrica

A circa 1,20 km in direzione nord-est dal blocco 4 sorgerà la nuova Stazione Elettrica "Ginosa" di TERNA SpA. Dalla Cabina di Consegna ubicata all'esterno dell'impianto partirà una linea AT di collegamento alla sbarra, condivisa con altri produttori, che conetterà gli impianti alla Stazione elettrica Terna.



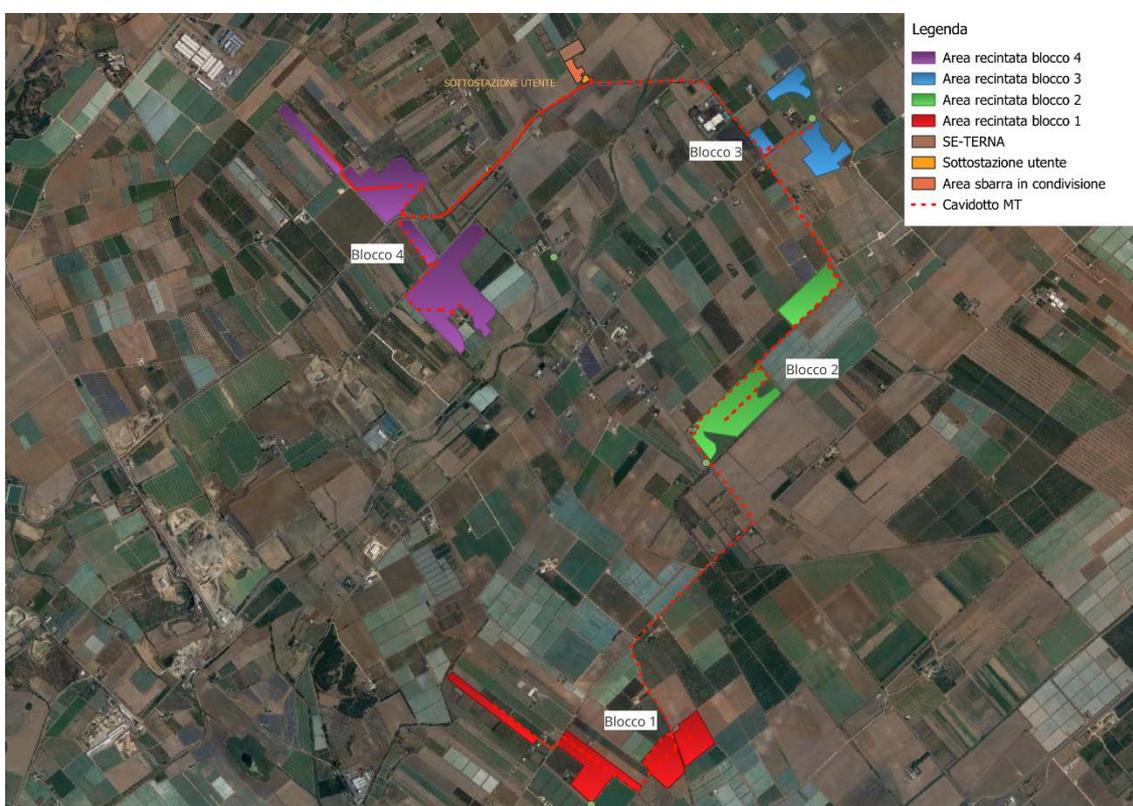
Percorso cavidotto e individuazione interferenze

Il criterio progettuale che è stato seguito per la determinazione del tracciato di connessione è stato quello di evitare la infrastrutturazione di porzioni naturali di terreno e limitare gli impatti su suolo, colture agricole di qualità e microfauna locale e quindi limitando gli impatti ambientali dell'opera.

In particolare, tra le possibili soluzioni è stato individuato il tracciato più funzionale, che tenga conto di tutte le esigenze e delle possibili ripercussioni sull'ambiente, con riferimento alla legislazione nazionale e regionale vigente in materia e gli elementi che sono stati considerati, nella scelta del tracciato sono i seguenti:

- caratteristiche fisiche del terreno lungo il tracciato dei cavi;
- rilievo interferenze comprendenti: presenza di servizi o manufatti superficiali e sotterranei in vicinanza o lungo il tracciato dei cavi; presenza di piante in vicinanza o lungo il tracciato dei cavi;
- presenza di traffico lungo le strade interessate dal tracciato di posa, stimandone l'entità in funzione della tipologia di strade;
- distanza dai luoghi con permanenza prolungata delle persone ai fini del rispetto degli obiettivi di qualità come definiti dall'articolo 4 del DPCM del 08/07/03.

La scelta del tracciato di posa è stata, pertanto, effettuata selezionando fra i possibili percorsi quelli che risultano tecnicamente validi ed individuando tra questi quello che è risultato ottimale.



Percorso cavidotto per la connessione dell'impianto alla stazione Terna

La soluzione prescelta presenta la minore lunghezza, un basso livello di antropizzazione, una minor criticità per le interferenze incontrate oltre ad un minore impatto economico.

4.5. Moduli fotovoltaici

Il modulo della Trina Vertex TSM-NEG21C.20 da 685 W è composto da celle solari quadrate realizzate con silicio monocristallino.

Il modulo è composto da 132 celle monocristalline con tecnologia che migliora l'efficienza dei moduli, offre un migliore aspetto estetico rendendo il modulo perfetto per qualsiasi tipo di installazione.

La protezione frontale è costituita da un vetro a tecnologia avanzata costituito da una trama superficiale che consente di ottenere performance eccellenti anche in caso di condizioni di poca luminosità. Le caratteristiche meccaniche del vetro sono: spessore 3,2 mm; superficie antiriflesso; temperato.

La cornice di supporto è realizzata con un profilo in alluminio estruso ed anodizzato.

Le scatole di connessione, sulla parte posteriore del pannello, sono realizzate in resina termoplastica e contengono all'interno una morsettiera con i diodi di bypass, per minimizzare la perdita di potenza dovuta ad eventuali fenomeni di ombreggiamento, ed i terminali di uscita, costituiti da cavi precablati a connessione rapida impermeabile.

Tutte le caratteristiche sono rilevate a Standard Test Conditions (STC) (**) come tabella allegata:

Preliminary

Mono Multi Solutions

Vertex N

BIFACIAL DUAL GLASS MODULE

PRODUCT: TSM-NEG21C.20

PRODUCT RANGE: 665-685W

685W

MAXIMUM POWER OUTPUT

0~+5W

POSITIVE POWER TOLERANCE

22.1%

MAXIMUM EFFICIENCY



High customer value

- Lower LCOE (levelized cost of energy), reduced BOS (balance of system) cost, shorter payback time
- Guaranteed first year and annual degradation
- High module power; high string power and low voltage design



High power up to 685W

- Up to 22.1% module efficiency with high density interconnect technology
- Multi-busbar technology for better light trapping effect, lower series resistance and improved current collection



High reliability

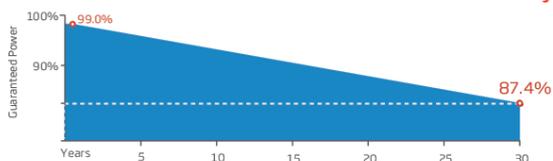
- Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology
- Ensured PID resistance through cell process and module material control
- Resistant to harsh environments such as salt, ammonia, sand, high temperature and high humidity areas
- Mechanical performance up to 5400 Pa positive load and 2400 Pa negative load



High energy yield

- Excellent product bifaciality and low irradiation performance, validated by 3rd party
- Extremely low 1% first year degradation and 0.4% annual power attenuation
- The unique design provides optimized energy production under inter-row shading conditions
- Lower temperature coefficient (-0.30%) and operating temperature
- Up to 30% additional power gain from back side depending on albedo

Trina Solar's Vertex Bifacial Dual Glass Performance Warranty



Comprehensive Products and System Certificates

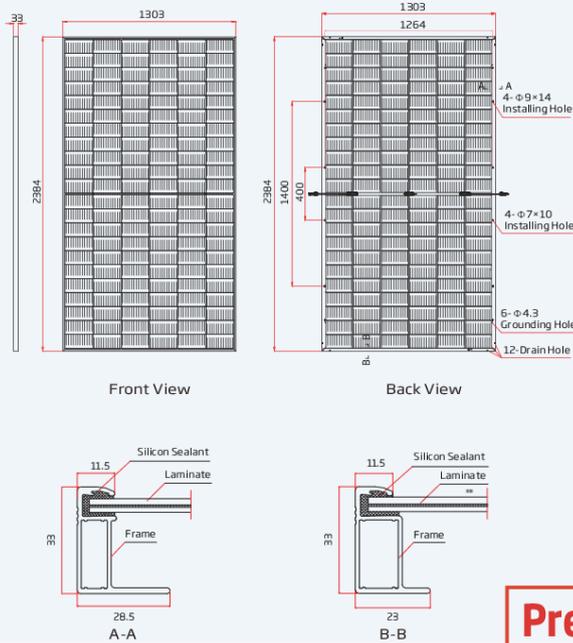


IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716
 ISO 9001: Quality Management System
 ISO 14001: Environmental Management System
 ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification
 ISO45001: Occupational Health and Safety Management System

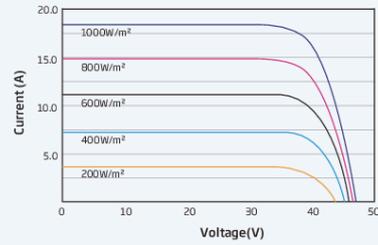
Realizzazione di un impianto agrivoltaico della potenza nominale in DC di 60,501 MWp e potenza AC di 51,00 MW denominato "Lama di Pozzo" e delle relative opere di connessione alla Rete di Trasmissione dell'energia elettrica Nazionale (RTN) in zona agricola del Comune di Castellaneta (TA) e Comune di Ginosa (TA).

BIFACIAL DUAL GLASS MODULE

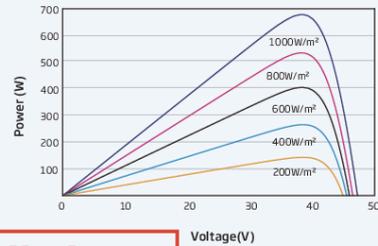
DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)



I-V CURVES OF PV MODULE(675W)



P-V CURVES OF PV MODULE(675W)



Preliminary

ELECTRICAL DATA (STC)

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

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

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

Total Equivalent power - P _{MAX} (Wp)	718	724	729	734	740
Maximum Power Voltage- V _{MPP} (V)	39.0	39.2	39.4	39.6	39.8
Maximum Power Current- I _{MPP} (A)	18.42	18.46	18.49	18.53	18.57
Open Circuit Voltage- V _{OC} (V)	46.8	47.0	47.2	47.4	47.7
Short Circuit Current- I _{SC} (A)	19.51	19.55	19.59	19.63	19.67

Irradiance ratio (rear/front)
Product Bifaciality: 80±5%.

ELECTRICAL DATA (NOCT)

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

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

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	132 cells
Module Dimensions	2384×1303×33 mm (93.86×51.30×1.30 inches)
Weight	38.3 kg (84.4 lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	EVA/POE
Back Glass	2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)
Frame	33mm(1.30 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), Portrait: 350/280 mm(13.78/11.02 inches) Length can be customized
Connector	MC4 EVO2 / TS4*

*Please refer to regional datasheet for specified connector.

TEMPERATURE RATINGS

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of P _{MAX}	-0.30%/°C
Temperature Coefficient of V _{OC}	-0.24%/°C
Temperature Coefficient of I _{SC}	0.04%/°C

MAXIMUM RATINGS

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

WARRANTY

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

(Please refer to product warranty for details)

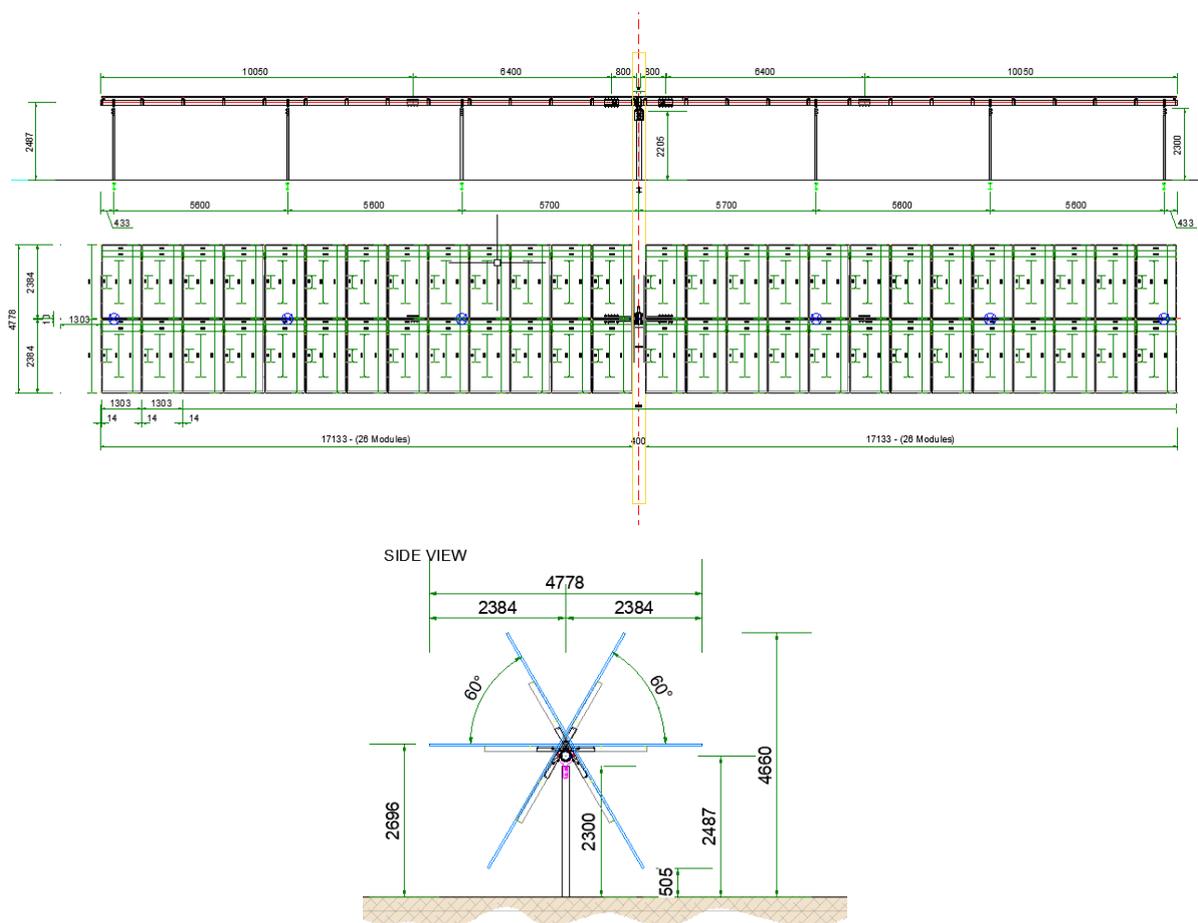
PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box: 33 pieces
Modules per 40' container: 594 pieces

4.6. Strutture di fissaggio

Dall'analisi della relazione geologica relativa al sito oggetto della realizzazione dell'impianto fotovoltaico "LAMA DI POZZO" è stato possibile eseguire calcoli strutturali più approfonditi per quanto concerne le fondazioni delle strutture di supporto dei moduli fotovoltaici. L'ancoraggio della struttura di supporto dei pannelli fotovoltaici al terreno sarà affidato ad un sistema di fondazione costituito da pali in acciaio zincato ed infissi nel terreno tramite battitura, laddove le condizioni del terreno non lo permettano si procederà tramite trivellazione.

Per i dettagli costruttivi delle strutture di fissaggio, si veda l'elaborato grafico TAV02



Particolare strutture di fissaggio

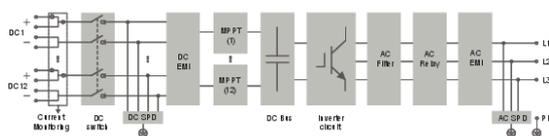
4.7. Inverter

Ciascuna struttura è collegata ad un ingresso dell'apparato di conversione dell'energia elettrica, da corrente continua a corrente alternata, costituiti da inverter SUNGROW modello SG350HX, con le caratteristiche di seguito riportate.

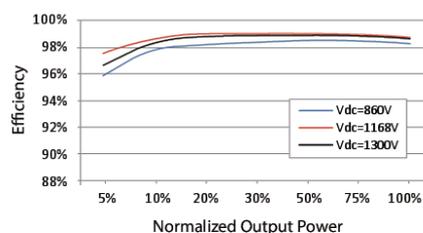
La sezione di ingresso dell'inverter è in grado di inseguire il punto di massima potenza del generatore fotovoltaico (funzione MPPT).



CIRCUIT DIAGRAM



EFFICIENCY CURVE



Type designation	SG350HX
Input (DC)	
Max. PV input voltage	1500 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	500 V / 550 V
Nominal PV input voltage	1080 V
MPP voltage range	500 V – 1500 V
No. of independent MPP inputs	12 (optional: 16)
Max. number of input connector per MPPT	2
Max. PV input current	12 * 40 A (Optional: 16 * 30 A)
Max. DC short-circuit current per MPPT	60 A
Output (AC)	
AC output power	352 kVA @ 30°C / 320 kVA @ 40°C / 295 kVA @ 50°C
Max. AC output current	254 A
Nominal AC voltage	3 / PE, 800 V
AC voltage range	640 – 920V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
THD	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % In
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / Connection phases	3 / 3
Efficiency	
Max. efficiency / European efficiency	99.02 % / 98.8 %
Protection	
DC reverse connection protection	Yes
AC short circuit protection	Yes
Leakage current protection	Yes
Grid monitoring	Yes
Ground fault monitoring	Yes
DC switch / AC switch	Yes / No
PV string current monitoring	Yes
Q at night function	Yes
Anti-PID and PID recovery function	Optional
Surge protection	DC Type II / AC Type II
General Data	
Dimensions (W*H*D)	1136 * 870 * 361 mm
Weight*	≤116 kg
Isolation method	Transformerless
Degree of protection	IP66
Power consumption at night	< 6 W
Operating ambient temperature range	-30 to 60°C
Allowable relative humidity range	0 – 100 %
Cooling method	Smart forced air cooling
Max. operating altitude	4000 m (> 3000 m derating)
Display	LED, Bluetooth+APP
Communication	RS485 / PLC
DC connection type	MC4-Evo2 (Max. 6 mm ² , optional 10mm ²)
AC connection type	Support OT/DT terminal (Max. 400 mm ²)
Compliance	IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, EN 50549-1/2, UNE 206007-1:2013, P.O.12.3, UTE C15-712-1:2013
Grid Support	Q at night function, LVRT, HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control, Q-U control, P-f control

*Due to the multi-supplier for some key components, the actual weight may have a ±8% deviation, please refer to the actually delivered product.

4.8. Trasformatori MT/BT

La trasformazione BT/MT avviene attraverso dei trasformatori, isolato in olio, della potenza di 3200 kVA e 4480 kVA, dislocati sui "bordi" del sito in oggetto. Le caratteristiche costruttive del singolo trasformatore sono le seguenti:

Trasf. da 3200 kVA

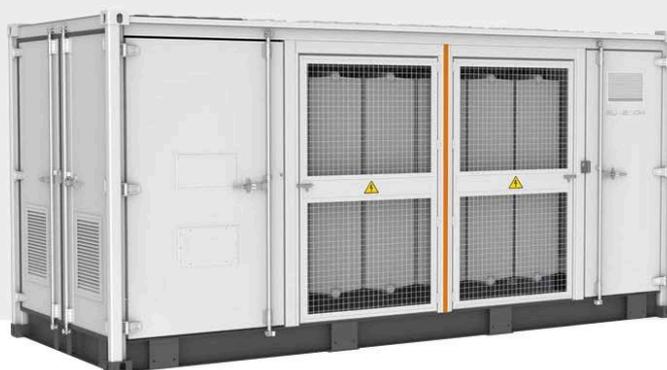
Potenza massima trasformatore:	3520 kVA @30°C
Potenza nominale trasformatore:	3200 kVA @40°C
Livelli di tensione BT/MT:	0,8 kV / (20- 35) kV
Tipo di collegamento:	Dy11

Trasf. da 4480 kVA

Potenza massima trasformatore:	4928 kVA @30°C
Potenza nominale trasformatore:	4480 kVA @40°C
Livelli di tensione BT/MT:	0,8 kV / (20- 35) kV
Tipo di collegamento:	Dy11

MVS3200/4480-LV

MV Turnkey Solution for 1500 Vdc String Inverter SG320HX



Type designation	MVS3200-LV	MVS4480-LV
Transformer		
Transformer type	Oil immersed	
Rated power	3200 kVA @ 40 °C	4480 kVA @ 40 °C
Max. power	3520 kVA @ 30 °C	4928 kVA @ 30 °C
Vector group	Dy11	
LV / MV voltage	0,8 kV / 20 - 35 kV	
Maximum input current at nominal voltage	2540 A	3557 A
Frequency	50 Hz / 60 Hz	
Tapping on HV	0, ±2,5%	
Efficiency	≥99%	
Cooling type	ONAN (Oil Natural Air Natural)	
Impedance	7% (±10%)	8% (±10%)
Oil type	Mineral oil (PCB free)	
Winding material	Al / Al	
Insulation class	A	
MV Switchgear		
Insulation type	SF6	
Rate voltage	24 - 36 kV	
Rate current	630 A	
Internal arcing fault	IAC AFL 20kA/1s	
Qty. of feeder	3 feeders	
LV Panel		
Main switch specification	4000 A / 800 Vac / 3P, 1 pcs	
Disconnecter specification	400 A / 800 Vac / 3P, 10 pcs	400 A / 800 Vac / 3P, 14 pcs
Fuse specification	260A / 800 Vac / 1P, 30 pcs	260A / 800 Vac / 1P, 42 pcs
Protection		
AC input protection	FUSE+Disconnecter	
Transformer protection	Oil-temperature, oil-level, oil-pressure	
Relay protection	50/51,50N/51N	
LV overvoltage protection	AC Type II (optional: AC Type I + II)	
General Data		
Dimensions(W*H*D)	6058*2896*2438 mm	
Approximate weight	15 T	17 T
Operating ambient temperature range	-20 to 60 °C (optional: -30 to 60 °C)	
Auxiliary power supply	5 kVA / 400 V (optional: max. 40 kVA)	
Degree of protection	IP54	
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 - 95 %	
Operating altitude	1000 m (standard) / > 1000 m (optional)	
Communication	Standard: RS485, Ethernet; Optional: optical fiber	
Compliance	IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 62271-202, IEC 61439-1, EN50588-1	

Trasf. da 6400 kVA

Potenza massima trasformatore:	7040 kVA @30°C
Potenza nominale trasformatore:	6400 kVA @40°C
Livelli di tensione BT/MT:	(0,8-0,8) kV / (10- 35) kV
Tipo di collegamento:	Dy11

MVS6400-LV

MV Turnkey Solution for 1500 Vdc String Inverter SG350HX


SAVED INVESTMENT

- Up to 7 MW block design
- Easy transportation due to standard container design
- All pre-assembled for easy set-up and commissioning

SAFETY

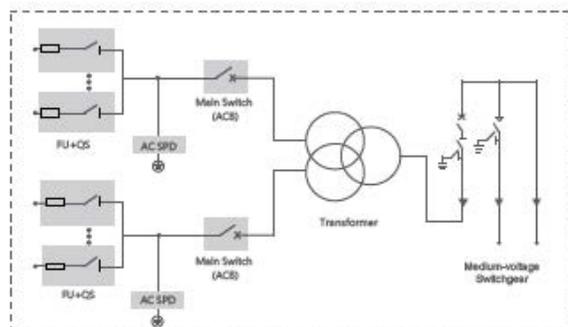
- MV and LV isolated, independent control room
- All key components front accessible, no need walk-in operation

EASY O&M

- Online analysis for fast trouble shooting
- Modular design, main device easy replacement

RELIABLE

- All components type-tested
- Compliance with standards: IEC 60076, IEC 62271, IEC 61439

CIRCUIT DIAGRAM


Type designation	MVS6400-LV
Transformer	
Transformer type	Oil immersed
Rated power	6400 kVA @ 40 °C
Max. power	7040 kVA @ 30 °C
Vector group	Dy11y11
LV / MV voltage	0.8 - 0.8 kV / 10 - 35 kV
Maximum input current at nominal voltage	2540 A * 2
Frequency	50 Hz / 60 Hz
Tapping on HV	0, ± 2 * 2.5 %
Efficiency	≥ 99 %
Cooling type	ONAN (Oil Natural Air Natural)
Impedance	8 % (± 10%)
Oil type	Mineral oil (PCB free)
Winding material	Al (Option:Cu)
Insulation class	A
MV switchgear	
Insulation type	SF6
Rate voltage	24 kV - 36 kV
Rate current	630 A
Internal arcing fault	IAC AFL 20 kA / 1 s
Qty. of feeder	3 feeders
LV panel	
Main switch specification	4000 A / 800 Vac / 3P, 2 pcs
Disconnecter specification	260 A / 800 Vac / 3P, 20 pcs
Fuse specification	400A / 800 Vac / 1P, 60 pcs
Protection	
AC input protection	FUSE+Disconnecter
Transformer protection	Oil-temperature, oil-level, oil-pressure
Relay protection	50/5I, 50N/5IN
LV overvoltage protection	AC Type II (Optional: AC Type I + II)
General data	
Dimensions (W*H*D)	6058 mm * 2896 mm * 2438 mm
Approximate weight	22 T
Operating ambient temperature range	-30 to 60 °C
Auxiliary transformer supply	5 kVA / 400 V (Optional: max. 40 kVA)
Degree of protection	IP54
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 - 95 %
Operating altitude	1000 m (standard) / > 1000 m (optional)
Communication	Standard: RS485, Ethernet ; Optional: optical fiber
Compliance	IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 62271-202, IEC 61439-1, EN50588-1

4.9. Cabina MT di campo

A valle di ciascun trasformatore sono previsti:

- un interruttore MT a 30kV – 16kA;
- due sezionatori MT a 30 kV per la gestione della apertura dell’anello con le relative protezioni.

Il Quadro MT sarà composto in lamiera zincata ed elettro-zincata/verniciata con grado di protezione IP2XC, con unità modulari e compatte ad isolamento in aria, equipaggiate con apparecchiature di interruzione e sezionamento isolate in SF6 o a vuoto.

Caratteristiche tecniche:

- Tensione di isolamento: 36 kV;
- Tenuta al c.to c.to: 16 kA per 1 sec;
- Corrente nominale: 400 A.

4.10. Cabina di raccolta MT

Le cabine di raccolta MT in campo sono raggiunte dagli anelli sul quale risultano collegate, in entra-esci, le cabine BT/MT. Gli anelli fanno capo alla cabina di partenza 1 verso la sottostazione. All'interno delle cabine è installato un Quadro MT ed un Quadro BT per la gestione dei servizi ausiliari. Tali cabine quindi, sono costituite da:

- n° 2 scomparti MT prefabbricati per il collegamento ad anello delle cabine di campo (trasformazione) completi di sezionatori tripolari sotto carico da 630 A - 36 kV 16 kA motorizzato con alimentazione a 220 V c.a., sbarre in piatto di rame e segnalazione presenza tensione;
- n° 1 Scomparto MT prefabbricato per partenza verso cabina di partenza 1;
- n° 1 Scomparto MT prefabbricato dedicato "di riserva".

4.11. Cromie cabinati

Le cabine di trasformazione, la cabina di consegna, la viabilità e gli accessi sono stati dimensionati in maniera strettamente indispensabile alla costruzione e all'esercizio dell'impianto.

Ai fini di un migliore approccio mitigativo verranno adottate soluzioni cromatiche compatibili con l'ambiente circostante.

4.12. Trasformatore servizi ausiliari MT/BT

È previsto un trasformatore BT/MT, in esecuzione a giorno montato in box, completo di nucleo a colonna con giunti intercalati, lamierini a cristalli in carlyte, avvolgimenti in rame elettrolitico isolati con doppio smalto o carta di pura cellulosa, commutatore di tensione a 4 posizioni, dispositivi di protezione (termometro a due contatti e centralina di temperatura collegata con le termosonde inserite nei rispettivi avvolgimenti) ed isolatori a spina.

Caratteristiche tecniche:

- potenza nominale: 100 kVA
- tensione primaria: $30 \pm 2 \times 2.5\%$ kV
- tensione secondaria: 400 V
- gruppo vettoriale: Dyn11
- tensione di corto circuito: 4%

4.13. Quadro Servizi Ausiliari in bassa tensione (QSA)

Per la protezione dei circuiti ausiliari è presente un Quadro Servizi Ausiliari. Il QSA è costituito da un quadro elettrico in corrente alternata in BT, preposto ad alimentare i servizi ausiliari della cabina di Consegna ed eventualmente alimentare, in emergenza, i servizi di una cabina di trasformazione.

Il Quadro di parallelo in corrente alternata in bassa tensione (tipo Power Center) è realizzato in carpenteria metallica da pavimento dotato di un sistema di pannelli frontali forati e fissati mediante viti, adatti a fornire un fronte quadro funzionale per ogni tipo di apparecchio. Esso ha le seguenti caratteristiche elettriche principali:

Armadio componibile a pavimento in lamiera di acciaio verniciata completo di struttura in metallo, pannelli laterali, pannelli frontali, piastre di fondo, anelli di sollevamento, porta con vetro trasparente, serratura di chiusura, sistema sbarre da 160A, barratura di terra, canalette ed accessori di montaggio.

Dimensioni indicative: (LxPxH) 1000x600x2250mm - IP30/IP20 interno

Corrente di c.to-c.to: 10 kA 1 sec

4.14. Quadro Misure Fiscali (QMF e QMG)

I QMF e QMG sono costituiti da contatori bidirezionali di energia attiva/reattiva, comprensivi di dispositivo per la trasmissione remota dei dati acquisiti.

4.15. Collegamenti elettrici in bassa tensione

Ogni parte elettrica dell'impianto, sia in corrente alternata che in corrente continua, è da considerarsi in bassa tensione.

DATI NOMINALI DI IMPIANTO

Tensione nominale lato c.c.: 1500 V

Sistema di collegamento dei poli lato c.a.: isolati

Tensione nominale lato c.a.: 800 V

Frequenza nominale lato c.a.: 50 Hz

Sistema di collegamento del neutro lato c.a.: TN-S

CARATTERISTICHE DEL CAVO DI BASSA TENSIONE

Per i collegamenti in corrente continua:

Cavo per posa in aria o in tubo: FG16or16 (o similare)

Tensione nominale O: 800 V cc - 1200 V ca

Temperatura massima: 90°C in condizioni di esercizio normali



Bassa tensione - Energia, segnalamento e comando

FG16R16-0,6/1 kV

FG16OR16-0,6/1 kV

Costruzione, requisiti elettrici, fisici e meccanici:	CEI 20-13
	IEC 60502-1
	CEI UNEL 35318 (energia)
	CEI UNEL 35322 (comando)
Direttiva Bassa Tensione:	2014/35/UE
Direttiva RoHS:	2011/65/UE

REAZIONE AL FUOCO

 CONFORME CPR REGOLAMENTO 305/2011/UE	
Norma:	EN 50575:2014+A1:2016
Classe:	C _{ca} -s3, d1, a3
Classificazione: (CEI UNEL 35016)	EN 13501-6
Emissione di calore e fumi e sviluppo della fiamma	EN 50399
Non propagazione della fiamma:	EN 60332-1-2
Organismo Notificato:	0051 - IMQ
CE	2017



www.latrivenetacavi.com



revisione n° 010 data 19/02/21

Realizzazione di un impianto agrivoltaico della potenza nominale in DC di 60,501 MWp e potenza AC di 51,00 MW denominato "Lama di Pozzo" e delle relative opere di connessione alla Rete di Trasmissione dell'energia elettrica Nazionale (RTN) in zona agricola del Comune di Castellaneta (TA) e Comune di Ginosa (TA).

VARIAZIONE DELLA TENSIONE CON LA TEMPERATURA PER LA SEZIONE C.C.

Occorre verificare che in corrispondenza dei valori minimi di temperatura esterna e dei valori massimi di temperatura raggiungibili dai moduli fotovoltaici risultino essere verificate tutte le seguenti disuguaglianze:

- $V_{min_Stringa}(T_{max}) \geq V_{mppt_min_inverter}$
- $V_{max_Stringa}(T_{min}) \leq V_{mppt_max_inverter}$
- $V_{oc_Stringa}(T_{min}) \leq V_{max_inverter}$

dove:

$V_{MIN_STRINGA}(T_{max})$ = Tensione minima alla massima temperatura delle stringhe fotovoltaiche;

$V_{max_Stringa}(T_{min})$ = Tensione massima alla minima temperatura delle stringhe fotovoltaiche;

$V_{oc_stringa}$ = Tensione a circuito aperto della stringa in condizioni di temperatura minima di funzionamento;

PORTATA DEI CAVI IN REGIME PERMANENTE

La corrente massima (portata) ammissibile, per periodi prolungati, di qualsiasi conduttore è calcolata in modo tale che la massima temperatura di funzionamento non superi il valore appropriato, per ciascun tipo di isolante, indicato nella Tab. 52D della Norma CEI 64-8.

Le portate dei cavi in regime permanente relative alle condutture da installare sono verificate secondo le tabelle CEI-UNEL 35024, applicando ai valori individuati dei coefficienti di riduzione che dipendono dalle specifiche condizioni di posa e dalla temperatura ambiente. Nei casi di cavi con diverse modalità di posa è effettuata la verifica per la condizione di posa più gravosa.

Le sezioni dei cavi sono verificate anche dal punto di vista della caduta di tensione alla corrente di normale utilizzo, secondo quanto riportato nelle Norme CEI 64-8. Le verifiche in oggetto sono effettuate mediante l'uso delle tabelle CEI-UNEL 35023.

La verifica per sovraccarico è stata eseguita utilizzando la relazione:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z \text{ e } I_f \leq 1,45 I_Z$$

dove:

I_B = Corrente d'impiego del cavo

I_N = Portata del cavo in aria a 30°C, relativa al metodo d'installazione previsto nelle Tabelle I o II della Norma CEI-UNEL 35025

I_Z = Portata del cavo nella condizione d'installazione specificata (tipo di posa e temperatura ambiente)

I_f = Corrente che assicura l'effettivo funzionamento del dispositivo di protezione entro il tempo convenzionale in condizioni definite.

Per la parte in corrente continua, non protetta da interruttori automatici o fusibili nei confronti delle sovracorrenti e del corto circuito, I_B risulta pari alla corrente nominale dei moduli fotovoltaici in corrispondenza della loro potenza di picco, mentre I_N e I_f possono entrambe essere poste uguali alla corrente di corto circuito dei moduli stessi, rappresentando questa un valore massimo non superabile in qualsiasi condizione operativa. In assenza di dispositivi di protezione contro le sovracorrenti, la seconda relazione non risulta applicabile alla parte in corrente continua.

PROTEZIONE CONTRO IL CORTO CIRCUITO

Per la parte di circuito in corrente continua, la protezione contro il corto circuito è assicurata dalla caratteristica tensione-corrente dei moduli fotovoltaici che limita la corrente di corto circuito degli stessi a valori noti e di poco superiori alla loro corrente nominale. Pertanto, avendo già tenuto conto di tali valori nel calcolo della portata dei cavi in regime permanente, anche la protezione contro il corto circuito risulta assicurata.

Per ciò che riguarda il circuito in corrente alternata, la protezione contro il corto circuito è assicurata dal dispositivo limitatore contenuto all'interno di ciascun inverter.

CADUTE DI TENSIONE

I cavi sono dimensionati facendo riferimento alle tabelle CEI UNEL 35364, 35747 e 35756 per i cavi in rame. Per i circuiti lato corrente continua le cadute di tensione sono state limitate

entro l'2%. Allo stesso modo, anche per i circuiti lato corrente alternata le cadute di tensione sono state limitate entro l'2%. Tali valori includono anche le cadute di tensione nei quadri.

POSA DEI CAVI IN TUBI

La percentuale della sezione dei cavidotti occupata dai cavi è inferiore al 50%, come prescritto dalle norme CEI 64-8.

4.16. Collegamenti elettrici in Media Tensione e relativi calcoli

Tensione nominale: 30 kV \pm 5%

Frequenza nominale: 50 Hz \pm 2%

Sistema di collegamento del neutro: isolato.

CARATTERISTICHE DEL CAVO DI MEDIA TENSIONE

Cavo armato per posa direttamente interrata: ARE4H5E 18/30(36)kV

Materiale del conduttore: Alluminio

Temperatura massima: 90°C in condizioni di esercizio normali
250°C in condizioni di corto circuito

Tensioni di riferimento 18/30 kV

Tensione nominale 30 kV

Tensione nominale massima di impiego 36 kV

MEDIA TENSIONE - APPLICAZIONI TERRESTRI E/O EOLICHE / MEDIUM VOLTAGE - GROUND AND/OR WIND FARM APPLICATION

ARE4H5E COMPACT

Unipolare 12/20 kV e 18/30 kV
Single core 12/20 kV and 18/30 kV



Norma di riferimento
HD 620/IEC 60502-2

Descrizione del cavo

Anima

Conduttore a corda rotonda compatta di alluminio

Semiconduttivo interno

Miscela estrusa

Isolante

Miscela di polietilene reticolato (qualità DIX 8)

Semiconduttivo esterno

Miscela estrusa

Rivestimento protettivo

Nastro semiconduttore igroespandente

Schermatura

Nastro di alluminio avvolto a cilindro longitudinale
(Rmax 3Q/Km)

Gualina

Polietilene: colore rosso (qualità DMP 2)

Marchatura

PRYSMIAN (**) ARE4H5E <ensione>
<sezione> <anno>

(**) sigla sito produttivo

Marchatura in rilievo ogni metro
Marchatura metrica ad inchiostro

Applicazioni

Il cavo rispetta le prescrizioni della norma HD 620 per quanto riguarda l'isolante; per tutte le altre caratteristiche rispetta le prescrizioni della IEC 60502-2.

Accessori idonei

Terminali

ELTI-1C (pag. 115), ELTO-1C (pag. 118), FMCS 250 (pag. 128),
FMCE (pag. 130), FMCTS-400 (pag. 132),
FMCTXs-630/C (pag. 136)

Giunti

ECOSPEED™ (pag. 140)

Standard

HD 620/IEC 60502-2

Cable design

Core

Compact stranded aluminium conductor

Inner semi-conducting layer

Extruded compound

Insulation

Cross-linked polyethylene compound (type DIX 8)

Outer semi-conducting layer

Extruded compound

Protective layer

Semiconductive watertight tape

Screen

Aluminium tape longitudinally applied
(Rmax 3Q/Km)

Sheath

Polyethylene: red colour (DMP 2 type)

Marking

PRYSMIAN (**) ARE4H5E <rated voltage>
<cross-section> <year>

(**) production site label

Embossed marking each meter
Ink-jet meter marking

Applications

According to the HD 620 standard for insulation, and the IEC 60502-2 for the other characteristics.

Suitable accessories

Terminations

ELTI-1C (pag. 115), ELTO-1C (pag. 118), FMCS 250 (pag. 128),
FMCE (pag. 130), FMCTS-400 (pag. 132),
FMCTXs-630/C (pag. 136)

Joints

ECOSPEED™ (pag. 140)



Condizioni di posa / Laying conditions



Realizzazione di un impianto agrivoltaico della potenza nominale in DC di 60,501 MWp e potenza AC di 51,00 MW denominato "Lama di Pozzo" e delle relative opere di connessione alla Rete di Trasmissione dell'energia elettrica Nazionale (RTN) in zona agricola del Comune di Castellaneta (TA) e Comune di Ginosa (TA).

MEDIA TENSIONE - APPLICAZIONI TERRESTRI E/O EOLICHE / *MEDIUM VOLTAGE - GROUND AND/OR WIND FARM APPLICATION*

ARE4H5E COMPACT

 Unipolare 12/20 kV e 18/30 kV
 Single core 12/20 kV and 18/30 kV

Conduttore di alluminio / Aluminium conductor - ARE4H5E

sezione nominale	diametro conduttore	diametro sull'isolante	diametro esterno nominale	massa indicativa del cavo	raggio minimo di curvatura	sezione nominale	portata di corrente in aria	potà interrata a trifoglio	
conductor cross-section	conductor diameter	diameter over insulation	nominal outer diameter	approximate weight	minimum bending radius	conductor cross-section	open air installation	undvrground installation	trifolil
(mm ²)	(mm)	(mm)	(mm)	(kg/km)	(mm)	(mm ²)	(A)	p=1 °C m/W	p=2 °C m/W

Dati costruttivi / Construction charact. - 12/20 kV

50	8,2	11,9	28	580	370
70	9,7	20,8	29	650	380
95	11,4	22,1	30	740	400
120	12,9	23,2	32	840	430
150	14,0	24,3	33	930	440
185	15,8	26,1	35	1090	470
240	18,2	28,5	37	1310	490
300	20,8	31,7	42	1560	550
400	23,8	34,9	45	1930	610
500	26,7	37,8	48	2320	650
630	30,5	42,4	53	2880	700

Caratt. elettriche / Electrical charact. - 12/20 kV

50	186	175	154
70	230	214	164
95	280	256	197
120	323	291	223
150	365	325	250
185	421	368	283
240	500	427	328
300	578	483	371
400	676	551	423
500	787	627	482
630	916	712	547

Dati costruttivi / Construction charact. - 18/30 kV

50	8,2	25,5	34	830	450
70	9,7	25,6	34	870	450
95	11,4	26,5	35	950	470
120	12,9	27,4	36	1040	470
150	14,0	28,1	37	1130	490
185	15,8	29,5	38	1260	510
240	18,2	31,5	41	1480	550
300	20,8	34,7	44	1740	590
400	23,8	37,9	48	2130	650
500	26,7	41,0	51	2550	690
630	30,5	45,6	56	3130	760

Caratt. elettriche / Electrical charact. - 18/30 kV

50	190	175	154
70	235	213	164
95	285	255	196
120	328	291	223
150	370	324	249
185	425	368	283
240	503	426	327
300	581	480	369
400	680	549	422
500	789	624	479
630	918	709	545

Realizzazione di un impianto agrivoltaico della potenza nominale in DC di 60,501 MWp e potenza AC di 51,00 MW denominato "Lama di Pozzo" e delle relative opere di connessione alla Rete di Trasmissione dell'energia elettrica Nazionale (RTN) in zona agricola del Comune di Castellaneta (TA) e Comune di Ginosa (TA).

DIMENSIONAMENTO DEI CAVI DI MEDIA TENSIONE

Il dimensionamento dei cavi in media tensione, ovvero la determinazione della sezione ottimale, è eseguita tenendo in considerazione i seguenti parametri:

- modalità di installazione secondo le Norme IEC e CEI-UNEL
- temperatura di riferimento dell'aria 40°C
- temperatura di riferimento del terreno 20°C a 1 m di profondità
- resistività termica massima del terreno 1°K m/W

I suddetti dati sono in accordo a quanto indicato nell'appendice A della Norma CEI 20-21.

Inoltre, per il dimensionamento dei cavi è utilizzata la loro corrente di impiego.

Pertanto, il dimensionamento dei cavi è realizzato considerando il seguente schema operativo:

- dimensionamento termico in riferimento alla massima temperatura sopportabile dall'isolamento dei cavi, nelle normali condizioni di esercizio e di corto circuito, definendo la corrente di impiego (I_b), la portata e considerando le reali condizioni di posa rispetto alle condizioni ideali di riferimento;
- verifica della caduta di tensione ammissibile;
- verifica della massima corrente di corto circuito sopportabile dal cavo.

VALORI AMMISSIBILI DELLA CADUTA DI TENSIONE

La massima caduta di tensione ammissibile riferita, alla tensione nominale di funzionamento dell'impianto per ogni tipo di alimentazione è il 2%.

TIPI DI INSTALLAZIONE

In accordo alle modalità di installazione espresse dalla Norma CEI 11-17 i tipi di installazione previsti e adottati per l'impianto in esame sono:

Cavi unipolari e multipolari interrati direttamente nel terreno: tipo di installazione "L-M1-M2" per la Norma CEI 11-17.

Per i cavi unipolari si adotta la disposizione a trifoglio, con terne separate di una distanza pari a due volte il diametro esterno del cavo. I cavi tripolari vengono posati a una distanza pari al diametro esterno del cavo.

CALCOLO DELLA PORTATA EFFETTIVA

La portata di un cavo (I_z) è determinata in base ai seguenti fattori:

- temperatura dell'ambiente circostante,
- presenza o meno di conduttori attivi adiacenti,
- reale tipo di installazione.

Normalmente le portate non corrette dei cavi sono riferite dalle Norme alla sottoindicata condizione di installazione di riferimento:

- 30°C come temperatura ambiente di riferimento per i cavi posati in aria,
- 20°C come temperatura ambiente di riferimento per i cavi interrati,
- assenza di conduttori attivi adiacenti a quello in esame.

Pertanto, verranno impiegati opportuni coefficienti di correzione per determinare l'effettivo valore della portata di un cavo (I'_z) riferita alle reali condizioni di posa.

Questi coefficienti saranno:

- K1 coefficiente di correzione della temperatura ambiente (la temperatura ambiente è da intendersi come la temperatura riferita all'ambiente di posa)
- K2 coefficiente di correzione per profondità di posa
- K3 coefficiente di correzione per resistività del terreno diversa da 1 m °K/W.
- K4 coefficiente di correzione per presenza di conduttori adiacenti

L'effettiva portata di un cavo sarà:

$$I'_z = I_z * K1 * K2 * K3 * K4$$

DIMENSIONAMENTO E VERIFICHE**Dimensionamento termico**

I calcoli di dimensionamento termico dei cavi sono eseguiti per assicurare che la temperatura finale del cavo non superi la temperatura massima ammissibile per i componenti al fine di evitare un loro rapido deterioramento.

Il dimensionamento termico considera i seguenti fattori:

- temperatura di riferimento dell'aria ambiente 30°C
- temperatura di riferimento del suolo 20°C
- resistività termica del terreno 1°C m/W
- temperatura massima in condizioni di esercizio normali 105°C
- temperatura massima in condizioni di corto circuito 300°C
- tipo di conduttore alluminio
- tipo di isolamento HEPR
- tensione di riferimento 18/30 kV
- portata teorica dei cavi

Verifica della massima corrente di corto circuito sopportabile

La corrente ammissibile durante il corto circuito di un cavo è limitata dalla massima temperatura ammissibile per il conduttore e dalla durata del corto circuito.

Per i cavi isolati in mescola elastomerica reticolata di qualità HEPR la massima temperatura ammessa al termine del corto circuito è di 300°C.

La durata del corto circuito è in funzione del tempo di intervento delle protezioni che può essere stabilito in 500ms.

Il valore di corrente di corto circuito impiegato nei calcoli di verifica è assunto pari alla corrente di corto circuito ammissibile per il sistema di media tensione a 30 kV (16 kA). Viene trascurato il contributo dei motori asincroni di media e bassa tensione, in quanto essendo un fenomeno transitorio che si esaurisce in pochi periodi successivi all'insorgere del guasto, non ha influenza sul comportamento termico del cavo.

La corrente può essere determinata con la seguente formula:

$$I_{cc} = \frac{K \cdot S}{\sqrt{t}}$$

dove:

I_{cc} corrente di corto circuito (A)

S sezione del conduttore di rame (mm²)

t durata del corto circuito (tempo di intervento delle protezioni)

K coefficiente che dipende dalle caratteristiche del materiale conduttore e dalla differenza di temperatura all'inizio e alla fine del corto circuito.

Con temperatura del conduttore all'inizio di 105°C e alla fine del corto circuito di 3000°C per conduttore di rame K=143, per conduttore di alluminio K=87.

La suddetta formula consente di verificare che la sezione scelta è in grado di sopportare la massima corrente di guasto prevista per il sistema di media tensione in esame in funzione del tempo di intervento delle protezioni rispettando i limiti ammissibili di temperatura.

Verifica della massima caduta di tensione

Il dimensionamento delle condutture elettriche deve essere tale da mantenere, in condizioni normali di esercizio, la caduta di tensione tra l'origine dell'impianto utilizzatore e qualunque apparecchio utilizzatore entro i limiti ammessi e definiti.

La caduta di tensione in linea è calcolata con la seguente formula:

$$\Delta V = K \times L \times I \times (R \times \cos \varphi + X \times \sin \varphi)$$

- nella quale:
- L = lunghezza della linea espressa in km
 - I = corrente di impiego o corrente di taratura espressa in A
 - R = resistenza (a 80°) della linea in Ω
 - X = reattanza della linea in Ω
 - Cos φ = fattore di potenza
 - k = 1,73 per linee trifasi.

Se un cavo di determinata sezione, calcolata secondo i criteri di dimensionamento, soddisfa le verifiche esposte nel presente paragrafo, si ritiene idoneo all'impiego nelle condizioni di posa specificate e per l'alimentazione dell'utenza in esame.

Verifica della massima corrente di corto circuito sopportabile

a corrente ammissibile durante il corto circuito di un cavo è limitata dalla massima temperatura ammissibile per il conduttore e dalla durata del corto circuito.

Per i cavi isolati in mescola elastomerica reticolata di qualità HEPR la massima temperatura ammessa al termine del corto circuito è di 300°C.

La durata del corto circuito è in funzione del tempo di intervento delle protezioni che può essere stabilito in 500ms.

Il valore di corrente di corto circuito impiegato nei calcoli di verifica è assunto pari alla corrente di corto circuito ammissibile per il sistema di media tensione a 30 kV (16 kA). Viene trascurato il contributo dei motori asincroni di media e bassa tensione, in quanto essendo un fenomeno transitorio che si esaurisce in pochi periodi successivi all'insorgere del guasto, non ha influenza sul comportamento termico del cavo.

La corrente può essere determinata con la seguente formula:

$$I_{cc} = \frac{K \cdot S}{\sqrt{t}}$$

dove:

I_{cc} corrente di corto circuito (A)

S sezione del conduttore di rame (mm²)

t durata del corto circuito (tempo di intervento delle protezioni)

K coefficiente che dipende dalle caratteristiche del materiale conduttore e dalla differenza di temperatura all'inizio e alla fine del corto circuito.

Con temperatura del conduttore all'inizio di 105°C e alla fine del corto circuito di 3000°C per conduttore di rame K=143, per conduttore di alluminio K=87.

La suddetta formula consente di verificare che la sezione scelta è in grado di sopportare la massima corrente di guasto prevista per il sistema di media tensione in esame in funzione del tempo di intervento delle protezioni rispettando i limiti ammissibili di temperatura.

Verifica della massima caduta di tensione

Il dimensionamento delle condutture elettriche deve essere tale da mantenere, in condizioni normali di esercizio, la caduta di tensione tra l'origine dell'impianto utilizzatore e qualunque apparecchio utilizzatore entro i limiti ammessi e definiti.

La caduta di tensione in linea è calcolata con la seguente formula:

$$\Delta V = K \times L \times I \times (R \times \cos \varphi + X \times \sin \varphi)$$

nella quale: L = lunghezza della linea espressa in km
I = corrente di impiego o corrente di taratura espressa in A
R = resistenza (a 80°) della linea in Ω
X = reattanza della linea in Ω
Cos φ = fattore di potenza
k = 1,73 per linee trifasi.

Se un cavo di determinata sezione, calcolata secondo i criteri di dimensionamento, soddisfa le verifiche espone nel presente paragrafo, si ritiene idoneo all'impiego nelle condizioni di posa specificate e per l'alimentazione dell'utenza in esame.

4.17. Dimensionamento linea di connessione alla S.E.

L'energia prodotta dal parco agrovoltaiico è immessa nella cabina di elevazione 30/36 kV mediante n.4 terne di cavi unipolari (due terne da 630 mmq provenienti dalla "Cabina di partenza 1 per sottostazione", una terna da 300 mmq proveniente da "Cabina di partenza 2 per sottostazione" e una terna da 630 mmq proveniente da "Cabina di partenza 3 per sottostazione") posati in apposite trincee realizzate lungo la viabilità esistente ed in parte nei terreni di proprietà privata avente caratteristica di terreno agricolo; l'elaborato TAV_06_F "Caratteristiche cavi MT e sezioni delle trincee e posa cavi" riporta le dimensioni delle trincee e le modalità di posa.

La posa in opera dei cavi dovrà soddisfare tutti i requisiti imposti dalla normativa vigente e dalle norme tecniche ed in particolare le CEI 11-17 e 11-1. Pertanto, le trincee saranno realizzate per la posa di 3 cavi tripolari disposti su un piano.

L'elaborato TAV_06_B "Corografia CTR con impianti" riporta i percorsi dei cavi ed il numero di cavi da posare.

Il cavo sarà del tipo unipolare, con conduttori in alluminio, schermo metallico e guaina in PVC di sezione 185, 240, 300, 500 e 630 mmq.

Nella Tabella 1 sono riportate le caratteristiche elettriche dell'elettrodotto MT mentre, nella Tabella 2 sono riportate le caratteristiche elettriche dei cavi utili all'alimentazione dei servizi ausiliari.

Dalla suddetta tabella è possibile evincere la lunghezza del collegamento dal parco agrovoltaiico al quadro MT della stazione di trasformazione 30/36 kV, la capacità di trasporto in corrente (in funzione del tipo di posa e del coefficiente termico del terreno), la sezione del cavo prevista, nonché le perdite calcolate alla potenza massima erogata dal PFV.

Tabella 1 – Caratteristiche elettrodotto MT

TRATTA (da ... a ...)		Potenza AC [kW] ² (ΣP_{inv})	Lungh. [m] ¹ (compresa di scorte)	Ib [A] Corrente nominale circuito	Sez. [mmq]	Tipo Cavo	N. terne trincea	ΔU %
CAB DI TRA 1	CAB DI TRA 2	1.600	900	32	185	ARE4H5E 18/30 kV	1	0,036
CAB DI TRA 2	CAB DI TRA 3	6.080	662	113	185	ARE4H5E 18/30 kV	1	0,09
CAB DI TRA 3	CAB DI TRA 4	8.960	240	170	185	ARE4H5E 18/30 kV	1	0,05
CAB DI TRA 4	CAB DI RACC 1	11.840	260	226	300	ARE4H5E 18/30 kV	1	0,05
CAB DI RACC 1	CAB DI PARTENZA 1 PER SOTT	11.840	5.012	226	630	ARE4H5E 18/30 kV	1	0,48
³ CAB DI TRA 6	CAB DI TRA 7	2.880	285	57	185	ARE4H5E 18/30 kV	1	0,03
CAB DI TRA 7	CAB DI TRA 5	6.720	903	133	185	ARE4H5E 18/30 kV	1	0,16
CAB DI TRA 5	CAB DI RACC 2	11.200	365	221	300	ARE4H5E 18/30 kV	1	0,07

CAB DI RACC 2	CAB DI PARTENZA 1 PER SOTT	11.200	954	221	630	ARE4H5E 18/30 kV	1	0,09
CAB DI TRA 8	CAB DI PARTENZA 1 PER SOTT	4.480	542	88	185	ARE4H5E 18/30 kV	1	0,07
CAB DI TRA 9	CAB DI TRA 10	1.600	687	32	185	ARE4H5E 18/30 kV	1	0,03
CAB DI TRA 10	CAB DI TRA 11	5.440	84	107	185	ARE4H5E 18/30 kV	1	0,012
CAB DI TRA 11	CAB DI PARTENZA 2 PER SOTT	9.280	470	182	300	ARE4H5E 18/30 kV	1	0,07
³ CAB DI TRA 15	CAB DI TRA 14	2.560	200	51	185	ARE4H5E 18/30 kV	1	0,013
CAB DI TRA 14	CAB DI TRA 13	5.440	140	107	185	ARE4H5E 18/30 kV	1	0,019
CAB DI TRA 13	CAB DI TRA 12	9.920	597	195	185	ARE4H5E 18/30 kV	1	0,15
CAB DI TRA 12	CAB DI PARTENZA 3 PER SOTT	14.400	426	283	300	ARE4H5E 18/30 kV	1	0,1
⁴ CAB DI PARTENZA 1 PER SOTT	LOCALE QUADRI MT SSE CAST	27.520	1580	541	630	ARE4H5E 18/30 kV	2	0,19
⁴ CAB DI PARTENZA 2 PER SOTT	LOCALE QUADRI MT SSE CAST	9.280	1660	182	630	ARE4H5E 18/30 kV	1	0,13

⁴ CAB DI PARTENZA 3 PER SOTT	LOCALE QUADRI MT SSE CAST	14.400	1720	283	630	ARE4H5E 18/30 kV	1	0,3
LOCALE QUADRI MT	TR MT/AT	51.200	70	1001	630	ARE4H5E 18/30 kV	3	0,004

¹ La lunghezza dei cavi è stata misurata da percorso georeferito su file .dwg aggiungendo ≈15 m di scorta all'arrivo di ogni cabina.

² La Potenza AC viene intesa come sommatoria delle Potenza AC dei rispettivi inverter (aventi Potenza AC pari a 320 kW) delle singole cabine di trasformazione.

³ La sequenza di collegamento rispecchia l'ordine (destra-sinistra nel primo caso e sinistra-destra nel secondo) riportato sullo schema elettrico unifilare.

⁴ Alle rispettive lunghezze rilevate da file .dwg georeferito, sono stati aggiunti ≈60 m.

Tabella 2 – Caratteristiche elettrodotti cavi alimentazione servizi ausiliari

TRATTA (da ... a ...)		Potenza AC [kW] ² (ΣP_{inv})	Lungh. [m] ¹ (compresa di scorte)	Sez. [mmq]	Tipo Cavo	ΔU %
CAB DI TRA 4	CAB DI RACC 1	⁵ 10	260	16	FG16OR16 5G16	2,48
CAB DI TRA 5	CAB DI RACC 2	10	365	25	FG16OR16 5G25	2,23
CAB DI TRA 8	CAB DI PARTENZA 1 PER SOTT	10	542	35	FG16OR16 5G35	2,41
CAB DI TRA 11	CAB DI PARTENZA 2 PER SOTT	10	470	35	FG16OR16 5G35	2,09
CAB DI TRA 12	CAB DI PARTENZA 3 PER SOTT	10	426	35	FG16OR16 5G35	1,89

⁵ Come Potenza fornita per l'alimentazione dei servizi ausiliari, è stata ipotizzata 10 kW.

4.18. Rete di Terra

Il sistema di terra comprende le maglie interrato intorno alle cabine, i collegamenti tra le cabine e i collegamenti equipotenziali per la protezione dai contatti indiretti, fino ai quadri di parallelo (QP). Ciascuna maglia di terra avrà un layout secondo quanto riportato nei disegni di progetto.

L'estensione della rete di terra, realizzata con corda di rame nudo interrato e collegata alle armature di fondazione, dovrebbe garantire un valore della resistenza di terra sufficientemente basso. Solo in caso di necessità in fase di collaudo, a posa e rinterro avvenuto, si procederà all'installazione di picchetti dispersori aggiuntivi.

Tutte le parti metalliche della sezione di impianto in corrente continua (quadri elettrici, SPD, strutture metalliche di sostegno) devono essere rese equipotenziali al terreno, mediante collegamento diretto con la corda di rame nudo interrato.

Tutte le parti metalliche della sezione di impianto in corrente alternata (convertitori, quadri elettrici, SPD, trasformatori) devono essere rese equipotenziali al terreno, mediante collegamento con il centro-stella dei trasformatori MT/bt, a loro volta messi a terra.

I collegamenti di terra sono eseguiti a "regola d'arte" da personale qualificato.

La rete di terra è realizzata con i seguenti componenti principali:

- Conduttori di terra:
 - corda di rame nudo da 95 mm²
 - corda di rame nudo da 35 mm²
 - cavo di rame da 240 mm² con guaina giallo/verde
 - cavo di rame da 50 mm² con guaina giallo/verde
 - cavo di rame da 35 mm² con guaina giallo/verde
- (eventuale) picchetti dispersori a croce in acciaio zincato da 2 m, con i relativi pozzetti di ispezione in plastica

I conduttori di terra, ove prescritto, devono essere interrati appena possibile. Le connessioni elettriche interrato devono essere realizzate con morsetti a compressione. Le connessioni fuori terra devono essere realizzate con morsetti o con piastre di derivazione.

A distanza regolare devono essere realizzati dei pozzetti di derivazione per agevolare i collegamenti fuori terra. Tutte le connessioni devono essere realizzate con materiali resistenti alla corrosione.

STRUTTURE DI SOSTEGNO DEI MODULI FOTOVOLTAICI

Ciascuna struttura di sostegno dei moduli fotovoltaici deve essere collegata ai picchetti mediante una corda di rame nudo 25 mm². La corda di rame deve essere collegata alla struttura tramite capocorda ad occhiello, bullone e rondella in acciaio zincato, fissati nell'apposito foro previsto. La corda di rame deve essere interrata appena possibile.

CONVERTITORI

Le parti metalliche non in tensione di ciascun convertitore devono essere collegate con il centro-stella del trasformatore MT/bt mediante un cavo giallo/verde da 35 mm².

QUADRO DI PARALLELO IN CORRENTE CONTINUA (QP)

Le parti metalliche non in tensione del quadro di parallelo in corrente alternata devono essere collegate con il centro-stella del trasformatore MT/bt mediante un cavo giallo/verde da 35 mm².

4.19. Sistema di Supervisione dell'impianto AgroPV

Per la gestione ed il monitoraggio del sistema FV è prevista la realizzazione di un sistema di supervisione in grado di gestire l'impianto ed in grado di poter gestire eventuali espansioni future.

La finalità del sistema è quella di sorvegliare il regolare funzionamento del sistema garantendo continuità di esercizio e sicurezza verso il personale e verso i beni.

L'architettura prevista per il sistema si fonda sul seguente schema a tre livelli:

1. Al primo livello si trovano i dispositivi di quadro e di campo ovvero interruttori/sezionatori. Allo stesso modo appartengono concettualmente a questo livello le unità digitali a microprocessore dedicate allo svolgimento di specifici compiti sull'impianto elettrico: relè di protezione MT, unità di misura multifunzione o contatori energetici, centraline di controllo degli inverter CC/CA;

2. Al secondo livello si trova il dispositivo d'automazione (PLC) dedicato all'acquisizione ed all'eventuale controllo dei dispositivi del precedente livello nonché all'implementazione di logiche ed automatismi dell'impianto;
3. Il terzo livello è quello di presentazione ed è costituito da almeno un terminale operatore locale grazie al quale sarà possibile visualizzare in qualunque istante lo stato dell'impianto gestito (configurazione dello stesso, allarmi attivi, trend di misura...).

La rete di comunicazione principale del sistema che permetterà il colloquio tra la postazione di supervisione, il dispositivo di automazione (PLC) e tra quest'ultimo e le apparecchiature di campo intelligenti (protezioni, strumenti multifunzione ecc..) sarà costituito in maniera mista in fibra ottica e da una rete Ethernet TCP/IP per il collegamento dei terminali.

Il protocollo impiegato per tale comunicazione sarà lo standard ModBus TCP/IP.

Il PLC scambierà i dati con la postazione di supervisione locale dell'impianto costituita da un PC industriale montato sul fronte del suddetto armadio d'automazione.

Sul PC verrà installato l'applicativo di supervisione appositamente sviluppato per la gestione completa del lotto elettrico e per l'acquisizione e contabilizzazione dei consumi energetici.

In fine tramite il PLC stesso sarà possibile la gestione di un modem Web GSM che consente l'invio di messaggi SMS sul cellulare del manutentore/operatore elettrico alla comparsa di allarmi critici sull'impianto gestito.

Il sistema di supervisione gestirà anche tutto il circuito di videosorveglianza andando ad attivare tutte le politiche necessarie in caso di effrazione.

4.20. Misure di Protezione contro i Contatti Diretti

Ogni parte elettrica dell'impianto, sia in corrente alternata che in corrente continua, è da considerarsi in bassa tensione.

La protezione contro i contatti diretti è assicurata dall'utilizzo dei seguenti accorgimenti:

- utilizzo di componenti aventi un idoneo grado di protezione alla penetrazione di solidi e liquidi;
- collegamenti effettuati utilizzando cavo rivestito con guaina esterna protettiva, idoneo per la tensione nominale utilizzata e alloggiato in condotto portacavi (canale o tubo a seconda del tratto) idoneo allo scopo. Alcuni brevi tratti di collegamento tra i moduli fotovoltaici non risultano alloggiati in tubi o canali. Questi collegamenti, tuttavia, essendo protetti dai moduli stessi, non sono soggetti a sollecitazioni meccaniche di alcun tipo, né risultano ubicati in luoghi ove sussistano rischi di danneggiamento.

4.21. Misure di Protezione contro i Contatti Indiretti

Sistema in corrente continua (IT) e rete di terra

Il sistema in corrente continua costituito dalle serie di moduli fotovoltaici e dai loro collegamenti agli inverter è un sistema denominato flottante cioè senza punto di contatto a terra.

La protezione nei confronti dei contatti indiretti è assicurata, in questo caso, dalle seguenti caratteristiche dei componenti e del circuito:

- protezione differenziale $I_{\Delta N} \geq 30 \text{ mA}$
- collegamento al conduttore PE delle carcasse metalliche.

L'elevato numero di moduli fotovoltaici suggerisce misure di protezione aggiuntive rispetto a quanto prescritto dalle norme CEI 64-8, le quali consistono nel collegamento equipotenziale di ogni struttura di sostegno.

Sistema in corrente alternata (TN)

L'inverter e quanto contenuto nei quadri elettrici c.a. sono collegati al sistema di terra dell'impianto e pertanto fanno parte del sistema elettrico TN di quest'ultimo.

La protezione contro i contatti indiretti è assicurata dai seguenti accorgimenti:

- collegamento al conduttore di protezione PE di tutte le masse;
- i dispositivi di protezione inseriti nel quadro di distribuzione b.t. intervengono in caso di primo guasto verso terra con un ritardo massimo di 0,4 secondi, oppure entro 5 secondi con la tensione sulle masse in quel periodo non superiore a 50 V.

4.22. Misure di Protezione contro gli Effetti delle Scariche Atmosferiche

Fulminazione diretta

L'impianto fotovoltaico non influisce, in modo apprezzabile, sulla forma o volumetria e pertanto non aumenta la probabilità di fulminazione diretta sul sito.

Fulminazione indiretta

L'abbattersi di scariche atmosferiche in prossimità dell'impianto può provocare il concatenamento del flusso magnetico associato alla corrente di fulmine con i circuiti dell'impianto fotovoltaico, così da provocare sovratensioni in grado di mettere fuori uso i componenti tra cui, in particolare, gli inverter.

I terminali di ciascuna stringa fotovoltaica e i morsetti lato continua degli inverter devono essere protetti internamente con scaricatori di sovratensione.

4.23. Viabilità interna

L'area su cui sarà realizzato l'impianto ha una superficie complessiva di circa 116,1458 ha. Per muoversi agevolmente all'interno dell'area ai fini delle manutenzioni e per raggiungere le aree tecniche/cabinati verranno realizzate le strade interne strettamente necessarie a raggiungere in maniera agevole tutti i punti dell'impianto. La viabilità interna sarà del tipo drenante e verrà realizzata con misto stabilizzato, pertanto non sarà ridotta la permeabilità del suolo. Per quanto concerne l'andamento plano-altimetrico dei tratti costituenti la viabilità interna, si sottolinea che quest'ultima verrà realizzata seguendo, come criterio progettuale, quello di limitare le movimentazioni di terra nel rispetto dell'ambiente circostante. Questo è possibile realizzarlo in quanto le livellette stradali seguiranno l'andamento naturale del terreno stesso.

Laddove la viabilità di servizio interseca i reticoli idraulici, non si realizzerà il pacchetto stradale con pietrisco ma la viabilità sarà semplicemente realizzata in terra battuta.

4.24. Recinzione

Per garantire la sicurezza dell'impianto, tutta l'area di intervento sarà recintata mediante rete metallica a maglia larga, sostenuta da pali in acciaio zincato infissi nel terreno. L'altezza complessiva della recinzione che si realizzerà sarà complessivamente di 2.00 m.

La presenza di una recinzione di apprezzabile lunghezza potrebbe avere ripercussioni negative in termini di deframmentazione degli habitat o di eliminazione di habitat essenziali per lo svolgimento di alcune fasi biologiche della piccola/media fauna selvatica presente in loco.

Per evitare il verificarsi di situazioni che potrebbero danneggiare l'ecosistema locale tutta la recinzione verrà posta ad un'altezza di 30 cm dal suolo, per consentire il libero transito della fauna di piccola e media taglia tipica del luogo. Tale altezza dal suolo si ritiene adeguata anche in base alla mappatura delle specie riscontrata in sito. Così facendo la recinzione non costituirà una barriera e non creerà frammentazione del territorio.

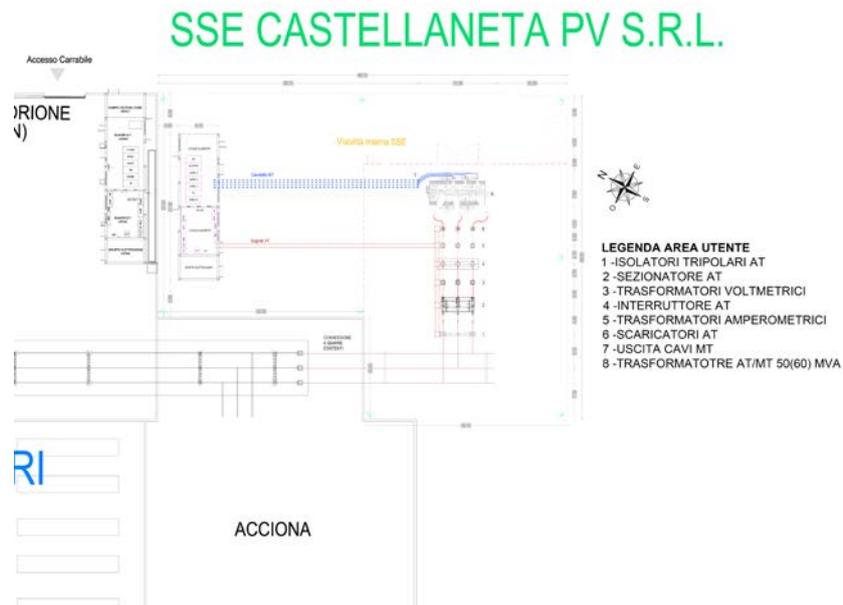
I dettagli progettuali della recinzione sono riportati nell'elaborato grafico aggiornato **TAV02_B**

4.25. Cabina di trasformazione 30/150 kV

La realizzazione delle opere di utenza (SET utente e sistema di sbarre) per la connessione alla Rete Elettrica Nazionale di proprietà Terna S.p.A. permetteranno l'immissione nella stessa dell'energia prodotta dal campo agrovoltaiico del produttore; per il collegamento delle quali occorrerà collegarsi, previo innalzamento da 30 a 150 Kv allo stallo AT della SE RTN, come richiesto da Terna nella Soluzione Tecnica Minima Generale.

La stazione di elevazione MT/AT verrà realizzata per la messa in parallelo verso la rete elettrica nazionale.

CABINA DI ELEVAZIONE MT/AT E STAZIONE ELETTRICA TERNA

LAYOUT CABINA DI ELEVAZIONE MT


Realizzazione di un impianto agrivoltaico della potenza nominale in DC di 60,501 MWp e potenza AC di 51,00 MW denominato "Lama di Pozzo" e delle relative opere di connessione alla Rete di Trasmissione dell'energia elettrica Nazionale (RTN) in zona agricola del Comune di Castellaneta (TA) e Comune di Ginosa (TA).

La società Terna S.p.A. ha fornito alla società Castellaneta PV srl srl. in data 29/07/2020 il preventivo di connessione (STMG) avente Codice Pratica CP 202000770 per la connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) di un impianto di generazione fotovoltaica da 60,501 MW da realizzare nel Comune di Castellaneta (TA) e Ginosa (TA) denominato "LAMA DI POZZO". Tale STMG è stata poi formalmente accettata dalla società Greenergy S.r.l. in data 26/11/2020 come riportato sul portale di Terna S.p.A.

La connessione prevede il collegamento in antenna a 150 kV su un nuovo stallo della nuova stazione elettrica di trasformazione RTN 150 kV di Ginosa.

Il progetto di collegamento del suddetto impianto di produzione da fonte solare fotovoltaica alla RTN prevede la realizzazione delle seguenti opere:

- Rete in cavo interrato a 30 kV dall'impianto di produzione ad una nuova stazione di trasformazione 30/150 kV;
- N. 1 stazione elettrica di trasformazione 30/150 kV (Stazione Utente)
- N. 1 elettrodotto in cavo interrato a 150 kV per il collegamento della stazione 30/150 kV allo stallo 150 kV della SE di Ginosa.

La stazione in progetto a 30/150 kV sarà del tipo con isolamento in aria a singolo sistema di sbarra. L'attuale configurazione prevede:

- N° 1 Sistema di sbarre a 150 kV con isolamento in aria a 5 passi di sbarra;
- N° 1 Trasformatore 30/150 kV.

I servizi ausiliari saranno alimentati tramite trasformatore MT/bt, derivato dalle sbarre 30 kV di stazione. Inoltre, è previsto un gruppo elettrogeno di emergenza della potenza di 15 kW avente una autonomia di circa 40 ore di funzionamento. Le principali utenze in c.a. saranno; motori interruttori e sezionatori, illuminazione esterna e interna, scaldiglie, etc. Le utenze fondamentali quali protezione e comando, manovra interruttori e segnalazioni, saranno alimentate in c.c. 110 Vc.c. tramite batterie al piombo ermetiche, tenute in tampone da un raddrizzatore. Il dimensionamento delle batterie sarà effettuato tenendo conto della massima implementazione dell'impianto.

4.26. Operazioni inerenti al suolo

Le operazioni che interesseranno direttamente il suolo agricolo sono quelle relative alla preparazione del terreno per il transito dei mezzi e per la realizzazione delle strutture dell'impianto agrovoltaico (stringhe, cabine, cavidotti...). Dopo aver recintato l'area di cantiere si prevede la sistemazione della viabilità tra i sottocampi, delle aree sulle quali verranno posizionate le strutture di fondazione dei moduli fotovoltaici (pali vibro infissi) e delle cabine prefabbricate. Le già menzionate operazioni verranno effettuate evitando le opere di sbancamento, poiché le livellette della viabilità interna verranno realizzate seguendo il naturale profilo altimetrico dell'area interna all'impianto e l'asportazione di materiale al di sotto delle stringhe fotovoltaiche non è tale da causare una variazione dell'andamento naturale del terreno. In questo modo, non si andrà ad alterare l'equilibrio idrogeologico dell'area.

E' prevista la semina di essenze miglioratrici della qualità dei terreni, del tipo azotofissatrici quali leguminose autoriseminanti, per le aree lasciate quale buffer di rispetto dalla pala eolica esistente.



4.27. Interventi per incremento della biodiversità e interventi tutela avifauna

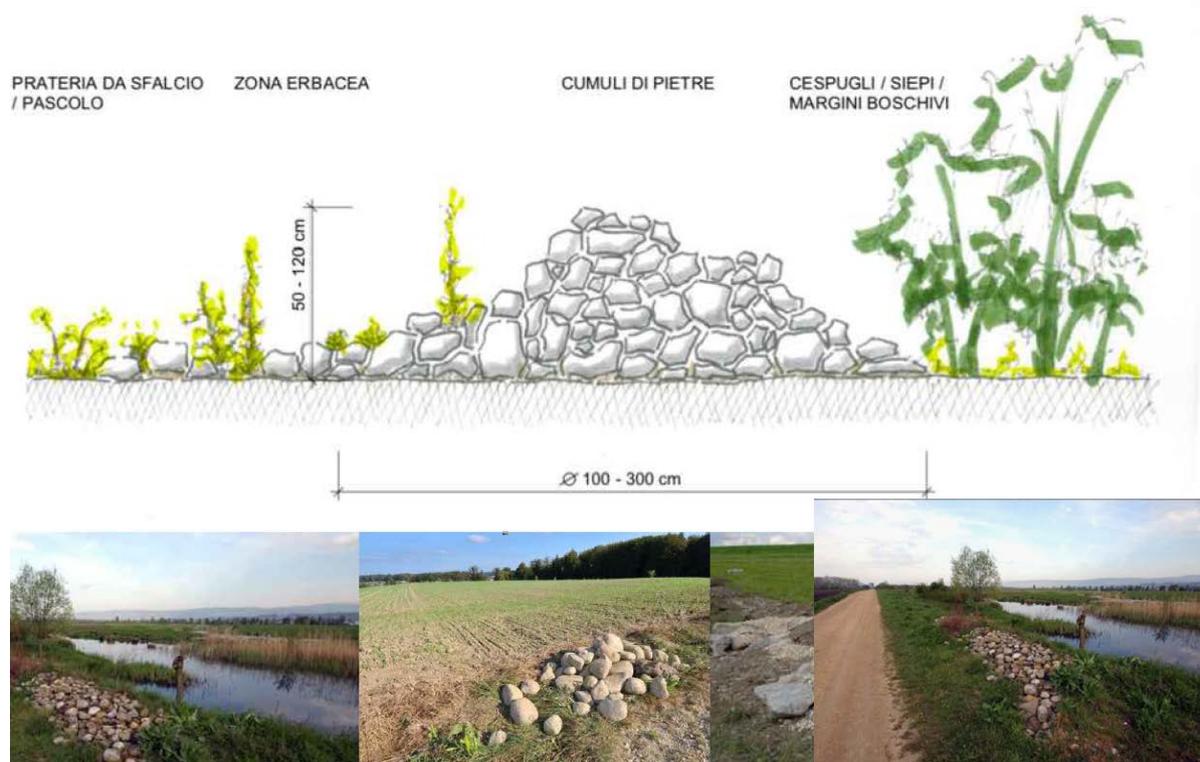
Al fine di mantenere le caratteristiche dell'ecosistema agricolo, verranno realizzati dei cumuli rocciosi adatti ad ospitare rettili, anfibi ed insetti di varie specie.

Fino a qualche decennio fa, se ne incontravano a migliaia ed erano il risultato di attività agricole. Quando si aravano i campi, venivano continuamente riportati in superficie sassi di diverse dimensioni, costringendo gli agricoltori a depositarli in ammassi o in linea ai bordi dei campi. In montagna, erano costretti a liberare regolarmente i pascoli e i prati dalle pietre che venivano trasportate da valanghe, alluvioni e frane. Qui, si potevano osservare grossi cumuli, spesso caratteristici d'inter vallate.

Essi offrono a quasi tutte le specie di rettili e ad altri piccoli animali numerosi nascondigli, postazioni soleggiate, siti per la deposizione delle uova e quartieri invernali. Grazie a queste piccole strutture il paesaggio agricolo diventa abitabile e attrattivo per numerose specie. Purtroppo, in questi ultimi decenni i cumuli di pietra sono parecchio diminuiti. Questi elementi del paesaggio ostacolavano infatti il processo d'intensificazione agricola. L'agricoltura praticata oggi giorno permetterebbe di reinstallare tali strutture offrendo così un ambiente favorevole ai rettili. Purtroppo, l'utilizzo di macchinari ha permesso di trasportare le pietre a distanze maggiori e di depositarle là dove disturbano meno, per esempio nelle vecchie cave di ghiaia o sul letto dei fiumi, dove non hanno alcuna utilità ecologica.

I cumuli di pietre stanno a testimoniare l'impronta che l'agricoltura ha lasciato sul paesaggio. Fanno parte del paesaggio rurale tradizionale. Oltretutto, si tratta dell'elemento più importante dell'habitat dei rettili. Non hanno soltanto un grande valore ecologico, ma anche culturale, storico e paesaggistico. Il mantenimento e le nuove collocazioni di cumuli di pietre e di muri a secco, è un buon metodo per favorire i rettili e molti altri piccoli animali (insetti, ragni, lumache, piccoli mammiferi, etc.) del nostro paesaggio rurale.

La realizzazione avverrà per circa 14 cumuli di sassi o "specchie" di pietre per il ricovero di rettili, anfibi e piccoli mammiferi che saranno maggiormente concentrate nelle aree umide. Saranno realizzati anche dei posatoi in legno per i rapaci sia diurni che notturni sui perimetri dell'area impianto. Le aree destinate sia a colture a perdere che ai cumuli di sassi, non saranno previste nelle vicinanze della strada provinciale al fine di evitare l'attraversamento di rettili e piccoli mammiferi della suddetta strada preservando la loro incolumità.

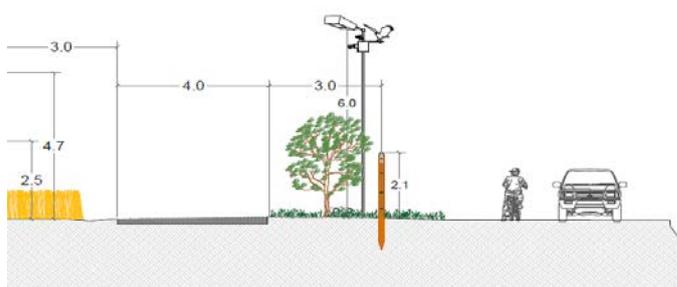


Nell'ottica di incrementare la biodiversità dell'area e mantenere attiva la componente degli insetti quali elemento indispensabile della catena alimentare, verranno dislocati all'interno dell'area di impianto case per insetti, tra cui api, case per le farfalle e case per le coccinelle. Le coccinelle sono delle eccezionali predatrici, si nutrono di numerosi insetti parassiti delle coltivazioni e ciò che le caratterizza è l'estrema specializzazione. Vi sono specie che si nutrono soprattutto di afidi, cocciniglia, acari, funghi che generano malattie crittogamiche come oidio e peronospora. Per questo motivo le coccinelle sono insetti utili fondamentali per la lotta biologica. Tutte queste strutture, inoltre, si possono costruire facilmente con uno sforzo limitato, riciclando vecchie scatole di legno o costruendone ex novo con materiale di recupero, come pallet e simili. Lo scopo è quello di creare una varietà di anfratti e rifugi in cui gli insetti possano trovare riparo e costruire i propri nidi. I materiali devono essere ovviamente grezzi, non verniciati; eventualmente si può dare una mano di impregnante alle pareti e al retro della scatola, per renderla resistente alle intemperie. I bugs, butterfly e ladybugs hotel andranno montati in punti ideali per la vita degli abitanti dei vari hotels e sicuramente posizionati in punti luminosi del corridoio ecologico, esposto a sud, che in poco tempo si popolerà di varie specie di animali, dalle forbicine alle api solitarie, dalle coccinelle alle farfalle.

Una recente ricerca dell'OS.E.AP. ha individuato sui Monti Dauni oltre 700 specie di farfalle fra diurne e notturne, ivi compresi i microlepidotteri. Tutto il materiale necessario per la costruzione sarà reperibile sul sito dell'impianto fotovoltaico utilizzando i pallet per il trasporto del materiale per la realizzazione dell'impianto, le sterpaglie presenti sul terreno, le scarti di legname come rami secchi e paglia.



Lungo tutti i lati della recinzione è prevista l'installazione di uno stallo per la sosta di volatili sulla base della struttura per l'illuminazione e la videosorveglianza (in modo alternato ogni due strutture).



4.28. Progetto agricolo e rispetto linee guida Mite su agrovoltaico

Il documento prodotto nell'ambito di un gruppo di lavoro coordinato dal MINISTERO DELLA TRANSIZIONE ECOLOGICA - DIPARTIMENTO PER L'ENERGIA, e composto da CREA - Consiglio per la ricerca in agricoltura e l'analisi dell'economia agraria; GSE - Gestore dei servizi energetici S.p.A.; ENEA - Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile; RSE - Ricerca sul sistema energetico S.p.A., descrive un impianto agrovoltaico

come un "impianto fotovoltaico che adotta soluzioni volte a preservare la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale sul sito di installazione".

Per il progetto denominato LAMA DI POZZO è prevista la continuità agricola con realtà locali e i proprietari terrieri; un progetto agricolo che prevede aree dedicate a coltivazione di:

- Grano duro (*Triticum durum* Desf)

Il grano duro viene ampiamente coltivato in questo areale come coltura principale, infatti tale coltivazione ben si presta alla successione di ortaggi. Esso fa parte di una filiera agroalimentare molto importante per la Puglia, infatti dalla sua materia prima (semola) si alimenta il distretto del pane e della pasta compreso nei comuni di Laterza, Altamura e Matera. La semina si effettua verso la fine dell'autunno inizio inverno (Dicembre) su terreno ben preparato mentre la raccolta da effettuarsi all'inizio dell'estate all'inizio di Luglio che avviene tramite la mietitrebbiatrice ottenendo delle produzioni che si attestano mediamente intorno ai 40 q/ha. La coltura si pratica in asciutto, necessita di una concimazione azotata che in questo areale raramente supera le 70/80 unità di N/ha. Dal punto di vista fitosanitario necessita di un trattamento diserbante per il contenimento delle malerbe specialmente dicotiledoni e di un trattamento anticrittogamico al momento della spigatura per il contenimento del complesso delle "Ruggini" (*Puccinia spp*)



-Trifoglio Alessandrino (*Trifolium alexandrinum* L.):

trattasi di una leguminosa foraggera annuale che ben si presta al ricaccio. È una coltura molto utilizzata nei miscugli per gli erbai da destinare come cibo in zootecnia ed è una specie che viene coltivata in asciutto la cui semina avviene in autunno.

Il trifoglio necessita di lavorazioni superficiali ed essendo una specie azotofissatrice non richiederà apporti esterni di sostanze nutritive. E' consigliabile effettuare uno sfalcio verso la seconda decade di aprile, quando ha raggiunto un'altezza massima di ca. 60 cm, ottenendo un fieno ricco di proteine da destinarsi all'alimentazione zootecnica ed ottenendo produzioni medie di fieno di circa 80 q/hq. Dopo il primo sfalcio mentre tutte le altre essenze erbacee infestanti non ricacciano il trifoglio alessandrino ricaccia facendo fuoriuscire numerosissime infiorescenze bianche per ogni pianta nel periodo compreso tra fine maggio e giugno.

Le infiorescenze presentano un alto potenziale mellifero riuscendo a far produrre in media ca. 200 kg di miele /ha. In seguito alla fioritura si ha la maturazione del seme che avviene nella prima decade di luglio, esso viene raccolto con la mietitrebbiatrice ottenendo produzioni che si attestano sui 10/12 q/ha che hanno un'ottima richiesta di mercato.



-Cavolo Broccolo (Brassica Oleracea L. Varietà Italica)

Trattasi di un ortaggio molto conosciuto a livello internazionale e vi sono diversi ecotipi locali molto apprezzati sia nella cucina Italiana/mediterranea che internazionale. Il cavolo broccolo è una pianta biennale che forma in genere una rosetta di foglie durante il primo anno di vita. Il secondo anno si forma una infiorescenza più o meno alta che porta numerosi fiori gialli a quattro petali.

Agronomicamente predilige terreni profondi e abbastanza fertili possibilmente ricchi di sostanza organica, mentre risulta essere piuttosto esigente nel fabbisogno idrico (3000/4000 m³/ha). Il trapianto avviene generalmente su terreno ben preparato verso fine estate ed il ciclo colturale perdura per tutto il periodo invernale e primaverile. Risulta essere

abbastanza esigente in sostanze nutritive ed in particolare di Azoto e Fosforo. Tra le forme azotate predilige quelle provenienti da solfato in quanto è molto esigente in zolfo. Dal punto di vista fitopatologico bisogna difendersi dagli attacchi delle larve dei lepidotteri (Cavolaia) e dall'Altica specialmente nelle prime fasi di plantula in accrescimento, da non tralasciare gli attacchi di verticillium e fitoftore.

La raccolta è manuale e si esegue in fase di ingrossamento dell'infiorescenza quando questa ha raggiunto un diametro compreso tra i 10 ed i 20 cm, infatti è proprio l'infiorescenza la parte edule.

I sesti di impianto applicati sono diversi a seconda delle esigenze e del parco macchine a disposizione da parte dell'azienda, generalmente si prediligono file binate con sesto 50cm x 30cm e distanza tra le bine di 80/100 cm, oppure su file singole con sesto di ca. 80/90 cm x 40/50 cm avendo un investimento per ettaro di ca. 25.000/30.000 piante.

L'irrigazione generalmente si effettua a microportata con manichette porose e/o a goccia. Le produzioni del cavolo broccolo si attestano mediamente sui 300 ql/ha.



A)



B)

-Finocchio (*Foeniculum vulgare* Mill.)

Il finocchio è ampiamente coltivato in Italia per la produzione del grumolo, una struttura compatta costituita dall'insieme delle guaine fogliari, che si presentano di colore biancastro, carnose, strettamente appressate le une alle altre attorno a un brevissimo fusto conico, direttamente a livello del terreno.

Il suo colore bianco è dato dalla tecnica dell'imbianchimento, trattasi di una rincalzatura e si effettua a cadenza regolare nel corso dello sviluppo del grumolo o almeno due settimane prima della raccolta.

La raccolta dei grumoli avviene in tutte le stagioni, secondo le zone di produzione. Si adatta a qualsiasi terreno di medio impasto con presenza di sostanza organica.

Agronomicamente predilige terreni profondi e abbastanza fertili possibilmente ricchi di sostanza organica, e tendenzialmente sabbiosi mentre risulta essere piuttosto esigente nel fabbisogno idrico (3000/4000 m³/ha). Il trapianto avviene generalmente su terreno ben preparato verso fine estate ed il ciclo colturale perdura per tutto il periodo invernale e primaverile. Risulta essere abbastanza esigente in sostanze nutritive ed in particolare di Azoto e Fosforo.

Dal punto di vista fitopatologico bisogna difendersi dagli attacchi di verticillium. La raccolta è manuale e si esegue quando il grumolo si è ingrossato circa 90 gg dopo il trapianto e comunque prima che inizia a distendersi l'infiorescenza dalla gemma apicale. La parte edule della pianta è proprio il grumolo che può raggiungere il diametro anche di 15 cm.

I sesti di impianto applicati sono diversi a seconda delle esigenze e del parco macchine a disposizione da parte dell'azienda, generalmente si prediligono file binate con sesto 50cm x 30cm e distanza tra le bine di 80/100 cm, oppure su file singole con sesto di ca. 80/90 cm x 40/50 cm avendo un investimento per ettaro di ca. 25.000/30.000 piante.

L'irrigazione generalmente si effettua a microportata con manichette porose, a goccia e/o a zampillo/pioggia.

Le produzioni finocchio si attestano mediamente sui 250 ql/ha.



A)



B)

-Anguria (*Citrullus lanatus* Thunb.)

L'anguria o cocomero è una pianta annuale, con fusto erbaceo rampicante, foglie grandi e pelose con tre lobi, fiori maschili e fiori femminili, frutto voluminoso rotondo oppure ovale con peso che varia da 10 a 20 kg.

Il frutto (parte edule), è una falsa bacca (peponide), assai massiccio; la crosta è liscia, dura e relativamente sottile, di colore verde con varie striature e chiazze più chiare, bianche o giallastre; l'interno è di colore rosso (o, meno frequentemente, giallo, arancione o bianco a seconda della varietà) e ricco di semi, che possono essere neri, bianchi o gialli. La polpa è costituita per oltre il 90% di acqua e contiene anche un discreto quantitativo di zuccheri, soprattutto fruttosio, e vitamine A, C, B, B6 nonché è ricco di Sali minerali soprattutto Potassio.

Negli ultimi tempi si sono diffuse, tanto da sostituire quasi completamente le vecchie varietà a peponide grosso e ricche di semi, varietà apirene a peponide di piccole dimensioni con peso variabile tra 1 kg e max 5 kg. Infatti le varietà più diffuse attualmente sono la "Perla nera" e la "Solinda".

Agronomicamente predilige terreni profondi e abbastanza fertili possibilmente ricchi di sostanza organica, e tendenzialmente sabbiosi mentre risulta essere piuttosto esigente nel fabbisogno idrico (4000 m³/ha). Il trapianto avviene generalmente su terreno ben preparato verso marzo/aprile ed il ciclo colturale oscilla tra i 100 ed i 120 giorni. Risulta essere abbastanza esigente in sostanze nutritive ed in particolare di Azoto Fosforo e potassio.

Dal punto di vista fitopatologico bisogna difendersi dagli attacchi di verticillium, fitoftore ed oidio oltre a numerosi parassiti animali tra cui il ragnetto rosso. La raccolta è manuale ed avviene nel periodo estivo compreso tra giugno e settembre.

I sestri di impianto applicati sono diversi a seconda delle esigenze e del parco macchine a disposizione da parte dell'azienda, e se le piantine di angurie vengono innestate su zucca al fine di avere un apparato radicale più sviluppato e comunque l'investimento per ettaro raramente supera le 3.000 piante.

L'irrigazione generalmente si effettua a microportata con manichette porose e/o a goccia con le ali gocciolanti che generalmente passano al di sotto del telo pacciamante al fine di ridurre le perdite di acqua per evaporazione.

Al fine di anticipare la raccolta, necessariamente viene anche anticipato il trapianto nel mese di marzo quando vi potrebbero verificarsi ritorni di freddo anche a latitudini dell'arco

jonico provocando ingenti danni alla coltura. Per evitare questo inconveniente il trapianto si effettua in pieno campo sotto mini tunnel amovibili ricoperti da un film di tessuto non tessuto che trattiene il calore all'interno riducendo la possibilità di danni da freddo.

Le produzioni di angurie sono variabili in base alle varietà dei peponidi, comunque si attestano mediamente sui 550 q/ha.



A)



B)

-Olivo (*Olea europea L.*)

L'olivo o ulivo è un albero da frutto che si presume sia originario dell'Asia Minore e della Siria, poiché in questa regione l'olivo selvatico spontaneo è diffuso sin dall'antichità, formando delle foreste sulla costa meridionale dell'Asia Minore. Qui, appunto, i Greci cominciarono a coltivarlo scoprendone le sue grandi proprietà. Fu utilizzato fin dall'antichità per l'alimentazione.

Le olive, i suoi frutti, sono impiegati per l'estrazione dell'olio di oliva e, in misura minore, per l'impiego diretto nell'alimentazione. A causa del sapore amaro dovuto al contenuto in polifenoli appena raccolte, l'uso delle olive come frutti nell'alimentazione richiede però trattamenti specifici finalizzati alla deamaricazione (riduzione dei principi amari), realizzata con metodi vari.

L'ulivo è un albero sempreverde ed è una latifoglie, la cui attività vegetativa è pressoché continua, con attenuazione nel periodo invernale. Ha crescita lenta ed è molto longevo, in condizioni climatiche favorevoli può diventare millenario e arrivare ad altezze di 15-20 metri. La pianta comincia a fruttificare dopo 3-4 anni dall'impianto, inizia la piena produttività dopo 9-10 anni e la senescenza è raggiunta dopo i 40-50 anni; a differenza

della maggior parte dei fruttiferi, la produzione non diminuisce con alberi vetusti, infatti nel meridione si trovano oliveti secolari. Le radici, per lo più di tipo avventizio, sono espanse e superficiali: in genere non si spingono oltre i 0,7-1 metro di profondità.

Il fusto è cilindrico e contorto, con corteccia di colore grigio o grigio scuro e legno duro e pesante. La ceppaia forma delle strutture globose, dette ovoli, da cui sono emessi ogni anno numerosi polloni basali. La chioma ha una forma conica, con branche fruttifere e rami penduli o patenti (disposti orizzontalmente rispetto al fusto) secondo la varietà.

Le foglie sono opposte, coriacee, semplici, intere, ellittico-lanceolate, con picciolo corto e margine intero, spesso revoluta. La pagina inferiore è di colore bianco-argenteo per la presenza di peli squamiformi. La parte superiore invece è di colore verde scuro. Le gemme sono per lo più di tipo ascellare.

Il fiore ermafrodito, piccolo, con calice di 4 sepali e corolla di petali bianchi. I fiori sono raggruppati in numero di 10-15 in infiorescenze a grappolo, chiamate "mignole", sono emessi all'ascella delle foglie dei rametti dell'anno precedente. La mignolatura ha inizio verso marzo-aprile. La fioritura vera e propria avviene, secondo le cultivar e le zone, da maggio alla prima metà di giugno.

Il frutto è una drupa globosa, ellissoidale o ovoidale, a volte asimmetrica. È formato da una parte "carnosa" (polpa) che contiene dell'olio e dal nocciolo legnoso e rugoso. Il peso del frutto varia tra 1-6 grammi secondo la specie, la tecnica colturale adottata e l'andamento climatico. Ottobre-dicembre è il periodo della raccolta, che dipende dalle coltivazioni e dall'uso che si deve fare: se da olio o da mensa.

Agronomicamente si adatta su qualsiasi terreno anche se di scarsa fertilità e ricco di scheletro mentre non risulta essere esigente nel fabbisogno idrico che si attesta sui 1000 m³/ha. L'ulivo necessita dell'irrigazione solamente nei primi anni di vita dopo il trapianto, poi il ciclo colturale si può svolgere in asciutto, comunque, al fine di ottenere produzioni regolari evitando la così detta "Alternanza di produzione" è consigliata la pratica dell'irrigazione.

Risulta essere abbastanza esigente in sostanze nutritive ed in particolare di Fosforo e potassio. Dal punto di vista fitopatologico bisogna difendersi dagli attacchi fungini come l'occhio di pavone e la lebbra dell'olivo mentre tra gli insetti nocivi vi troviamo la mosca dell'olivo, la cocciniglia mezzo grano di pepe e la sputacchina (vettore della Xylella fastidiosa).

I sesti di impianto applicati sono diversi a seconda delle esigenze e del parco macchine a disposizione da parte dell'azienda, si possono effettuare impianti intensivi con sesto che nel nostro areale è di mt 6 x mt 6 con un investimento di ca 280 piante/ha. Ultimamente si stanno diffondendo gli impianti superintensivi con sesto di impianti medi di mt 3.80 x mt 1.20 con un investimento di ca. 2200 piante/ha; in questi casi si utilizzano portainnesti nanizzanti e la vita agronomica dell'impianto raramente raggiunge i 25/30 anni.

Negli impianti intensivi ed estensivi la spesa di gestione dell'oliveto più onerosa attualmente risulta essere la potatura che viene effettuata manualmente; mentre negli impianti superintensivi questa in parte è meccanizzata e pertanto risulta essere meno onerosa.

L'irrigazione generalmente si effettua a microportata a goccia e/o per aspersione a zampillo.

L'olivo non necessita di frequenti lavorazioni del suolo, anzi nei terreni autostrutturati giova delle sole trinciature delle erbe infestanti o al massimo di superficiali erpicature.

La raccolta delle drupe si effettua rigorosamente a mano nel caso di cv. da mensa al fine che non vi siano ammaccature sulle drupe mentre negli oliveti da olio essa è meccanizzata ove vengono utilizzati piccoli scuotitori e/o abbacchiatori a motore portati a spalla dall'operaio utilizzate nelle raccolte di tipo familiare, mentre per abbassare al max i costi per la raccolta si effettua con scuotitori ad ombrello negli impianti intensivi e macchine scavallatrici per gli impianti superintensivi. Le produzioni medie annuali si aggirano a seconda degli areali e delle cv tra i 25 ed 50 ql/ha.



impianto intensivo cv Leccino

-Mandorlo (*Prunus Amygdalus* Batsch.)

Il mandorlo è un albero piccolo, caducifoglie, alto fino a 5-7 metri; ha crescita lenta ed è molto longevo, può diventare plurisecolare. Presenta le radici a fittone e fusto dapprima diritto e liscio e di colore grigio, successivamente contorto, screpolato e scuro, le foglie, lunghe fino a 12 cm, sono lanceolate e picciolate; i fiori bianchi o leggermente rosati, con un diametro fino a 5 cm, hanno 5 sepali, 5 petali, 40 stami (disposti su tre verticilli) e un pistillo con ovario semi-infero. I fiori sbocciano all'inizio della primavera: è tra le fioriture più precoci e dove il clima sia mite, anche tra gennaio e febbraio. Il frutto è una drupa contenente la mandorla, cioè il seme con guscio legnoso ricoperto da un mallo verde. Le mandorle si raccolgono in settembre-agosto a seconda delle cultivar.

Le principali avversità che colpiscono il mandorlo sono costituite da insetti e funghi. Gli insetti più importanti sono la cimicetta (*Monosteira unicostata*), la campà (*Malacosoma*

neustria) e il coleottero *Anthonomus amygdali*; le patologie fungine più importanti sono l'*Armillaria*, il Corineo delle drupacee, il Cancro delle drupacee e la Moniliosi.

Agronomicamente si adatta su qualsiasi terreno anche se di scarsa fertilità e ricco di scheletro mentre non risulta essere esigente nel fabbisogno idrico (1000 m³/ha); necessita dell'irrigazione solamente nei primi anni di vita dopo il trapianto, poi può tranquillamente vegetare in seccagna; comunque al fine di ottenere produzioni regolari evitando la così detta "Alternanza di produzione" è consigliata la pratica dell'irrigazione. Non risulta essere esigente in sostanze nutritive comunque giova di regolari apporti di Azoto, Fosforo e potassio. I sesti di impianto applicati sono diversi a seconda delle esigenze e del parco macchine a disposizione da parte dell'azienda, si possono effettuare impianti intensivi con sesto che nel nostro areale è di mt 6 x mt 6 con un investimento di ca 280 piante/ha negli areali più fertili mentre nelle aree meno fertili si possono eseguire sesti d'impianto di mt 5 x mt 5, con un investimento di 400 piante/ha. Ultimamente si stanno diffondendo gli impianti superintensivi con sesto di impianti medi di mt 3.80 x mt 1.20 con un investimento di ca. 2200 piante/ha; in questi casi si utilizzano portainnesti nanizzanti e la vita agronomica dell'impianto raramente raggiunge i 25/30 anni.

L'irrigazione generalmente si effettua a microportata a goccia e/o a zampillo.

Durante la stagione agraria si effettuano diverse erpicature al fine di contenere le malerbe e ridurre il fenomeno dell'evapotraspirazione.

La raccolta delle drupe si effettua in maniera meccanizzata ove vengono utilizzati piccoli scuotitori e/o abbacchiatori a motore portati a spalla dall'operaio utilizzate nelle raccolte di tipo familiare, mentre per abbassare al max i costi per la raccolta si effettua con scuotitori ad ombrello negli impianti intensivi e macchine scavallatrici per gli impianti superintensivi.

Le produzioni medie annuali si aggirano a seconda degli areali e delle cv tra i 30 ed 50 ql/ha.

Dai frutti si ottiene una sostanza farinosa utile come detergente cutaneo e come ammorbidente delle mani, contiene molta vitamina E. È possibile ricavare anche un olio protettivo cutaneo oltre ad essere largamente utilizzata nella produzione di dolci come marzapane, amaretti, pasta di mandorla secca, gelati e soprattutto pasta reale.

Il mandorlo è una pianta mellifera, ma si produce il miele solo in alcune aree del meridione dove è più presente la pianta; inoltre la fioritura precoce (gennaio-marzo) delle piante

consente di raccogliere il miele solo in aree non troppo fredde, quindi dove le api possono bottinare anche durante la fioritura.



giovane impianto di mandorlo intensivo

-Schema di Rotazione

Le coltivazione di ortaggi all'interno dell'impianto Agrivoltaico che le aree di progetto esterne al allo stesso ove si coltiverà il grano duro saranno oggetto di Avvicendamento/Rotazione secondo il seguente schema

Coltura	Ciclo 1	Ciclo 2	Ciclo 3	Ciclo 4	Ciclo 5
Finocchio	Cavolo broccolo	Intercalare favino 90 gg - Anguria	finocchio	Cavolo broccolo	Intercalare favino 90 gg - Anguria

Grano duro	Trifogli alessandrino erbaio	-	Grano duro	Ortaggi vari	Grano duro	Trifoglio alessandrino
------------	------------------------------------	---	------------	--------------	------------	---------------------------

Si fa presente che, le altezze dal suolo delle sopra menzionate colture a maturità, andranno dai 30 cm (ortaggi) a max mt 4 delle colture arboree e delle siepe, saranno poste lungo il perimetro interno delle recinzioni avente funzione di mitigazione.

- **Strisce di impollinazione (*Achillea millefolium**, *Ajuga reptans*, *Bellis perennis*, *Campanula rotundifolia*, *Carum carvi**, *Cardamine pratensis**, *Centaurea jacea**, *Crepis capillaris*, *Daucus carota**, *Galium mollugo*, *Geranium pyrenaicum*, *Hieracium aurantiacum*, *Hieracium lactucella*, *Hieracium pilosella*, *Hypochaeris radicata*, *Lathyrus pratensis*, *Leontodon autumnalis*, *Leontodon hispidus*, *Leontodon saxatilis*, *Leucanthemum vulgare**, *Lotus corniculatus**, *Medicago lupulina**, *Myosotis scorpioides*, *Primula elatior*, *Prunella vulgaris*, *Silene dioica*, *Silene flos-cuculi*, *Trifolium pratense**, *Veronica chamaedrys*, *Vicia sepium*)**

Aree che caratterizzano uno spazio ad elevata biodiversità vegetale, in grado di attirare gli insetti impollinatori (api in primis) fornendo nettare e polline per il loro sostentamento e favorendo così anche l'impollinazione della vegetazione circostante (colture agrarie e vegetazione naturale).

In termini pratici, dunque, le strisce di impollinazione si configurano come fasce di vegetazione erbacea in cui si ha una ricca componente di fioriture durante tutto l'anno e che assolve primariamente alla necessità di garantire alle api e agli altri insetti benefici l'habitat e il sostentamento necessario per il loro sviluppo e la loro riproduzione.

Tali fioriture arricchiscono il paesaggio andando a creare un forte elemento di caratterizzazione e di landmark, che cambia e si evolve nel tempo, assumendo di stagione in stagione cromie differenti e rinnovandosi ad ogni primavera. Dal punto di vista ambientale l'area rappresenta una vera e propria riserva di biodiversità, importantissima specialmente per gli ecosistemi agricoli, che risultano spesso molto semplificati ed uniformi; queste "riserve" assolvono a numerose funzioni ambientali, creando habitat

idonei per gli insetti impollinatori, creando connessioni ecologiche e realizzando un elemento di transizione tra ambienti diversi (per esempio tra quello agricolo e quello naturale).

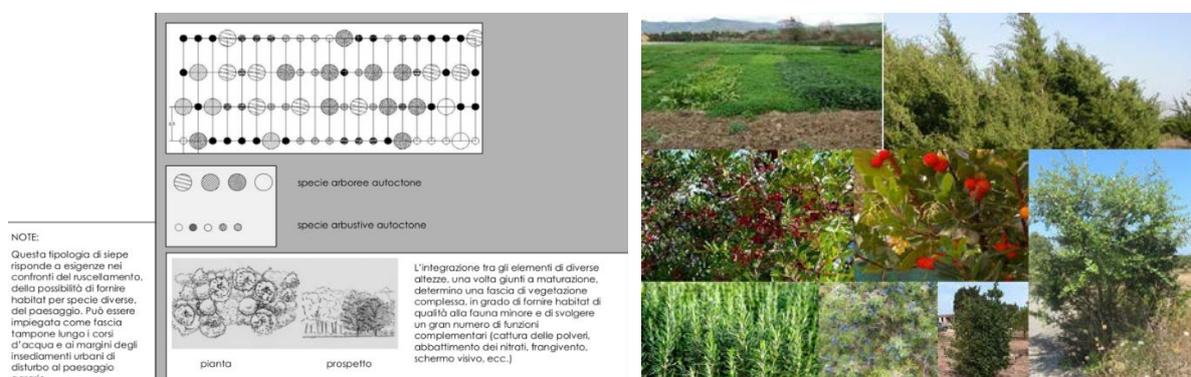
Molti studi si stanno infatti concentrando sui servizi ecosistemici che le aree naturali e semi-naturali possono generare. In particolare, viene identificata come biodiversità funzionale, quella quota di biodiversità che è in grado di generare dei servizi utili per l'uomo. Accentuare la componente funzionale della biodiversità vuol dire dunque aumentare i servizi forniti dall'ambiente all'uomo. Nel caso in progetto, studiando attentamente le specie da utilizzare è possibile generare importantissimi servizi per l'agricoltura, quali: aumento dell'impollinazione delle colture agrarie (con conseguente aumento della produzione), aumento nella presenza di insetti e microrganismi benefici (in grado di contrastare la diffusione di malattie e parassiti delle piante); arricchimento della fertilità del suolo attraverso il sovescio o l'utilizzo come pacciamatura naturale della biomassa prodotta alla fine del ciclo vegetativo. Le strisce di impollinazione inoltre assolvono all'importante funzione di regolazione dei parassiti fitofagi. Le strisce fiorite seminate permettono quindi di mantenere una popolazione varia di antagonisti naturali in prossimità delle piante da frutto durante tutto l'anno. In questo modo è possibile controllare le popolazioni di parassiti rapidamente e in modo naturale.



- **Siepi perimetrali in doppio filare (lentisco (*Pistacia lentiscus* L.), corbezzolo (*Arbutus unedo* L.), alloro (*Laurus nobilis* L.), rosmarino (*Rosmarinus officinalis* L.), olivastro (*Olea europaea* L.), ginepro (*Juniperus communis* L.), vite (*Vitis vinifera* L.), etc..)**

Alla realizzazione delle opere di mitigazione si è giunti attraverso una attenta analisi della vegetazione reale e potenziale presente nell'area di studio, analisi frutto dell'integrazione tra una attenta ricerca bibliografica a carattere botanico-vegetazionale ed indagini di campo effettuate direttamente sulle aree oggetto di studio.

La realizzazione di questi corridoi ecologici saranno utilizzate esclusivamente specie autoctone come: lentisco (*Pistacia lentiscus* L.), corbezzolo (*Arbutus unedo* L.), alloro (*Laurus nobilis* L.), rosmarino (*Rosmarinus officinalis* L.), olivastro (*Olea europaea* L.), ginepro (*Juniperus communis* L.), vite (*Vitis vinifera* L.), etc.. Tali tipi di vegetazione sono tipiche della zona e sono state scelte per dare una connotazione alle opere di mitigazione dell'impianto.



- **Arnie per api nomadiche (*Apis mellifera ligustica*)**

Il progetto prevede l'installazione di circa 17 arnie per api nomadiche, distribuite sulle aree perimetrali alle zone a fioritura.

Portare le api dove sono presenti determinate fioriture è il motivo per cui si pratica nomadismo. Questo avviene per due principali motivi: da un lato, per la produzione del miele, dall'altro per il benessere delle api stesse. Come sappiamo, le api possono volare fino a 3km di distanza del proprio apiario per poter bottinare nettare e polline. Se nell'areale così definito esiste una fioritura preponderante, le api raccoglieranno quella. Se ne esistono diverse, le api raccolgono diverso nettare e diverso polline, producendo un miele millefiori. Nel caso in cui l'habitat fosse povero di fonti nettarifere, le api potrebbero rischiare la fame. L'apicoltore sposta le sue api da un areale all'altro, quindi, per consentire loro di concentrarsi su una determinata fioritura. In questo modo, si potrà avere un miele monoflora, più ricercato sul mercato rispetto al millefiori. Nel contempo, le api avranno a disposizione una fonte di nutrimento più consistente. Il nomadismo può essere di corto o lungo raggio. Si parla rispettivamente di micro-nomadismo e di macro-nomadismo. Il micro-nomadismo comporta piccoli spostamenti e di solito gli areali sono contigui o simili. Il macro-nomadismo, invece, prevede spostamenti più impegnativi, con campi netti di paesaggio e di essenze. In entrambi i casi, le api vengono spostate durante le ore notturne, quando non c'è luce. Questo è fondamentale perché in questo modo si ha la sicurezza che la quasi totalità delle api sia all'interno dell'arnia, ma anche perché queste sono le ore più fresche e si evitano surriscaldamenti all'interno delle casse. Questi spostamenti non sono

pericolosi per le api. Le arnie, infatti, sono sufficientemente grandi da contenerle tutte senza problemi. Le arnie, inoltre, sono dotate di fondi a rete che consentono il ricircolo d'aria.

La produzione del singolo alveare dipende principalmente da:

- Forza della famiglia
- Fioriture presenti nell'areale circostante l'apiario
- Tipologia di apicoltura (stanziale o nomade)
- Meteo
- Esperienza e tecniche utilizzate dell'apicoltore.

Si può andare da 0 a 70kg per alveare per apicoltura stanziale fino a raddoppiare in caso di apicoltura nomade.

Variabile che influenza la produzione è sempre quella del meteo.

La produzione annuale di miele, stimata per ciascuna delle 168 arnie, è pari a 33,5 kg per un totale annuo di circa 5.628 Kg oltre alla possibilità di produzione di propoli e cera.

Meccanismi virtuosi, di coinvolgimento locale e/o di associazioni del territorio saranno messi in gioco per la gestione delle arnie e delle aree con fioritura libera, così come la creazione di percorsi didattico-pedagogici per avvicinare i bambini al mondo delle api e della produzione del miele.



4.29. Manutenzione

I pannelli fotovoltaici non hanno bisogno di molta manutenzione. Può capitare che le loro superfici si sporchino o si ricoprano di polvere, generalmente basta l'acqua e il vento per ripulirli ma è buona norma eseguire ispezioni periodiche dei moduli per verificare la presenza di danni a vetro, telaio, scatola di giunzione o connessioni elettriche esterne. La manutenzione va effettuata da personale specializzato e competente che effettui i controlli periodici.



4.29.1. Lavaggio dei moduli fotovoltaici

Benché il vetro dei pannelli fotovoltaici tendenzialmente si dovrebbe sporcare poco, di fatto può succedere che i pannelli si sporchino a causa di polveri presenti nell'aria, inquinamento, terra portata da vento, pioggia, etc. Tutto questo accumulo di sporcizia influisce negativamente sulle prestazioni dei pannelli solari, diminuendone sensibilmente l'efficacia. Per ovviare a questo problema per tutta la vita utile dell'impianto sono previsti dei lavaggi periodici della superficie captante dei moduli fotovoltaici. Per il lavaggio dei moduli non è previsto l'uso di sostanze e prodotti chimici.



4.29.2. *Controllo delle piante infestanti*

L'area sottostante i pannelli non sarà oggetto del progetto agricolo. Allo scopo di mantenere un'adeguata "pulizia" dell'area, saranno effettuate delle operazioni con tagliaerba al fine di eliminare eventuali piante infestanti. Tale attività avverrà con particolare cura, da parte di impresa specializzata, allo scopo di evitare il danneggiamento delle strutture e di altri componenti dell'impianto.

In particolare, lo sfalcio meccanico verrà utilizzato per eliminare la vegetazione spontanea infestante al fine di prevenire la proliferazione dei vettori di agenti patogeni infestanti, durante la stagione estiva, al fine di evitare la propagazione degli incendi di erbe disseccate sia agli impianti sia ai poderi confinanti.

In nessun caso saranno utilizzati diserbanti o altri prodotti chimici atti a ridurre o eliminare la presenza di vegetazione spontanea sul campo.

4.30. Biodiversità e tutela dell'ecosistema agricolo

Il termine biodiversità (traduzione dall'inglese biodiversity, a sua volta abbreviazione di biological diversity) è stato coniato nel 1988 dall'entomologo americano Edward O. Wilson e può essere definita come la ricchezza di vita sulla terra: i milioni di piante, animali e microrganismi, i geni che essi contengono, i complessi ecosistemi che essi costituiscono nella biosfera.

La Convenzione ONU sulla Diversità Biologica definisce la biodiversità come la varietà e variabilità degli organismi viventi e dei sistemi ecologici in cui essi vivono, evidenziando che essa include la diversità a livello genetico, di specie e di ecosistema.

Un'ampia fetta della Biodiversità a lungo sottovalutata o affatto considerata è rappresentata dalla **biodiversità del suolo**. Nel suolo, infatti, vivono innumerevoli forme di vita che contribuiscono a mantenere fertili e in salute i terreni, a mitigare il cambiamento climatico, a immagazzinare e depurare l'acqua, a fornire antibiotici e a prevenire l'erosione. Il suolo vive ed è brulicante di vita:

migliaia di microorganismi sono instancabilmente all'opera per creare le condizioni che permettono alle piante di crescere, agli animali di nutrirsi e alla società umana di ricavare materie prime fondamentali.

4.31. Sistemi di monitoraggio dell'attività agricola

Per quanto riguarda le azioni da intraprendere per il monitoraggio, si precisa che alla ditta in oggetto sarà fornito, dall'Ente di Certificazione del Biologico, il "Quaderno di Campagna" così come previsto dai Reg CE che disciplinano la materia; sarà cura del conduttore redigere tale documento. Trattasi di un registro dove vengono annotate per ogni coltura una serie di dati inerenti le concimazioni, i trattamenti fitosanitari, posizionamento di trappole, le operazioni colturali, le produzioni, le irrigazioni le quantità delle precipitazioni che avvengono nelle varie epoche o momenti fenologici delle colture.

Questo strumento ci permette di effettuare, per ogni coltura, un monitoraggio completo e dal riscontro ed elaborazione dei risultati possiamo stabilire le eventuali epoche di intervento contro le patologie delle piante. Ciò è importante in un sistema di agricoltura biologica in quanto si interviene esclusivamente in maniera preventiva nella lotta fitoiatrica in quanto non è possibile utilizzare molecole chimiche di fitofarmaci che agiscono anche in maniera curativa.

Tuttavia, se vi saranno enti di certificazione specifici sarà cura del conduttore assoggettarsi.

4.32. Illuminazione di emergenza e videosorveglianza

4.32.1. Inquinamento Luminoso

Per prevenire l'inquinamento luminoso l'impianto previsto prevederà:

- ⊗ Apparecchi che, nella loro posizione di installazione, devono avere una distribuzione dell'intensità luminosa massima per $g \geq 90^\circ$, compresa tra 0,00 e 0,49 candele per 1000 lumen di flusso luminoso totale emesso; a tal fine, in genere, le lampade devono essere recessive nel vano ottico superiore dell'apparecchio stesso;

- ◉ Lampade ad avanzata tecnologia ed elevata efficienza luminosa, quali al sodio ad alta o bassa pressione, in luogo di quelle con efficienza luminosa inferiore.

All'interno dell'impianto fotovoltaico "LAMA DI POZZO" sono state previste delle lampade con fascio direzionato che si attivano solo in caso di presenza di intrusi all'interno dell'area dell'impianto fotovoltaico.

Si può quindi affermare che non vi sarà illuminazione dell'area se non in caso di emergenza.

4.32.2. Videosorveglianza

Gli impianti fotovoltaici vengono spesso realizzati in aree rurali isolate e su terreni più o meno irregolari, vincolando l'utente ad avere una giusta consapevolezza della messa in sicurezza degli impianti stessi.

Il complesso studio dei rischi inerenti alla fase di esercizio degli impianti fotovoltaici è strettamente legato ai danni più frequenti e più consistenti che possono colpire gli impianti fotovoltaici durante la fase di esercizio. Oltre agli eventi naturali quali terremoto, alluvione, frana, grandine e simili, un'importante preoccupazione, che gli amministratori degli impianti fotovoltaici devono mettere sulla bilancia, è quella dei danni diretti derivanti da atti di terzi come il furto, gli atti vandalici e/o dolosi, gli atti di terrorismo e di sabotaggio e il furto del rame presente.

Per tale ragione verrà installato un sistema di protezione tramite videosorveglianza attiva, atta a diminuire e limitare il più possibile i rischi inerenti al furto dei pannelli solari, degli inverter e del rame presente sul sito, limitando così i danni con conseguente perdita di efficienza degli impianti fotovoltaici.

Il sistema di videosorveglianza provvederà a monitorare, acquisire e rilevare anomalie e allarmi, utilizzando soluzioni intelligenti di video analisi, in grado di rilevare tentativi d'intrusione e furto analizzando in tempo reale le immagini e rilevando:

- La scomparsa o il movimento di oggetti presenti
- Persone che si aggirano in zona in maniera sospetta seguendone i movimenti automaticamente
- Rilevare targhe di mezzi che transitano vicino agli impianti
- Registrazione dei volti degli intrusi
- Invio automatico di allarmi.

L'impianto sarà tutelato da un sistema di allarme di videosorveglianza connesso ad un sistema di illuminazione che funzionerà **esclusivamente** in caso di allarme dovuto alla violazione del perimetro da parte di persone estranee.

4.33. Il progetto esecutivo

Il progetto esecutivo, redatto in conformità al progetto definitivo autorizzato, determina in ogni dettaglio i lavori da realizzare e il relativo costo previsto e deve essere sviluppato ad un livello di definizione tale da consentire che ogni elemento sia identificabile in forma, tipologia, qualità, dimensione e prezzo. In particolare, il progetto è costituito dall'insieme delle relazioni, dei calcoli esecutivi delle strutture e degli impianti e degli elaborati grafici nelle scale adeguate, compresi gli eventuali particolari costruttivi, dal capitolato speciale di appalto, prestazionale o descrittivo, dal computo metrico estimativo e dall'elenco dei prezzi unitari. Esso è redatto sulla base degli studi e delle indagini compiuti nelle fasi precedenti e degli eventuali ulteriori studi e indagini, di dettaglio o di verifica delle ipotesi progettuali, che risultino necessari e sulla base di rilievi planoaltimetrici, di misurazioni e picchettazioni, di rilievi della rete dei servizi del sottosuolo. Il progetto esecutivo deve essere altresì corredato da apposito piano di manutenzione dell'opera e delle sue parti da redigersi nei termini, con le modalità, i contenuti, i tempi e la gradualità.

Il progetto esecutivo costituisce la ingegnerizzazione di tutte le lavorazioni e, pertanto, definisce compiutamente ed in ogni particolare architettonico, strutturale ed impiantistico l'intervento da realizzare. Restano esclusi soltanto i piani operativi di cantiere, i piani di approvvigionamenti, nonché i calcoli e i grafici relativi alle opere provvisorie. Il progetto è redatto nel pieno rispetto del progetto definitivo nonché delle prescrizioni dettate in sede di rilascio della concessione edilizia o di accertamento di conformità urbanistica, o di conferenza di servizi o di pronuncia di compatibilità ambientale ovvero il provvedimento di esclusione delle procedure, ove previsti. Il progetto esecutivo è composto dai seguenti documenti:

- a) relazione generale;
- b) relazioni specialistiche;
- c) elaborati grafici comprensivi anche di quelli delle strutture, degli impianti e di ripristino e miglioramento ambientale;
- d) calcoli esecutivi delle strutture e degli impianti;
- e) piani di manutenzione dell'opera e delle sue parti;
- f) piani di sicurezza e di coordinamento;
- g) computo metrico estimativo definitivo e quadro economico;
- h) cronoprogramma;
- i) elenco dei prezzi unitari e eventuali analisi;

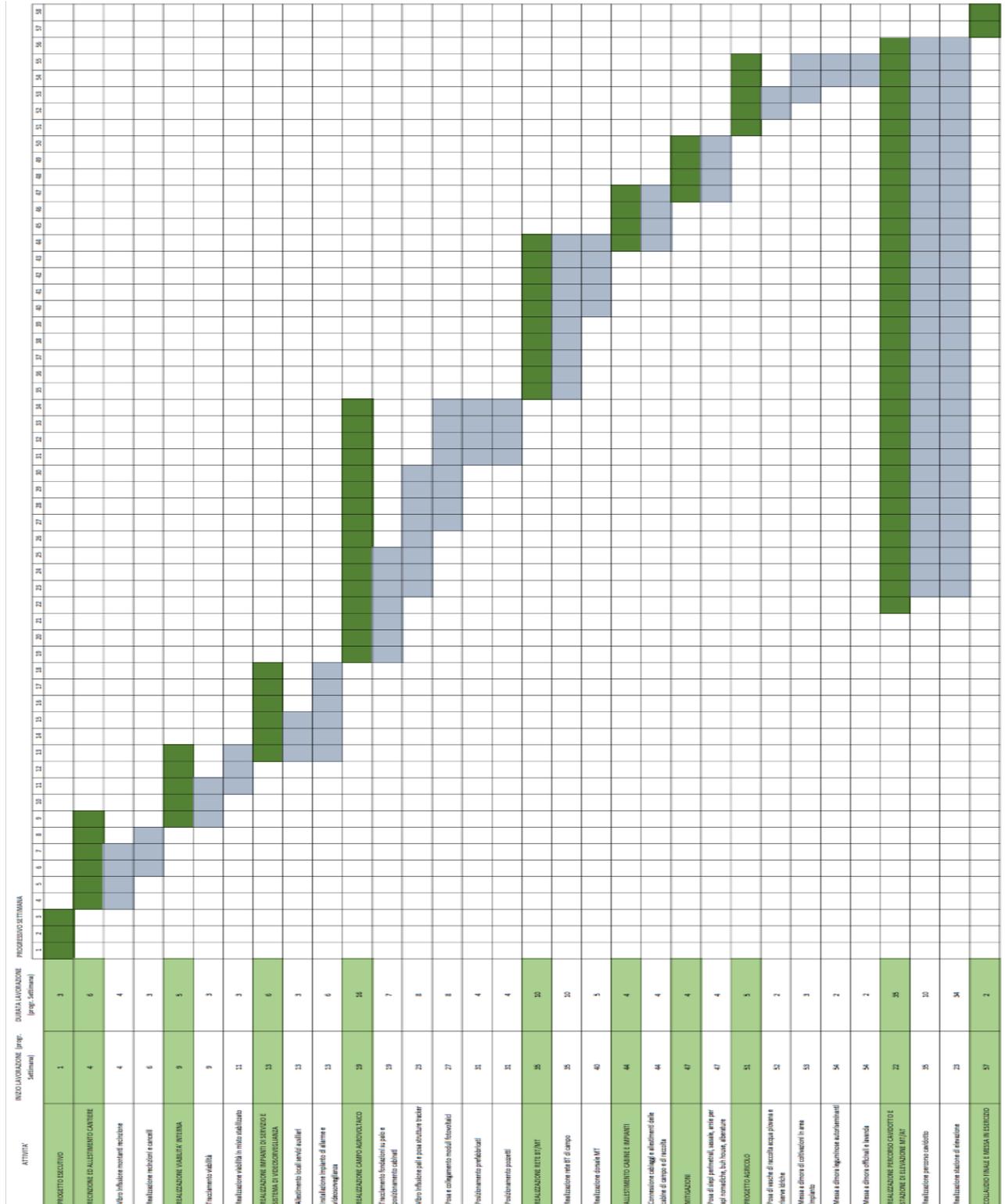
l) quadro dell'incidenza percentuale della quantità di manodopera per le diverse categorie di cui si compone l'opera o il lavoro;

m) schema di contratto e capitolato speciale di appalto.

Il progetto esecutivo verrà redatto in 4 settimane.

4.34. Cronoprogramma

La durata delle operazioni per la realizzazione dell'impianto fotovoltaico è stata stimata essere pari a circa 58 settimane. Si riporta, di seguito, cronoprogramma dettagliato.



Realizzazione di un impianto agrivoltaico della potenza nominale in DC di 60,501 MWp e potenza AC di 51,00 MW denominato "Lama di Pozzo" e delle relative opere di connessione alla Rete di Trasmissione dell'energia elettrica Nazionale (RTN) in zona agricola del Comune di Castellaneta (TA) e Comune di Ginosa (TA).

5. FASE DI CANTIERE

Considerata la tipologia dell'intervento da realizzare, si può affermare che le lavorazioni in fase di cantiere avverranno senza la produzione di particolari rifiuti da conferire alle pubbliche discariche.

Questo è dovuto all'esiguità degli scavi necessari alla realizzazione dei cavidotti interrati ed al fatto che la viabilità interna verrà realizzata seguendo come criterio progettuale quello di limitare il più possibile le movimentazioni di terra nel rispetto dell'ambiente circostante e seguendo il più possibile l'andamento del terreno.

Tali operazioni, riguardando solo la parte più superficiale del terreno vegetale, produrranno come residuo delle lavorazioni solamente lo stesso terreno vegetale che verrà ridistribuito uniformemente all'interno delle aree di pertinenza dell'impianto.

Per quanto riguarda gli imballaggi dei moduli fotovoltaici e dei quadri elettrici questi saranno costituiti da cartone e plastica, materiali che verranno trasferiti ai circuiti classici di riciclo che sono stati analizzati nei paragrafi successivi.

A valle di quanto esposto non si esclude il fatto che, se in fase di cantiere si dovesse produrre materiale di rifiuto, tale materiale prodotto sarà differenziato e conferito nella più vicina discarica pubblica autorizzata.

A seguito delle lavorazioni di installazione degli impianti non verranno arrecati danni permanenti alla viabilità pubblica e privata, e qualora dovessero accidentalmente verificarsi tali episodi, vi verrà tempestivamente posto rimedio in quanto sia nelle convenzioni con gli Enti, sia nei contratti con i privati sono riportati gli obblighi e le modalità per il ripristino.

6. FASE DI ESERCIZIO

Analizzando i componenti e la tipologia di operazioni che avvengono per la produzione di energia fotovoltaica è ben evidente che l'impianto in questione, in fase di esercizio, non produce materiali di rifiuto.

7. FASE DI DISMISSIONE – Riciclo componenti e rifiuti

L'impianto fotovoltaico è costituito da una serie di manufatti necessari all'espletamento di tutte le attività ad esso connesse ed in questa relazione descritti.

Le componenti dell'impianto che costituiscono una modificazione rispetto alle condizioni in cui si trova attualmente il sito oggetto dell'intervento sono prevalentemente:

- stringhe fotovoltaiche
- strutture di fissaggio delle stringhe fotovoltaiche vibro-infisse nel terreno
- cabine elettriche prefabbricate ed apparati elettrici, pali illuminazione e videosorveglianza
- viabilità interna
- cavi
- recinzione.

7.1. Smaltimento stringhe fotovoltaiche

Il riciclo dei moduli fotovoltaici nel settore della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili è un fattore determinante e da non sottovalutare se si vuole che gli impianti fotovoltaici rappresentino totalmente un sistema di produzione dell'energia elettrica ecologico e sostenibile. Al termine della loro vita utile, i pannelli costituiscono un rifiuto elettronico e come tutti i rifiuti hanno una ricaduta ambientale. Fino ad oggi non esiste una direttiva europea per lo smaltimento dei pannelli fotovoltaici, anche perché il numero delle installazioni fotovoltaiche giunte alla fine del loro ciclo di vita è ancora contenuto. Fortunatamente esistono già delle indicazioni ben precise riguardanti lo smaltimento di tali strutture. Il modulo fotovoltaico scelto per il progetto in questione fa parte del consorzio **PV Cycle**.

Con l'intento di rendere veramente "verde" l'energia fotovoltaica e con lo slogan "Energia fotovoltaica energia doppiamente verde", l'industria del fotovoltaico ha dato vita al consorzio europeo PV Cycle.

PV Cycle è l'Associazione Europea per il ritiro volontario e il riciclaggio dei moduli fotovoltaici giunti alla fine del proprio ciclo di vita. È stata fondata a Bruxelles nel 2007 dalle principali imprese del settore, supportata anche dall'EPIA e dall'Associazione dell'Industria Solare tedesca (BSW). È diventata operativa dal giugno 2010, anche se già nel 2009 ha coordinato le operazioni per il riciclaggio dell'impianto di Chevetogne (uno dei primi 16 impianti pilota FV avviati e sostenuti dalla Commissione europea nel 1983).

Raccoglie al suo interno produttori ed importatori leader di moduli fotovoltaici e rappresenta più del 90% del mercato FV europeo. La sua mission è di mappare tutti i moduli FV a fine vita in Europa (e EFTA – Svizzera, Norvegia, Liechtenstein e Islanda), ovvero quelli scartati dall'utilizzatore finale o danneggiati durante il trasporto o l'installazione, e come obiettivo si propone di organizzarne e stimolarne la raccolta e riciclaggio.

Il programma, **completamente gratuito per l'utente finale**, è finanziato interamente dai contributi versati dai membri dell'associazione attraverso, come già visto nel caso di First Solar, un fondo di riserva che garantisce i mezzi finanziari necessari a coprire i costi futuri di raccolta e riciclaggio anche nel caso in cui un produttore divenga insolvente o cessi di esistere. Lo schema disegnato da PV Cycle consiste nell'utilizzare dei centri di raccolta sparsi su tutto il territorio europeo, presso i quali possono essere conferiti i moduli da destinare a riciclaggio.

I materiali che costituiscono i moduli fotovoltaici sono il silicio (che costituisce le celle), quantità trascurabili di elementi chimici non tossici inseriti nel silicio stesso, vetro (protezione frontale), fogli di materiale plastico (protezione posteriore) e alluminio (per la cornice). La procedura di riciclo prevede in una prima fase l'eliminazione dell'EVA (Etilvinile acetato), le colle e le parti plastiche. Si prosegue con la separazione del vetro ed eventualmente delle parti di alluminio con il loro riciclo attraverso i canali tradizionali. Per quanto riguarda invece il sistema di imballaggio dei moduli fotovoltaici i materiali prevalenti sono cartone e plastica.

Inoltre, i pannelli fotovoltaici rientrano nell'ambito di applicazione dei RAEE (Rifiuti da Apparecchiature Elettriche ed Elettroniche) la cui gestione è oggi disciplinata dalla Direttiva 2012/19/EU, recepita in Italia dal D.lgs. n. 49 del 14 marzo 2014.

Analizzeremo ora in dettaglio le fasi dello smaltimento dei materiali sin qui elencati:

CARTA

Il riciclaggio della carta è un settore specifico del riciclaggio dei rifiuti.

Gli impieghi fondamentali della carta sono:

- supporto fisico per la scrittura e la stampa;

- materiale da imballaggio.

Si tratta di prodotti di uso universale, con indici crescenti di produzione e di domanda e il cui utilizzo ha a valle una forte e diffusa produzione di rifiuti. Come tutti i rifiuti, la carta pone problemi di smaltimento. La carta è però un materiale riciclabile. Come il vetro, infatti, la carta recuperata può essere trattata e riutilizzata come materia seconda per la produzione di nuova carta. La trasformazione del rifiuto cartaceo (che si definisce carta da macero) in materia prima necessita di varie fasi:

- raccolta e stoccaggio (in questa fase è particolarmente rilevante che le amministrazioni locali richiedano e organizzino la raccolta differenziata dei rifiuti);
- selezione (per separare la fibra utilizzabile dai materiali spuri - spaghi, plastica, metalli - che normalmente sono incorporati nelle balle di carta da macero);
- sbiancamento (per eliminare gli inchiostri).

A questo punto del ciclo, la cellulosa contenuta nella carta-rifiuto è ritornata ad essere una materia prima, pronta a rientrare nel ciclo di produzione.

I vantaggi ambientali conseguenti a queste pratiche sono notevoli, infatti:

- nelle fabbriche che producono carta per giornali da carta da giornali riciclata non si usa più cellulosa proveniente da alberi;
- il costo della materia prima riciclata è notevolmente più basso di quello della pasta di legno, i relativi scarti possono essere utilizzati come combustibile cogeneratore del vapore necessario al processo di fabbricazione e la produzione è meno inquinante;
- il riciclaggio riduce la quantità di rifiuti da trattare, i relativi costi di stoccaggio, lo spreco di spazio da destinare allo stoccaggio medesimo, l'inquinamento da incenerimento, e ovviamente il consumo di alberi vivi (anche se gli alberi impiegati per la produzione della carta provengono da vivai a coltivazione programmata dove vengono periodicamente tagliati e ripiantati).

EVA e parti plastiche

L'EVA è un copolimero di polietilene ed acetato di vinile. È flessibile, elastico, resistente agli urti e non contiene plastificanti, né altri additivi. L'EVA è usato laddove si richiedano

flessibilità, elasticità, resistenza dielettrica, robustezza e compatibilità. L'EVA e le materie plastiche sono entrambi polimeri che possono essere riciclati attraverso due meccanismi di riciclo che consistono in una tipologia di tipo eterogeneo ed una tipologia di tipo omogeneo. **Il riciclo eterogeneo** viene effettuato attraverso la lavorazione di un materiale misto contenente PE, PP, PS, PVC (film in PE alta e bassa densità, film in PP, taniche, vaschette, *big bags*, barattoli, reggette e retine). In questo materiale eterogeneo possono essere presenti, anche se in quantità minime, PET, inerti, altri materiali e metalli. In questo processo vi è una prima separazione morfologica e dimensionale seguita da una magnetica per separare eventuali frazioni estranee che potrebbero creare problemi in fase di lavorazione. Queste tre separazioni vengono eseguite in base alla lavorazione e al prodotto che si vuole realizzare.

Successivamente il riciclo procede secondo tre fasi:

- triturazione, frantumazione grossolana del materiale
- densificazione
- estrusione.

In base alla lavorazione e al prodotto che si vuole ottenere, si potranno eseguire tutte le fasi o solamente in parte: ad esempio si potrà tritare il materiale e successivamente densificarlo oppure, una volta tritato il materiale può essere direttamente estruso. Le difficoltà presenti nel riciclo eterogeneo sono legate alle differenti temperature di lavorazione dei polimeri miscelati. Questo problema esclude la possibilità d'impiego di plastiche eterogenee per la realizzazione di prodotti di forma complessa e che presentano spessori minimi.

Con particolare riferimento al **riciclo omogeneo** di polimeri termoplastici il riciclatore dovrà accertarsi che nel polimero da trattare non siano presenti altri polimeri, materiali inerti, cariche o additivi in quantità tale da pregiudicare la processabilità.

Successivamente alla fase di raccolta, e separazione da altri materiali, la plastica viene accuratamente selezionata per tipologia di polimero.

Le metodologie di separazione che si possono effettuare sono diverse:

- Separazione magnetica
- Separazione per flottazione
- Separazione per densità
- Galleggiamento
- Separazione per proprietà aerodinamiche

- Setaccio tramite soffio d'aria
- Separazione elettrostatica

Una volta separati, i diversi polimeri vengono avviati alle fasi successive.

VETRO

Il vetro, sarà sottoposto a diversi trattamenti per allontanare le quantità, anche rilevanti, di impurità che contiene (plastica, materiali ceramici, materiali metallici ferrosi e non).

Ciò si può fare con sistemi diversi, in parte manuali, ma sempre più automatizzati. Nella prima fase vengono allontanati i corpi estranei di dimensioni relativamente grandi che verranno allontanati; successivamente un lavaggio con acqua provvederà ad eliminare sostanze diverse (sughero, plastica, terra, ecc.).

Mediante dispositivi magnetici vengono allontanati parte dei materiali metallici; quelli non metallici si eliminano, almeno in parte, manualmente.

Il prodotto vetroso viene quindi macinato e sottoposto a vagliatura (per trattenere le parti estranee non sminuzzate), ad aspirazione con aria (per allontanare le impurità leggere), ad ulteriore deferrizzazione (per trattenere su magneti i componenti ferrosi) e con *metal detector* (per separare quelli non magnetici).

Dopo questi trattamenti, che possono essere ripetuti più volte, avviene il processo di frantumazione; dopodiché viene mescolato al materiale grezzo, quindi inviato ai forni di fusione per ottenere pasta di vetro che servirà per produrre nuovi oggetti in vetro. Non esistono limitazioni nel suo impiego, ma l'aumento dei quantitativi utilizzati nell'industria vetraria dipende strettamente dalla qualità del rottame.

ALLUMINIO

La produzione dell'alluminio primario è ad alta intensità energetica perché notevole è il consumo di energia legato al processo di separazione per elettrolisi; per questa ragione l'industria dell'alluminio ha compiuto nel tempo numerosi sforzi orientati, da una parte, alla prevenzione e al miglioramento dell'efficienza produttiva e delle performance ambientali dei propri processi di produzione e dall'altra, al recupero e al riciclo dei rottami.

Sono state progressivamente avviate attività di prevenzione finalizzate alla riduzione della quantità di materia prima impiegata, in particolare la riduzione degli spessori nel comparto degli imballaggi in alluminio ha portato ad un sensibile calo in peso della materia impiegata.

Per ragioni tecniche, economiche ed ambientali, l'opzione del riciclo è sempre stata, fin dalla prima commercializzazione dei prodotti in alluminio, parte integrante della strategia produttiva dell'industria dell'alluminio stesso. Il riciclo dell'alluminio contribuisce alla razionalizzazione del consumo di risorse come il silicio, il rame, il magnesio, il manganese e lo zinco.

La qualità dell'alluminio non è alterata dal processo di riciclo che può avvenire infinite volte con un risparmio di energia pari al 95% di quella impiegata per produrre alluminio a partire dalla materia prima. La produzione mediante rifusione dei rottami recuperati richiede, infatti, solo il 5% dell'energia che viene impiegata nella produzione primaria.

L'alluminio riciclato viene utilizzato per molteplici applicazioni, dai trasporti (auto, biciclette, treni, motoveicoli) ai casalinghi (caffettiere, tavoli, sedute, librerie), dall'edilizia (serramenti, rifiniture, porte) agli imballaggi (lattine, vaschette, bombolette, film).

CELLE FOTOVOLTAICHE

Le celle invece vengono trattate in modo chimico per renderle pulite dai metalli e dai trattamenti sia di antiriflesso che dopanti. Si riottengono così delle strutture denominate "wafer" che possono costituire nuovamente la materia prima per nuovi moduli previo debito trattamento. Le celle che accidentalmente dovessero rompersi invece vengono riciclate nei processi di produzione dei lingotti di silicio.

Al termine della vita utile dell'impianto, in definitiva, i pannelli potranno essere smaltiti con la tecnologia sin qui esposta; è presumibile però che detta tecnologia risulterà sicuramente migliorata e resa più efficace negli anni a venire.

7.2. Recupero cabine elettriche prefabbricate

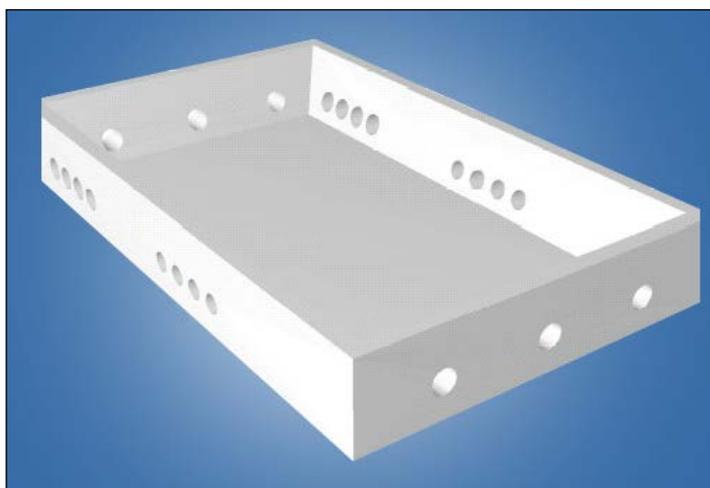
Le cabine di raccolta dedicate all'alloggiamento delle apparecchiature elettriche saranno costituite da **monoblocchi prefabbricati** con struttura monolitica autoportante senza giunti di unione tra le pareti e tra queste ed il fondo realizzato in calcestruzzo alleggerito con argilla espansa.

Le pareti del monoblocco hanno uno spessore di 8 cm. (NomEL n°5 del 5/89).

Il tetto del monoblocco è realizzato a parte, sempre con cls armato alleggerito. Dopo essere stato impermeabilizzato con uno strato di guaina bituminosa ardesiata dello spessore di 4 mm, viene appoggiato sulle pareti verticali consentendo pertanto lo scorrimento dello stesso per effetto delle escursioni termiche.

La conformazione del tetto è tale da assicurare un normale deflusso delle acque meteoriche, per tale motivo non sono previsti tubi di gronda all'esterno e/o all'interno del monoblocco.

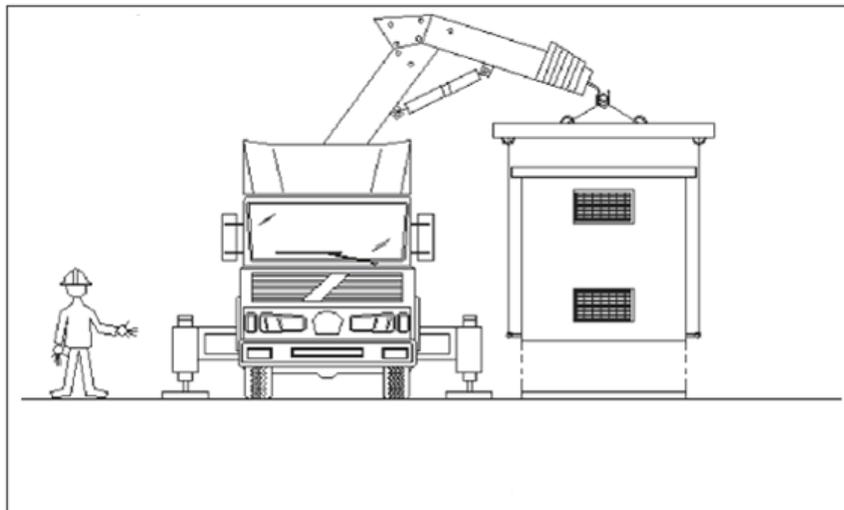
Le cabine elettriche verranno portate in loco e verranno posizionate su di una vasca di fondazione della tipologia illustrata nella figura sottostante dell'altezza di circa 50 cm. Si precisa che per il posizionamento delle cabine non è necessaria la realizzazione di fondazioni in c.a. in quanto le stesse vengono alloggiare nel terreno, previo scavo di fondazione di circa 60-70 cm sul quale verrà steso un letto di misto granulometrico stabilizzato per uno spessore di circa cm 10 che assolve ad una funzione livellante.



Vasca di fondazione

Le caratteristiche della cabina monoblocco consentono la recuperabilità integrale del manufatto con possibilità di poterla spostare e riutilizzare in altro luogo.

I container in cui sono alloggiati gli inverter ed i trasformatori, in quanto tali, sono progettati proprio per essere facilmente trasportati e riutilizzati, in pratica la possibilità di unirli ad altri container creando strutture modulari e la facilità di assemblaggio donano a questo oggetto un forte stampo di ecosostenibilità.

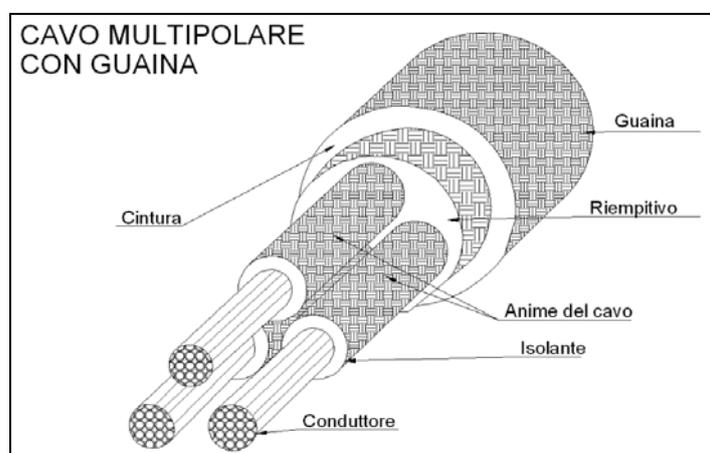


7.3. Smaltimento cavi elettrici ed apparecchiature elettroniche, pali illuminazione e videosorveglianza

Con la denominazione di cavo elettrico si intende indicare un conduttore uniformemente isolato oppure un insieme di più conduttori isolati, ciascuno rispetto agli altri e verso l'esterno, e riuniti in un unico complesso provvisto di rivestimento protettivo. Il cavo risulta costituito quindi da più parti e precisamente:

- La parte metallica (il rame o altro conduttore) destinata a condurre corrente, costituita da un filo unico o da più fili intrecciati tra di loro e il conduttore vero e proprio.
- Il conduttore è circondato da uno strato di materiale isolante che è formato dalla mescola di materiali opportunamente, scelti, dosati e sottoposti a trattamenti termici e tecnologici vari.
- L'insieme del conduttore e del relativo isolamento costituisce l'anima del cavo.
- Un cavo può essere formato da più anime. L'involucro isolante applicato sull'insieme delle anime è denominato cintura.
- La guaina, che può essere rinforzata con elementi metallici, e il rivestimento tubolare continuo avente funzione protettiva delle anime del cavo. La guaina in generale è sempre di materiale isolante.

- Talvolta i cavi sono dotati anche di un rivestimento protettivo avente una funzione di protezione meccanica o chimica come ad esempio una fasciatura o una armatura flessibile di tipo metallico o non metallico.



In tutti i loro componenti, i cavi elettrici sono composti in definitiva da plastica e rame. Il riciclaggio dei cavi elettrici viene dall'esigenza di smaltire e riutilizzare materiali che altrimenti sarebbero dannosi per l'ambiente e costosi nell'approvvigionamento. Il riciclaggio di questi componenti coinciderà con il riciclaggio della plastica e del metallo. Da un punto di vista pratico la separazione tra i diversi materiali avviene attraverso il loro passaggio in alcuni macchinari separatori. Tali macchinari separatori utilizzano la tecnologia della separazione ad aria e sono progettati appositamente per il recupero del rame dai cavi elettrici. Sfruttando la differenza di peso specifico dei diversi materiali costituenti la struttura del cavo si può separare la parte metallica dalla plastica e dagli altri materiali.



7.4. Recupero viabilità interna

Rimuovere la viabilità interna sarà un'operazione molto semplice. La struttura viaria, infatti, potrà essere rimossa con l'ausilio di un mezzo meccanico ed il materiale recuperato potrà essere riutilizzato in edilizia come materiale inerte.

7.5. Recupero recinzione

Lungo il perimetro dell'area d'intervento sarà realizzata una recinzione perimetrale; tale recinzione sarà costituita da maglia metallica. L'altezza complessiva della recinzione è pari a 200 cm e sarà collegata al terreno mediante pali infissi.

I materiali che costituiscono la recinzione sono acciaio per la parte in elevazione e per la parte in fondazione. Al termine della vita utile dell'impianto fotovoltaico, qualora la recinzione non debba più assolvere alla funzione di protezione dell'area che circonda, sarà smantellata e i suoi materiali costituenti seguiranno i processi classici di riciclo precedentemente esposti.

8. Ripristino dello stato dei luoghi

In questo paragrafo verrà esaminata in maniera più dettagliata la fase di ripristino dello stato dei luoghi.

Le componenti dell'impianto fotovoltaico che costituiscono una modificazione rispetto alle condizioni in cui si trova attualmente il sito oggetto dell'intervento sono prevalentemente:

- stringhe fotovoltaiche

- strutture di fissaggio delle stringhe fotovoltaiche vibro-infisse nel terreno
- cabine elettriche prefabbricate ed apparati elettrici, pali illuminazione e videosorveglianza
- viabilità interna
- cavi
- recinzione.

Una volta separati i diversi componenti sopra elencati in base alla composizione chimica ed in modo da poter riciclare il maggior quantitativo possibile dei singoli elementi, i rifiuti saranno consegnati ad apposite ditte per il riciclaggio e il riutilizzo degli stessi; la rimanente parte, costituita da rifiuti non riutilizzabili, sarà conferita a discarica autorizzata. In fase di dismissione dell'impianto fotovoltaico, sarà di fondamentale importanza il completo ripristino morfologico e vegetazionale dell'area. Ciò farà in modo che l'area sulla quale sorgeva l'impianto possa essere restituita agli originari usi agricoli.

Per garantire una maggiore attenzione progettuale al ripristino dello stato dei luoghi originario si utilizzeranno tecniche idonee alla rinaturalizzazione degli ambienti modificati dalla presenza dell'impianto fotovoltaico. Tale rinaturalizzazione verrà effettuata con l'ausilio di idonee specie vegetali autoctone.

I principali interventi di recupero ambientale che verranno effettuati sulle aree che hanno ospitato viabilità e cabine saranno costituiti prevalentemente da:

- semine (a spaglio, idrosemina o con coltre protettiva);
- semina di leguminose;
- scelta delle colture in successione;
- sovesci adeguati;
- incorporazione al terreno di materiale organico, preferibilmente compostato, anche in superficie;
- piantumazione di specie arboree/arbustive autoctone;
- concimazione organica finalizzata all'incremento di humus ed all'attività biologica.

9. Quantificazione dei costi di dismissione e ripristino e tempistiche

E' stata prodotta una stima relativa ai costi di dismissione e ripristino dell'area interessata dal progetto dell'impianto. Detti costi sono di seguito riportati nella successiva tabella riepilogativa e sono stati valutati sulla scorta dei prezzi attuali, in quanto risulta difficilmente quantificabile, sia a livello di costi sia a livello tecnologico, la proiezione di tali attività al reale momento in cui verranno effettuate.

Costi dismissione e smaltimento

CASTELLANETA PV SRL

COMPUTO METRICO INDICATIVO DEI LAVORI DI DISMISSIONE

Realizzazione di un impianto agrivoltaico della potenza nominale in DC di 60,501 MWp e potenza AC di 51,00 MW denominato "Lama di Pozzo" e delle relative opere di connessione alla Rete di Trasmissione dell'energia elettrica Nazionale (RTN) in zona agricola del Comune di Castellaneta (TA) e Comune di Ginosa (TA).

Nr. Ord.	TARIFFA	DESIGNAZIONE DEI LAVORI	M I S U R A Z I O N I:				Quantità	IMPORTI	
			Par.ug	Lung.	Larg.	H/peso		unitario	TOTALE
LAVORI A CORPO COMPUTO METRICO INDICATIVO DEI LAVORI DI SMALTIMENTO DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO "COLANGELO" (Cat.1)									
1	NP 01	Rimozione di recinzione perimetrale esistente, compresa l'estrazione dei paletti di supporto, della mano d'opera occorrente, il trasporto in discarica e lo smaltimento del materiale di risulta							
		SOMMANO m	1.00			18730.00	12.81 €	239 931.30 €	
2	NP 02	Rimozione pannelli fotovoltaici degli impianti comprendente: - Smontaggio modulo fotovoltaico dalla struttura di supporto - Accatastamento e reggiatura per dimensioni trasportabili - Trasporto presso recuperatore autorizzato E' inoltre compreso quanto occorre per dare il lavoro finito a regola d'arte							
		SOMMANO N	1.00			88322.00	2.50 €	220 805.00 €	
3	NP 03	Smaltimento di pannelli fotovoltaici a fine ciclo di vita presso azienda specializzata							
		SOMMANO N	1.00			88322.00	2.00 €	176 644.00 €	
4	NP 04	Rimozione struttura di supporto pannelli fotovoltaici degli impianti, comprendente: - Smontaggio staffe in alluminio; - Smontaggio ancoretti in acciaio zincato; - Separazione della viteria in inox; - Accatastamento e reggiatura per dimensioni trasportabili; - Trasporto presso recuperatore autorizzato. E' inoltre compreso quanto occorre per dare il lavoro finito a regola d'arte							
		SOMMANO (kg)	1.00			475440.00	0.96 €	456 422.40 €	
5	NP 05	Dislaccio e rimozione apparecchiature elettriche degli impianti, comprendente: Lavoro di dislaccio e rimozione degli inverter, quadri, protezioni, canale portacavi; Accatastamento e reggiatura per dimensioni trasportabili; trasporto presso recuperatore autorizzato; E' inoltre compreso quanto occorre per dare il lavoro finito a regola d'arte							
		SOMMANO (kW)				60501.00	2.00 €	121 002.00 €	
6	NP 06	Smontaggio dei cavi degli impianti, comprendente: Sfilaggio cavi elettrici Smontaggio di tutti i cavidotti presenti sul terreno oggetto di impianto comprensivi di pozzetti e chiusini mediante l'ausilio di mezzo meccanico; - Accatastamento e reggiatura per dimensioni trasportabili; - Trasporto presso recuperatore autorizzato E' inoltre compreso quanto occorre per dare il lavoro finito a regola d'arte							
		SOMMANO (MW)				60,501	2 500,00 €	2 500,00 €	

Realizzazione di un impianto agrivoltaico della potenza nominale in DC di 60,501 MWp e potenza AC di 51,00 MW denominato "Lama di Pozzo" e delle relative opere di connessione alla Rete di Trasmissione dell'energia elettrica Nazionale (RTN) in zona agricola del Comune di Castellaneta (TA) e Comune di Ginosa (TA).

CASTELLANETA PV SRL
COMPUTO METRICO INDICATIVO DEI LAVORI DI DISMISSIONE

Realizzazione di un impianto agrivoltaico della potenza nominale in DC di 60,501 MWp e potenza AC di 51,00 MW denominato "Lama di Pozzo" e delle relative opere di connessione alla Rete di Trasmissione dell'energia elettrica Nazionale (RTN) in zona agricola del Comune di Castellaneta (TA) e Comune di Ginosa (TA).

Nr. Ord.	TARIFFA	DESIGNAZIONE DEI LAVORI	MISURAZIONI:				Quantità	IMPORTI	
			Par.ug	Lung.	Larg.	H/peso		unitario	TOTALE
7	NP 07	Smontaggio box prefabbricati degli impianti Accatastamento e reggiatura per dimensioni trasportabili; - Trasporto presso recuperatore autorizzato E' inoltre compreso quanto occorre per dare il lavoro finito a regola d'arte							
		SOMMANO N				32.00	6 000.00 €	192 000.00 €	
8	NP 08	Demolizione basamenti box prefabbricati degli impianti comprendente: - Demolizione trasportabili; - Trasporto presso discarica autorizzata del materiale di risulta E' inoltre compreso quanto occorre per dare il lavoro finito a regola d'arte							
		SOMMANO N				32.00	2 200.00 €	70 400.00 €	
9	NP 09	Ripristino dell'area Ripristino del suolo originario mediante pulizia di tutto il terreno da materiale di risulta vario derivato dalle operazioni di smantellamento, il costo per lo smaltimento e quant'altro necessario per dare il lavoro finito a regola dell'arte.							
		SOMMANO (mq)	1.00			91256.00	0.38 €	34 221.00 €	
		TOTALE euro						1 513 925.70 €	
		TOTALE euro/pannello						9.61 €	
		Si ritiene che gli oneri per la dismissione siano coperti per un 50% dai ricavi della vendita dei seguenti materiali: - alluminio; - materiale ferroso; - vetro; - silicio; - rame.							
		TOTALE euro per la dismissione						756 962.85 €	

Prime indicazioni sulla Sicurezza

Il presente paragrafo per analizzare preliminarmente i principali rischi, al fine di introdurre il futuro Piano di Sicurezza e Coordinamento, nel quale verranno analizzati nel dettaglio tutte le valutazioni in merito ai rischi ed alle precauzioni da valutare in campo di sicurezza.

Si valutano dunque le preliminari misure di prevenzione dei rischi e dei relativi D.P.I. (Dispositivi di Protezione Individuale) da adottare, come da T.U. Sicurezza 81/08.

Il PSC tratterà al suo interno i seguenti punti:

- Caratteristiche e generalità dell'area di cantiere, sia dell'area d'impianto agrivoltaico che dell'area delle cabine di elevazione e smistamento e dell'area di realizzazione del cavidotto di vettoriamento.

- Analisi dei rischi e dei fattori esterni presenti sul territorio, facendo particolare attenzione a garantire la sicurezza dei lavoratori in fase di cantiere stradale e delle sue aree circostanti.

Nell'organizzazione del cantiere si terrà conto dei seguenti aspetti:

- Le modalità di esecuzione dell'area recintata di cantiere, con idonee disposizioni in materia di cartellonistica in presenza degli accessi all'area d'impianto;
- La realizzazione di servizi igienico-sanitari considerando la durata dei lavori di cantiere superiore ai 90 giorni;
- La realizzazione di idonea viabilità principale all'interno dell'area di cantiere;
- La verifica di tutte le attività di coordinamento da parte del CSE, come specificato all'art. 92 del T.U. 81/08;
- La consultazione dei rappresentanti per la sicurezza come da art. 102 del T.U. 81/08;
- La realizzazione di tutti gli impianti di alimentazione di risorse idriche ed elettriche necessarie per l'avanzamento dello stato di cantiere;
- Gli impianti di messa a terra e di protezione da scariche atmosferiche;
- Regolazione e modalità di accesso per la fornitura dei materiali per la realizzazione dell'area d'impianto, del cavidotto interrato e dei lavori per la realizzazione delle opere in alta tensione.
- La disposizione dell'area di deposito di cantiere;

Nei futuri piani di sicurezza si farà riferimento alle fasi lavorative. Esse, se di particolari complessità, o di diversa dislocazione temporale, verranno suddivise in sottofasi.

Per tali fasi di lavoro verranno valutati i rischi connessi per i lavoratori, come ad esempio:

- Valutazione dei rischi di incidenti tra lavoratori e possibili mezzi di lavoro (autocarri, ruspe, gru, muletti, ragni ecc.);
- Valutazione del rischio di cadute dall'alto durante gli scavi in trincea per la realizzazione del cavidotto e/o altre opere;

- Valutazione del rischio di instabilità di possibili scavi e/o strutture mobili (strutture di supporto fotovoltaico);
- Valutazione dei rischi relativi a lavori di mutazione e/o demolizione;
- Valutazione dei rischi da incendio;
- Valutazione dei rischi da esplosione;
- Valutazione dei rischi da vibrazioni e rumore;
- Valutazione dei rischi da possibile utilizzo di sostanze chimiche.

Il PSC, dunque analizzerà nel dettaglio ogni singolo elemento elencato, cercando di indicare ogni possibile misura di prevenzione e di riduzione del rischio.

L'accessibilità al sito non presenta particolari problematiche essendo l'ingresso stesso dei singoli cantieri presente sulla in prossimità di strade comunali o vicinali. Gli interventi di progetto, per i quali si terranno conto tutte le misure di sicurezza appena indicate, saranno quelli di:

- Sistemazione del suolo agrario senza particolari movimenti di terra per garantire piena pulizia del suolo d'installazione della centrale fotovoltaica. Tali lavori verranno eseguiti con mezzi meccanici come escavatori ecc.
- Realizzazione della viabilità interna d'impianto per consentire un agevole spostamento successivo dei mezzi per l'installazione della superficie pannellata d'impianto. Tutte le strade interne verranno realizzate con granulato di dimensione variabile (Strada misto stabilizzato);
- Realizzazione della recinzione dell'area catastale d'impianto, fissando meccanicamente i pali di sostegno ogni 2,5 m.
- Realizzazione per infissione meccanica di tutte le strutture metalliche di sostegno, tracker, per i moduli fotovoltaici;
- Installazione manuale dei moduli fotovoltaici e realizzazione del cablaggio ad esso collegato;

- Realizzazione delle trincee e posa in opera dei cavi in M.T. all'interno dell'area d'impianto;
- Realizzazione dello strato di fondazione e successiva realizzazione dei cabinati presenti all'interno dell'area d'impianto (trasformatore, locali ausiliari e depositi, cabine di consegna);
- Realizzazione di tutte le opere di mitigazione previste con l'utilizzo di mezzi di movimentazione meccanica e definitiva sistemazione manuale;
- Realizzazione di tutte le opere del progetto agricolo previste con l'utilizzo di mezzi di movimentazione meccanica e definitiva sistemazione manuale;
- Realizzazione dell'impianto d'illuminazione e videosorveglianza dell'area d'impianto;
- Collaudo e verifica di tutti gli impianti e dispositivi elettrici;
- Collaudo e verifica di tutti gli impianti civili;

Durante le fasi di realizzazione del cavidotto di per la connessione dell'impianto alla RTN, verranno adottate particolari precauzioni, in quanto la realizzazione della trincea per la posa dei corrugati, in alcuni tratti richiederà l'utilizzo di tecnologie no-dig o trenchless per l'attraversamento di punti specifici.

In particolare, si terrà conto della:

- Realizzazione di scavi di trincee in fasi temporali diverse, in modo tale da non creare disagi alla circolazione stradale;
- Posa dei cavi e realizzazione delle giunzioni di collegamento;
- Fase di chiusura delle trincee stradali;
- Idoneo ripristino del tappetino d'usura per garantire adeguata circolazione degli automezzi;

Tutte le aree di cantiere fisse e di lunga durata saranno dotate di idonei servizi igienico-sanitari (bagni chimici), dimensionati in funzione della forza lavoro media giornaliera e con caratteristiche facenti riferimento all'allegato XIII del T.U. Sicurezza Cantieri 81/08.

In funzione delle attività di lavorazione e di cantiere indicate in tale documento, verranno presi provvedimenti in materia di Dispositivi di Protezione Individuale per i lavoratori. Essi verranno formati al fine di un corretto utilizzo degli stessi per prevenire ogni tipologia di rischio durante le fasi di cantiere.

Tutti i lavori di scavo stradale saranno realizzati sulla base di idonee informazioni cartografiche sulla presenza di eventuali sottoservizi, fornite dagli enti gestori dei servizi e dagli enti comunali e provinciali.

Tutti gli operatori delle imprese esecutrici saranno equipaggiati con idonei dispositivi di protezione individuale ('DPI') ai sensi della specifica lavorazione prevista in conformità con quanto indicato del Piano di Sicurezza e Coordinamento ('PSC') del progetto, nonché dello specifico Piano Operativo per la Sicurezza ('POS'). Per quanto riguarda il rischio antincendio, si precisa che in tutta l'area oggetto di intervento, non saranno presenti materiali di natura infiammabile e comunque tutti i componenti di natura elettrica utilizzati quali cavi ed apparati elettronici, sono particolarmente adatti a limitare la produzione e la diffusione di fuoco e del fumo, ai sensi di quanto previsto dal vigente Regolamento C.P.R.

In fase di redazione dei PSC tali oneri verranno definiti in maniera puntuale e in fase di appalto non saranno soggetti a ribasso, come disciplinato dal Testo Unico sulla Salute e Sicurezza sul Lavoro D.Lgs n.81 del 2008.

10. Elenco delle autorizzazioni da Acquisire

Nel presente paragrafo vengono riportati gli Enti coinvolti nel procedimento per il rilascio delle autorizzazioni, intese, concessioni, licenze, pareri, nulla osta e assensi comunque denominati ed il riferimento al parere acquisito.

ENTE	
Ministero della transizione ecologica Direzione Generale Valutazioni Ambientali Divisione V – Procedure di valutazione VIA e VAS	DETERMINA DI PUA
Regione Puglia	AUTORIZZAZIONE UNICA