

Progetto definitivo di un impianto fotovoltaico di potenza di
circa 83 MWp da realizzare al suolo
Ad Ascoli Satriano (FG) denominato:

Deliceto Solare

Codice: NB9F3B4



Titolo:

Relazione Tecnico-Descrittiva

Nome File:

NB9F3B4_RelazioneTecnica.pdf

Procedimento Autorizzativo Unico Regionale

(ex. Art.27Bis del DLgs 152/2006)

Rev:

RE01



SolarFieldsSette srl

SolarFieldsSette srl – P.iva 01998810566 – solarfields@pec.it

web: www.solarfields.it

Sede legale:

Via Gianbattista Casti 65 Acquapendente 01021 (Vt)

N° Rev		Data	Redatto:	Verificato:	Approvato:
		14 Settembre 2022	Ing. M.Manenti		
				Sf South S.r.l. Via Cantorrivo, 44/C 01021 Acquapendente (VT) P.IVA 02331840567 C.U. 155/CR1	

Committente: SFSouth s.r.l.

SOMMARIO:

1. PREMESSA	6
2. NORMATIVA E LEGGI DI RIFERIMENTO	9
2.1 Criteri adottati per le Scelte Progettuali.....	11
3. DATI DI PROGETTO DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO	12
3.1 Descrizione del sito di installazione.....	12
3.2 Dati ambientali relativi al sito di installazione	14
3.3 Calcolo della radiazione solare disponibile	15
3.4 Stima dell'energia producibile	17
3.5 Tipologia e caratteristiche dell'impianto fotovoltaico	17
3.6 Calcolo della CO ₂ risparmiata	18
4. SCHEMA ELETTRICO GENERALE	19
5. CALCOLI E VERIFICHE DI PROGETTO	19
5.1 Variazione della tensione con la temperatura per la sezione c.c.....	19
5.2 Portata dei cavi in regime permanente	20
5.3 Sezione dei conduttori di protezione	21
6. DETTAGLI DI INSTALLAZIONE	23
7. SPECIFICHE TECNICHE DEI COMPONENTI	25
7.1 Inverter, Cabine Inverter e trasformatori	25
7.2 String box e Quadri di sottocampo.....	27
7.3 Collegamenti elettrici e cavidotti.....	30
7.4 Moduli Fotovoltaici	31
7.5 Controllo e monitoraggio dell'impianto fotovoltaico	31
7.6 Impianto di antifurto.....	31
7.7 Cavi elettrici e cablaggio	32
8. VERIFICA TECNICO-FUNZIONALE	33
8.1 Esame a vista.....	33
8.2 Prove	34
8.3 Montaggio componenti	35
9. SISTEMI DI ACCUMULO	37
10. OPERE E IMPIANTI DI RETE PER LA CONNESSIONE	37
10.1 Stazione Elettrica Utente Di Trasformazione 20/150 kV.....	37

10.2 Campi Elettrici E Magnetici	38
10.3 Caratteristiche Apparecchiature AT	39
10.4 Sostegni, Isolatori, Morsetti, Connessioni.....	40
10.5 Impianto di Terra.....	41
6.6 Opere Civili E Impianti Tecnologici	42
11. SINTESI STUDIO GEOLOGICO, GEOTECNICO E IDROGEOLOGICO	44
12. SINTESI STUDIO IMPATTO AMBIENTALE	46
13. SINTESI STUDIO IMPATTO ARCHEOLOGICO E ARTISTICO	52
14. SINTESI STUDIO IMPATTO ACUSTICO	54
15. SINTESI STUDIO PEDOAGRONOMICO	55
16. SINTESI STUDIO RILIEVO COLTURE DI PREGIO	56
17. SINTESI STUDIO E SOLUZIONI INTERFERENZE DEI CAVIDOTTI	57
17.1 Studio dei campi elettromagnetici	62
18. CRITERI E TEMPISTICHE DEL PROGETTO ESECUTIVO	64
19. INDICAZIONI E DISPOSIZIONI PER LA STESURA DEI PIANI DI SICUREZZA	66
19.1 Misure di protezione contro i contatti diretti.....	66
19.2 Misure di protezione contro i contatti indiretti	67
19.3 Misure di protezione sul collegamento alla rete elettrica.....	67
19.4 Misure di protezione contro gli effetti delle scariche atmosferiche.....	68
19.5 Messa a Terra	69
20. SINTESI PIANO DISMISSIONE E RIPRISTINO	69
21. SINTESI PIANO RICADUTE SOCIALI	70
22. <i>ELENCO DELLE AUTORIZZAZIONI</i>	72
APPENDICE A	74
Tabella riassuntiva delle principali fonti di perdita di efficienza	74



“Non c'è alcuna crisi energetica, solo una crisi di ignoranza.”
[Richard Buckminster Fuller](#)

«Le conseguenze dei cambiamenti climatici, che già si sentono in modo drammatico in molti Stati, ci ricordano la gravità dell'incuria e dell'inazione; il tempo per trovare soluzioni globali si sta esaurendo; possiamo trovare soluzioni adeguate soltanto se agiremo insieme e concordi. Esiste pertanto un chiaro, definitivo e improrogabile imperativo etico ad agire.»

[Papa Francesco, dicembre 2014](#)

**Perché è un'opera urgente, prioritaria e
inderogabile.....**



Non c'è molto tempo per il punto di non ritorno...



1. PREMESSA

FOTOVOLTAICO 2.0

**Gli impianti PV di nuova generazione in "market parity"
per una nuova era dell'energia per il nostro paese**

Cosa ci dice l'Europa?

7 dicembre 2018 - Approvazione del Consiglio Europeo del regolamento sulla governance energetica dell'Unione Europea.

Il Consiglio Europeo ha dato il via libera al provvedimento sulle rinnovabili presentato dalla Commissione UE 2 anni fa.

Quota di **energia prodotta** da fonti rinnovabili nell'Ue à **32% dei consumi entro il 2030**

L'obiettivo sarà rivisto entro il 2023 e l'asticella potrà solo essere **alzata**.

Gli Stati membri devono garantire che i **cittadini** abbiano il **diritto di produrre energia rinnovabile per il proprio consumo, di immagazzinarla e di vendere la produzione in eccesso.**

L'impianto, oggetto del presente documento, si propone di produrre una notevole quantità di **energia da fonte di tipo rinnovabile da immettere nella rete pubblica.** In particolare si utilizza in questo impianto l'effetto fotovoltaico per convertire la radiazione luminosa proveniente dal sole in energia elettrica in maniera diretta, senza cioè passare per altre forme di energia.

Nel Piano Energetico Nazionale (SEN 2017) l'Italia si è posta l'ambizioso obiettivo di installare oltre 30 GW di nuova potenza fotovoltaica entro il 2030. Questo traguardo permetterebbe una rivoluzione energetica epocale per il nostro paese, passando dalle fonti fossili ad una produzione di energia prevalentemente rinnovabile, con enormi vantaggi in termini ambientali, ma anche in



chiave di autonomia energetica rispetto all'attuale situazione di dipendenza da importazione di fonti fossili o di energia elettrica dall'estero. Questa rivoluzione sarà di supporto inoltre ad un ulteriore passo in avanti verso un mondo sostenibile, quello della mobilità elettrica.

In generale l'applicazione della tecnologia fotovoltaica consente:

- la produzione di energia senza alcuna emissione di sostanze inquinanti;
- il risparmio di combustibile fossile;
- nessun inquinamento acustico;
- soluzioni di progettazione compatibili con le esigenze di tutela ambientale (es. impatto visivo);
- la possibilità di ottenere profitto da terreni non usati a scopi agricoli.

In particolare le innovazioni tecnologiche adottate nei nostri progetti, permettono inoltre:

- Essere pienamente concorrenziali con le centrali elettriche a fonti fossili, così da non necessitare di incentivi pubblici;
- Una maggiore integrazione nel contesto agricolo e/o urbano grazie all'utilizzo di strutture più basse e compatte, e alla attenta selezione di soluzioni di mitigazione.
- Impianti più performanti, anche oltre il 30% rispetto a qualche anno fa, con conseguente riduzione dell'occupazione del suolo;
- Impianti con più lunghe attese di vita;

Solarfields si impegna, nella progettazione dei suoi grandi impianti fotovoltaici su suolo agricolo, di limitare al massimo l'impatto nel contesto ambientale del sito e di di massimizzare le ricadute economiche sul territorio (in termini di occupazione e benefici energetici ed economici).

Soluzioni di inserimento degli impianti fotovoltaici in ambito agricolo	
--	--

- **limitate altezze** delle strutture, GRAZIE ALLE INNOVAZIONI TECNOLOGICHE ADOTTATE NEI NUOVI IMPIANTI IN SVILUPPO;
- **Utilizzo di strutture con pali infissi nel suolo senza plinti in cemento**(semplici da dimettere e molto meno impattanti delle fondazioni o plinti in cemento);
- **Recinzioni sollevate da terra e di altezze contenute** per permettere il passaggio degli animali;
- **piantumazioni perimetrali attentamente selezionate** (con idonea vegetazione locale) che nascondano alla vista le strutture ed i moduli;
- **selezione accurata dei siti** di installazione.

2. NORMATIVA E LEGGI DI RIFERIMENTO

L'impianto sarà realizzato a regola d'arte, come prescritto dalla Legge n. 186 del 1 marzo 1986 e ribadito dalla Legge n. 46 del 5 marzo 1990.

Rimane tuttora valido, sotto il profilo generale, quanto prescritto dal DPR 547/55 "Norme per la prevenzione degli infortuni sul lavoro" e quanto previsto dalla vigente normativa in tema di sicurezza sul lavoro.

Le caratteristiche degli impianti stessi, nonché dei loro componenti, devono essere in accordo con le norme di legge e di regolamento vigenti ed in particolare essere conformi:

- alle prescrizioni di autorità locali, comprese quelle dei VVF;
- alle prescrizioni e indicazioni della Società Distributrice di energia elettrica;
- alle norme CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano).

Per quanto concerne la normativa tecnica di riferimento si ha:

- DPR 547/55 Norme per la prevenzione degli infortuni sul lavoro;
- Legge 186/68 Disposizione concernente la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni ed impianti elettrici ed elettronici;
- Legge 46/90 Norme per la sicurezza degli impianti;
- DPR 447/91 Regolamento di attuazione della Legge 5 marzo 1990, n. 46, in materia di sicurezza degli impianti;
- D.Lgs 626/94 Attuazione delle direttive CEE riguardanti il miglioramento della sicurezza e della salute dei lavoratori sul luogo di lavoro;
- D.Lgs 493/96 Attuazione della direttiva 92/58/CEE concernente le prescrizioni minime per la segnaletica di sicurezza e/o di salute sul luogo di lavoro;
- DM 16 gennaio 1996 Norme tecniche relative ai criteri generali per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e sovraccarichi;
- Circolare 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 documentazione per Legge 46/90;
- CEI 0-16 Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle Imprese distributrici di energia

elettrica;

- CEI 11-20 Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;
 - CEI 20-19 Cavi isolati con gomma tensione nominale non superiore a 450/750 V;
 - CEI 20-20 Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V;
 - CEI 64-8 Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua;
 - CEI 81-1 Protezione delle strutture contro i fulmini;
 - CEI EN 60099-1-2 Scaricatori;
 - CEI EN 60439-1-2-3 Apparecchiature assiemate di protezione e manovra per bassa tensione;
 - CEI EN 60445 Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico;
 - CEI EN 60529 Gradi di protezione degli involucri (codice IP);
 - CEI EN 61215 Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo.
-
- CEI EN 61724 Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati. Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici.
 - UNI 10349 "Riscaldamento e raffrescamento degli edifici DATI CLIMATICI"
 - UNI 8744 "Energia Solare, calcolo degli apporti per applicazioni in edilizia, Valutazione dell'energia raggiunte ricevute".
 - DM 19/02/2007 ("Decreto Conto Energia").
 - Delibera della Giunta regionale del Lazio 517/2008

I dati riportati nel seguito risultano strutturati e suddivisi secondo quanto riportato nella Guida CEI 0-2.



2.1 Criteri adottati per le Scelte Progettuali

I criteri con cui è stata realizzata la progettazione definitiva dell'impianto fotovoltaico in progetto sono scaturiti dall'esito i risultati delle indagini geologiche, geotecniche e idrauliche e tenendo in considerazione;

- Il rispetto di tutte Leggi e delle normative di buona tecnica vigenti in parte elencate sopra;
- Il rispetto del Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR) adottato dalla Regione Puglia, volto a consentire uno sviluppo sostenibile delle energie rinnovabili, preservando l'ambiente e il paesaggio rurale pugliese, nonché delle linee guida nazionali ed europee;
- Ottimizzazione del rapporto costi/benefici ed impiego di materiali componenti di elevata qualità, efficienza, lunga durata e facilmente reperibili sul mercato;
- Riduzione delle perdite energetiche connesse al funzionamento dell'impianto, al fine di massimizzare la quantità di energia elettrica immessa in rete;

3. DATI DI PROGETTO DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

3.1 Descrizione del sito di installazione

Il terreno nel quale verrà realizzato l'impianto fotovoltaico è ubicato nel comune di Ascoli Satriano (FG). Il progetto è denominato Deliceto Solare (FG).

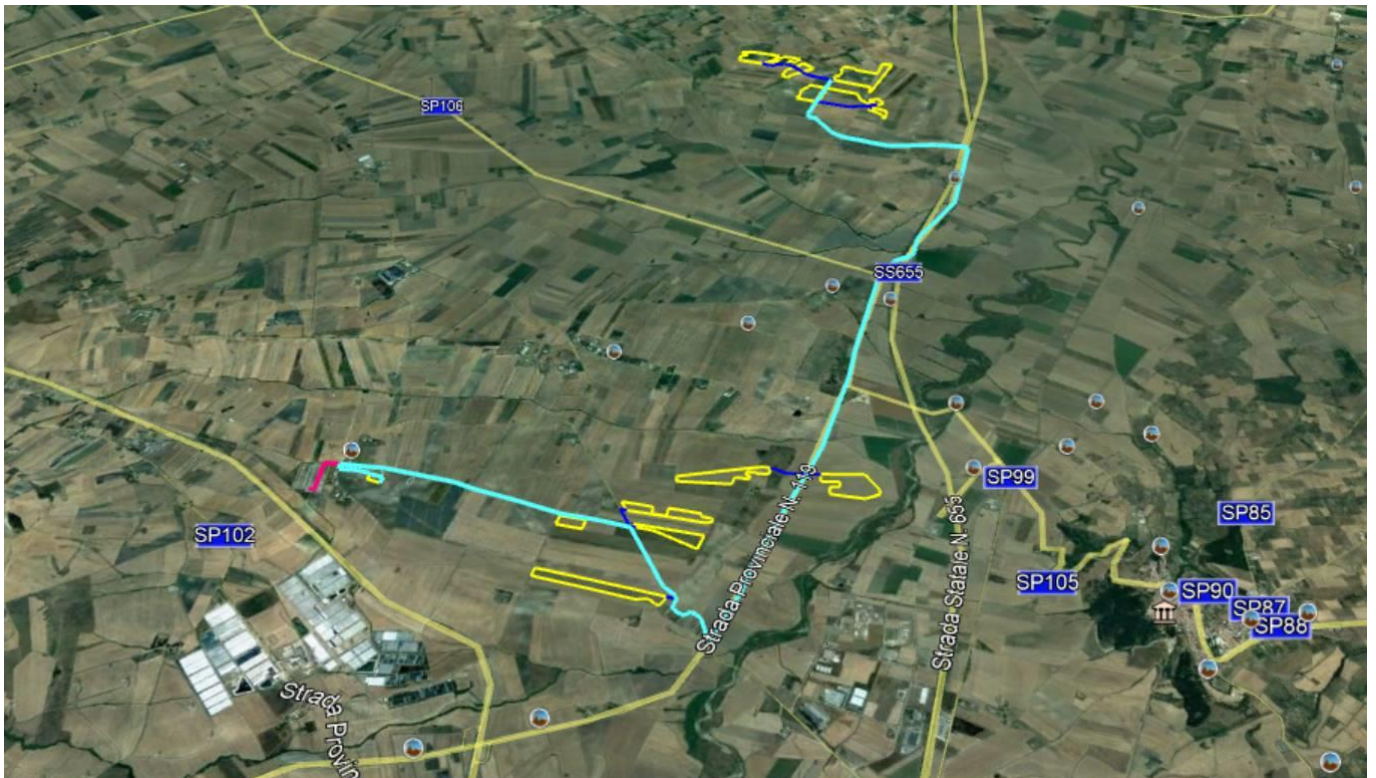
Vedere l'allegato "Piano Particellare" per la lista delle particelle catastali interessate, e la allegata Tavola "Planimetria Impianto" per i catastali relativi.

I terreni in esame hanno destinazione agricola ed è caratterizzato da un'estensione totale di circa 115 ha. Sul terreno non sono presenti vincoli, eccetto alcune fasce di rispetto fossi.

La zona circostante il terreno è occupata da campi agricoli. La riflettanza del terreno utile è quella relativa all'erba verde di cui risulta ricoperta la maggior parte del terreno, ovvero è pari a 0,26.

Il sito è raggiungibile, da strade idonee al trasporto pesante.

Il terreno non presenta vincoli paesaggistici, si è comunque progettato l'impianto in modo da ridurre il più possibile l'impatto visivo, utilizzando strutture di sostegno a bassa visibilità ed idonea fascia di piantumazione perimetrale.



Inquadramento satellitare



Riportiamo di seguito i dati catastali relativi ai terreni oggetto del presente progetto. La proprietà di tali particelle è dell'ente del comune di Ascoli Satriano.

COMUNE	FOGLIO	PARTICELLA	SETTORE
Deliceto	42	383	A
Ascoli Satriano	58	113	B
Ascoli Satriano	58	225	C
Ascoli Satriano	58	228	
Ascoli Satriano	58	230	
Ascoli Satriano	58	232	
Ascoli Satriano	58	234	
Ascoli Satriano	58	241	
Ascoli Satriano	58	3	D
Ascoli Satriano	58	71	E
Ascoli Satriano	58	59	F
Ascoli Satriano	58	73	
Ascoli Satriano	58	60	
Ascoli Satriano	58	189	
Ascoli Satriano	58	89	
Ascoli Satriano	59	22	G
Ascoli Satriano	59	26	
Ascoli Satriano	59	30	
Ascoli Satriano	59	31	
Ascoli Satriano	7	14	H
Ascoli Satriano	10	99	H
Ascoli Satriano	10	131	
Ascoli Satriano	10	132	
Ascoli Satriano	10	175	
Ascoli Satriano	10	176	
Ascoli Satriano	10	177	
Ascoli Satriano	10	103	
Ascoli Satriano	10	104	
Ascoli Satriano	10	107	

Ascoli Satriano	10	105	
Ascoli Satriano	10	106	
Ascoli Satriano	10	108	
Ascoli Satriano	10	115	
Ascoli Satriano	10	116	
Ascoli Satriano	10	117	
Ascoli Satriano	10	124	
Ascoli Satriano	10	125	
Ascoli Satriano	10	1	
Ascoli Satriano	10	7	
Ascoli Satriano	10	46	
Ascoli Satriano	10	64	
Ascoli Satriano	10	141	
Ascoli Satriano	10	73	
Ascoli Satriano	10	74	
Ascoli Satriano	10	75	
Ascoli Satriano	10	78	
Ascoli Satriano	10	79	
Ascoli Satriano	10	80	
Ascoli Satriano	10	82	
Ascoli Satriano	10	120	
Ascoli Satriano	10	121	
Ascoli Satriano	12	231	H
Ascoli Satriano	12	59	
Ascoli Satriano	12	1	

3.2 Dati ambientali relativi al sito di installazione

I dati relativi alla temperatura (norma UNI 10349) sono:

- temperatura media annua: +15,7°C
- temperatura media minima/massima mensile: +8,3°C / +23,8°C
- mese mediamente più caldo: Luglio
- temperatura massima estiva: +31°C
- escursione massima estiva: 12°C

Per quanto riguarda i dati relativi al vento (norma UNI 10349) si ha:

- zona di vento: 2
- direzione prevalente: NE
- velocità giornaliera (media annuale): 4 m/s

Il carico neve sulla copertura risulta pari a 1,46 kN/m², calcolato come riportato nel D.M. 16/1/96 per la zona II.

Per quanto riguarda gli effetti sismici, il sito risulta appartenere alla zona:

Zona sismica 2	Zona con pericolosità sismica media dove possono verificarsi forti terremoti.
---------------------------------	---

3.3 Calcolo della radiazione solare disponibile

La valutazione della risorsa solare disponibile per il terreno in questione è stata effettuata a partire dai valori del database europeo PVGIS. Per il calcolo si sono considerati i dati ambientali relativi al sito.

Si è inoltre simulato il comportamento delle strutture selezionate, inseguitori monoassiali (descritti in dettaglio più avanti in questa relazione), con opportuno angolo di tilt e un valore di PR (Performance Ratio) come risulta dalle esperienze degli ultimi anni e dalle caratteristiche tecniche del progetto.

Irraggiamento solare per il sito (PVGIS con inseguitori monoassiali)

Sito: 42°22'45" North, 11°47'26" East, Elevation: 148 m a.s.l.,

Database per la radiazione solare considerato: PVGIS-CMSAF

Potenza nominale simulata: 1.0 kW (crystalline silicon)

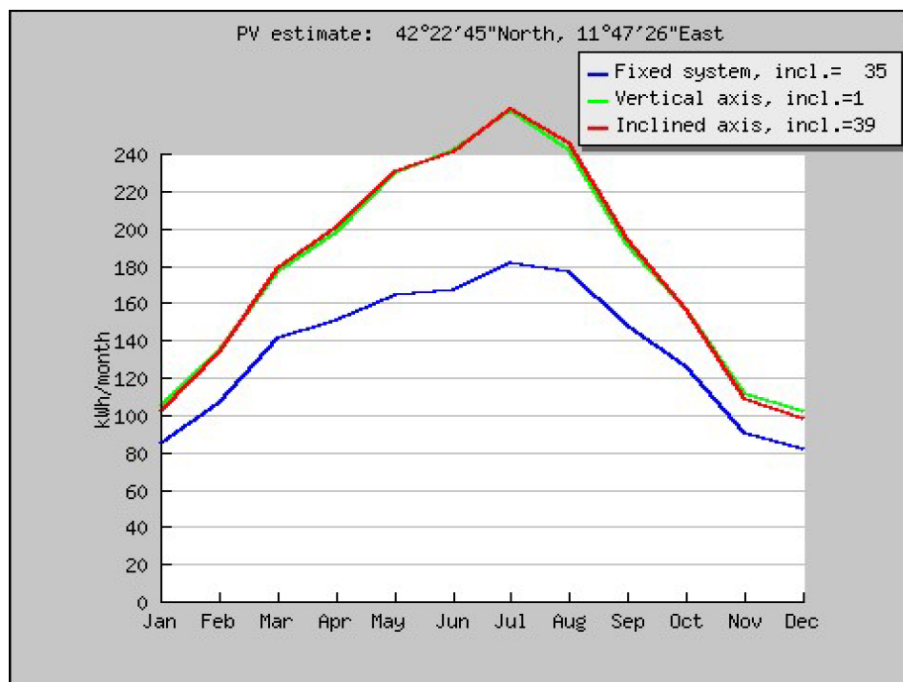
Perdita per temperature: 10.3% (using local ambient temperature)

Perdite per effetti di riflessione: 2.6%

Altre perdite (cavi elettrici, inverter etc.): 4.0%

Effetto combinato delle perdite: 16.1%

Inclined axis tracking system inclination=0°				
Month	E_d	E_m	H_d	H_m
Jan	2.11	65.3	2.31	71.7
Feb	2.95	82.5	3.25	90.9
Mar	4.42	137	5.05	157
Apr	5.94	178	6.92	207
May	6.83	212	8.15	253
Jun	7.38	221	9.06	272
Jul	7.69	238	9.50	294
Aug	7.11	220	8.82	273
Sep	5.13	154	6.15	184
Oct	3.69	114	4.28	133
Nov	2.39	71.7	2.69	80.8
Dec	1.83	56.6	2.02	62.8
Yearly average	4.80	146	5.60	170
Total for year		1750		2040



Confronto fra la producibilità con sistemi tradizionali e gli innovativi inseguitori monoassiali.

3.4 Stima dell'energia producibile

Data la potenza di picco installata e le stime di radiazione solare del paragrafo precedente, è possibile dare una stima della producibilità in funzione del performance ratio. Nella tabella seguente si riportano le stime:

Radiazione Solare Media	1510 kWh/m²
PR*	0.84
Producibilità kWh/kWp*	1750

*Tenendo in considerazione l'incremento di producibilità dato dagli inseguitori monoassiali.

Quindi considerando una potenza di 83 MWp, abbiamo una produzione di energia pari a 145.250.000 kWh/annui.

3.5 Tipologia e caratteristiche dell'impianto fotovoltaico

Il presente progetto è relativo alla realizzazione di un impianto fotovoltaico in silicio cristallino caratterizzato da un potenza nominale pari a circa 83 MWp posto al suolo, su terreno agricolo.

Dati Impianto

Tipo di terreno	Terreno Agricolo
Potenza contrattuale:	83 MWp
Posizionamento del generatore FV:	installazione al suolo
Orientamento generatore FV:	NORD-SUD



Angolo di tilt del generatore FV:	variabile con inseguimento est-ovest.
Fattore di albedo:	erba verde: 0.26
Fattore di riduzione delle ombre K_{omb}	98%

L'impianto fotovoltaico sarà realizzato utilizzando moduli in silicio policristallino caratterizzati da una potenza nominale indicativa di 580 Wp, e inverter centralizzati come dettagliatamente descritto nei datasheet allegati.

I moduli fotovoltaici saranno posati a terra tramite idonee strutture in acciaio zincato con inseguimento mono-assiale, come meglio descritto in seguito, disposti in file parallele opportunamente distanziate onde evitare fenomeni di ombreggiamento reciproco. L'impianto sarà di tipo GRID-CONNECTED (connesso alla rete elettrica per l'immissione dell'energia).

La misura dell'energia prodotta si realizzerà nel Locale di misura all'interno del manufatto per cabina MT/BT ed avverrà, come prescritto dalle norme vigenti, attraverso un contatore di energia di tipo elettromeccanico con visualizzazione della quantità di energia ceduta alla rete elettrica esterna che sarà posto a cura del Distributore di Energia Elettrica.

3.6 Calcolo della CO₂ risparmiata

La realizzazione di un impianto fotovoltaico permette di risparmiare l'immissione in atmosfera di anidride carbonica (CO₂). La quantità di CO₂ risparmiata è equivalente al valore di anidride carbonica emessa da un impianto termoelettrico a gasolio per produrre la stessa quantità di energia elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico. Utilizzando i fattori di conversione emessi dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas (Delibera n 177/05) e considerando che per ogni TEP (Tonnellata Equivalente di Petrolio) si producono circa 3 tonnellate di CO₂

Considerando che la produzione energetica, come calcolata nel paragrafo precedente, è **pari a 158.137.000 kWh/annui.**

Dallo Studio ISPRA, 343/2021, "Indicatori di efficienza e decarbonizzazione del sistema energetico nazionale e del sistema elettrico", si ha che la sostituzione di un kWh prodotto da fonti fossili con uno prodotto da fonti rinnovabili consente di evitare l'emissione di 462,2 g CO₂.

si ottiene che l'impianto in questione permetterà di evitare l'immissione in atmosfera di circa **73.090** Tonnellate di CO₂ ogni anno.

4. SCHEMA ELETTRICO GENERALE

L'allegato tecnico Tavola 0-2 "Schema elettrico unifilare generale" riporta lo schema elettrico unifilare generale a partire dal quale è possibile evidenziare le principali funzioni svolte dai sottosistemi ed apparecchiature costituenti l'impianto stesso.

Il generatore fotovoltaico, posto al suolo, è composto da moduli in silicio monocristallino caratterizzati e inverter centralizzati, come evidenziato nello schema unifilare e con le caratteristiche dettagliate nei relativi datasheet allegati.

Le stringhe fotovoltaiche di ciascun sottocampo saranno connesse in parallelo attraverso un quadro di sottocampo come messo in evidenza nello schema unifilare allegato.

L'involucro esterno dell'inverter è in grado di resistere alla penetrazione di solidi e liquidi con grado di protezione IP65. L'inverter è predisposto per un sistema di monitoraggio locale ed un'interfaccia per essere collegato al sistema di monitoraggio e acquisizione dati dell'impianto.

5. CALCOLI E VERIFICHE DI PROGETTO

5.1 Variazione della tensione con la temperatura per la sezione c.c.

Il dimensionamento del generatore sarà realizzato in modo tale che si abbia compatibilità tra le stringhe di moduli fotovoltaici e l'inverter adottato.

In pratica, si verificherà 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:

- $V_{m \min} \geq V_{inv \text{ MPPT } \min}$
- $V_{m \max} \leq V_{inv \text{ MPPT } \max}$
- $V_{OC \max} < V_{inv \max}$



Nelle quali $V_{inv\ MPPT\ min}$ e $V_{inv\ MPPT\ max}$ rappresentano, rispettivamente, i valori minimo e massimo della finestra di tensione utile per la ricerca del punto di massima potenza, mentre la $V_{inv\ max}$ è il valore massimo di tensione c.c. ammissibile ai morsetti dell'inverter.

5.2 Portata dei cavi in regime permanente

Le sezioni dei cavi per i vari collegamenti sono tali da assicurare una durata di vita soddisfacente dei conduttori e degli isolamenti sottoposti agli effetti termici causati dal passaggio della corrente elettrica per periodi prolungati ed in condizioni ordinarie di esercizio.

La verifica per sovraccarico è stata eseguita utilizzando le relazioni:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z \quad e \quad I_f \leq 1,45 * I_Z$$

I_B = corrente di impiego del circuito (funzione del dimensionamento dell'impianto)

I_Z = portata in regime permanente della conduttura (funzione del tipo di cavo scelto)

I_N = corrente nominale del dispositivo di protezione.

I_f = corrente che assicura l'effettivo funzionamento del dispositivo di protezione.

Parte in Corrente Continua

Le seguenti indicazioni sono di massima e verranno definite in fase di progetto esecutivo in accordo con i fornitori.

In particolare, per la parte in corrente continua dell'impianto, 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 (corrente nominale di stringa), mentre I_N e I_f possono entrambe essere poste uguali alla corrente di corto circuito dei moduli stessi (corrente di corto stringa), rappresentando questa un valore massimo non superabile in qualsiasi condizione operativa.

Per quanto riguarda i collegamenti tra i moduli fotovoltaici e i quadri di sottocampo, essi sono realizzati con cavo unipolare in gomma (PVC) di sezione 6 mm² almeno.

I collegamenti tra le uscite dei quadri di sottocampo (QSC/C) ed i corrispondenti quadri di campo (C) sono realizzati mediante cavi unipolari in PVC la cui sezione varia in funzione della distanza a cui si trova il quadro di sottocampo da quello di campo.



I collegamenti tra l'uscita dei quadri di campo (C) ed i rispettivi inverter sono realizzati mediante cavo unipolare in gomma (PVC) FG7R 06/1kV 240 mm² polo positivo e 240 mm² polo negativo almeno.

I collegamenti tra l'uscita degli inverter ed il trasformatore sono realizzati mediante cavo unipolare in gomma (PVC) FG7R 240 mm² almeno per fase.

Parte in Corrente Alternata

Per quanto riguarda, poi, i cavi in media tensione si ha che:

a) il collegamento dal trasformatore di potenza al quadro di media tensione sarà realizzato mediante linea trifase opportuna;

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.

Nel calcolo della portata dei cavi in regime permanente si è già tenuto conto di tali valori, attribuibili ad I_N ed I_f . In tal modo, pertanto, 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 degli inverter.

L'interruttore magnetotermico posto a valle degli inverter agisce da rinalzo all'azione del dispositivo di protezione interno all'inverter stesso.

5.3 Sezione dei conduttori di protezione

Per i conduttori di protezione, in questa fase non avendo a disposizione le correnti di cortocircuito a terra e i tempi di intervento delle protezioni, non possiamo effettuare i calcoli. Usiamo quindi, per il



momento il metodo di prendere il PE pari alla metà della rispettiva sezione di fase (certamente sufficiente).

6. DETTAGLI DI INSTALLAZIONE

Descrizione tecnica generale Delle strutture di sostegno ad inseguimento monoassiale

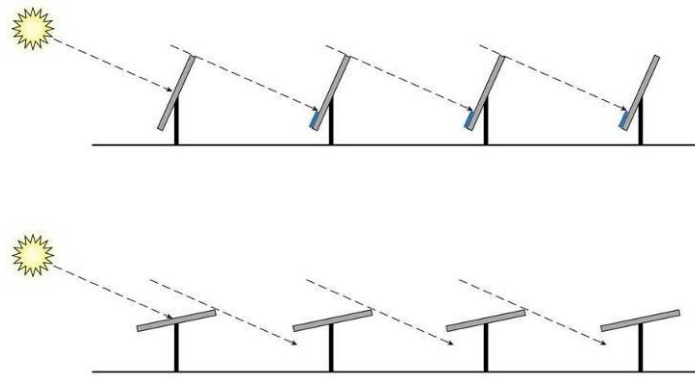
Ulteriore innovazione nei nostri progetti e l'adozione di tecnologie ad inseguimento monoassiale che permettono nel contempo di aumentare significativamente la redditività degli impianti e di ridurre l'impatto visivo degli stessi, avendo altezze inferiori.

Si sottolinea che essendo molto dinamico il mercato e la tecnologia dei tracker, il fornitore e le dimensioni del tracker potrebbero variare in fase esecutiva, ad esempio potranno essere utilizzati anche altri brand come Soltigua, Next Tracker ecc.

L'inseguitore solare ha l'obiettivo di massimizzare l'efficienza energetica e i costi di un impianto fotovoltaico a terra che impiega pannelli fotovoltaici in silicio cristallino. Questo obiettivo è stato raggiunto con un singolo prodotto che garantisce i vantaggi di una soluzione di inseguimento solare con una semplice installazione e manutenzione come quella degli array fissi post-driven.

Il tracker orizzontale monoassiale, che utilizza dispositivi elettromeccanici, segue il sole tutto il giorno, da est a ovest sull'asse di rotazione orizzontale nord-sud (inclinazione 0 °). I layout di campo con inseguitori monoasse orizzontali sono molto flessibili, ciò significa che mantenere tutti gli assi di rotazione paralleli l'uno all'altro è tutto ciò che è necessario per posizionare opportunamente i tracker.

Il sistema di backtracking controlla e assicura che una serie di pannelli non oscuri gli altri pannelli adiacenti, quando l'angolo di elevazione del sole è basso nel cielo, all'inizio o alla fine della giornata.



Backtracking.

Il Backtracking massimizza il rapporto di copertura del suolo. Grazie a questa funzione, è possibile ridurre la distanza centrale tra le varie stringhe. Pertanto, l'intero impianto fotovoltaico occupa meno terreno di quelli che impiegano soluzioni di localizzazione simili. L'assenza di inclinazione del cambiamento stagionale, (cioè il tracciamento "stagionale") ha scarso effetto sulla produzione di energia e consente una struttura meccanica molto più semplice che rende un sistema intrinsecamente affidabile. Questo design semplificato si traduce in una maggiore acquisizione di energia a un costo simile a una struttura fissa. Con il potenziale miglioramento della produzione di energia dal 15% al 35%, l'introduzione di una tecnologia di inseguimento economica, ha facilitato lo sviluppo di sistemi fotovoltaici su vasta scala.

Per i dettagli costruttivi e tutte le caratteristiche tecniche si rimanda alla relazione specialistica allegata "RELAZIONE Descrizione Strutturale Inseguitori".

7. SPECIFICHE TECNICHE DEI COMPONENTI

7.1 Inverter, Cabine Inverter e trasformatori

Gli inverter saranno posizionati in un box ad alloggiare tutti gli elementi dell'inverter centralizzato selezionato, e descritto in dettaglio nel datasheet allegato. Dimensioni e caratteristiche delle cabine sono riportate nella tavola relativa allegata .

Si è scelto di adottare una soluzione centralizzata e compatta della Fimer, la MEGASTATION, che offre numerosi vantaggi tra cui la modularità.

Si sottolinea che essendo molto rapida l'evoluzione della tecnologia e del mercato degli inverter e dei trasformatori, la soluzione indicata potrà cambiare in fase esecutiva, ad esempio potranno essere utilizzati anche inverter Siemens, Power Electronics, Sungrow ecc.

Le MEGASTATION sono stazioni complete "chiavi in mano" per la conversione dell'energia FV prodotta da grandi impianti solari in energia elettrica ceduta alla rete MT del distributore. Grazie alla flessibilità delle varie taglie di potenza e alla estrema semplicità di allaccio e messa in servizio esse garantiscono tempi di installazione estremamente rapidi e veloci.

Le MEGASTATION sono disponibile in quattro taglie di potenza: 1.100-2.200-3.300-4.400 kWp (potenza massima DC 1.500V) ma anche superiori customizzando la soluzione (come nel nostro caso). Sono in grado di massimizzare l'efficienza e il rendimento del parco solare grazie anche all'utilizzo di inverter centralizzati FIMER serie R con architettura modulare della potenza (Modular Power System, proprietaria FIMER). Utilizzare gli inverter modulari FIMER all'interno delle MEGASTATION consente non solo di massimizzare l'efficienza e il rendimento dell'impianto, ma anche di ridurre i tempi di fermo impianto e quelli di assistenza, estremamente RAPIDA e SEMPLICE, per il ripristino del malfunzionamento occorso alla Vostra stazione di conversione di energia.

Parzializzando tutta la potenza di ogni singolo inverter, anche in caso di guasto, l'impianto solare non smetterà mai di produrre energia. Un altro modulo di potenza penserà a sfruttare e compensare la produzione.

PECULIARITÀ

- Flessibilità e scalabilità di configurazione.
- Vasta e completa gamma di potenza.
- Realizzata e collaudata direttamente in fabbrica per ridurre i tempi di installazione ed evitare l'assemblaggio in impianto.

- Massima efficienza e produzione di energia grazie a inverter con MPS.
- Gestione differenziata del generatore fotovoltaico e suddivisione ottimizzata in sottocampi.
- Progettata in maniera tale da poter essere facilmente mantenuta periodicamente grazie alla facile accessibilità di tutti i dispositivi installati.



Electrical Characteristics

		MS1100	MS2200	MS3300	MS4400
Max Voltage DC Side	V	1.500	1.500	1.500	1.500
Max Input DC Side	Nr.	7	14	21	28
Apparent Power AC Side	kVA	1'000	2'000	3'000	4'000
Max Voltage AC Side	kV	36	36	36	36

INVERTER R18615TL

INVERTER R18615TL series Technical Datasheet	
DC Side	R18615TL
Conversion Stack	10
V_{DC}	< 1'500V
V_{MPP} range	900 – 1'320V
I_{DC}	< 2'000A
Overvoltage Protection	SPD - Class I+II
AC Side	
System	3Phases (L1-L2-L3-PE)
Nominal Power	1'550kVA up to 20°C 1'465kVA @ 45°C 1'352kVA @ 50°C
Power Capability	0,8 _{CAP} ... 0,8 _{IND}
Operating Voltage	570V ±10%
Frequency	50/60Hz
Max Current	1'575A
Overvoltage Protection	SPD - Class II
Conversion Data	
Euro Efficiency	98,62%
Maximum Current Imbalance	< 2%
THDi	< 3%
Static Efficiency MPP	> 99,9%
Dynamics Efficiency MPP	> 99,8%
General Data	
Degree Protection inside the cabinet	IP20 (IEC60529)
Degree Protection with connections door open	IP20 (IEC60529)
Degree Protection with conversion door open	IP00 (IEC60529)
Operating Ambient Temperature	-10 ... + 55°C
Storage Temperature	-20 ... + 60°C
Humidity	< 95%
Noise Level	< 70dB
Color	RAL9006
Dimensions (DxWxH)	1'750x825x2'000
Weight	~ 1'600kg

7.2 String box e Quadri di sottocampo

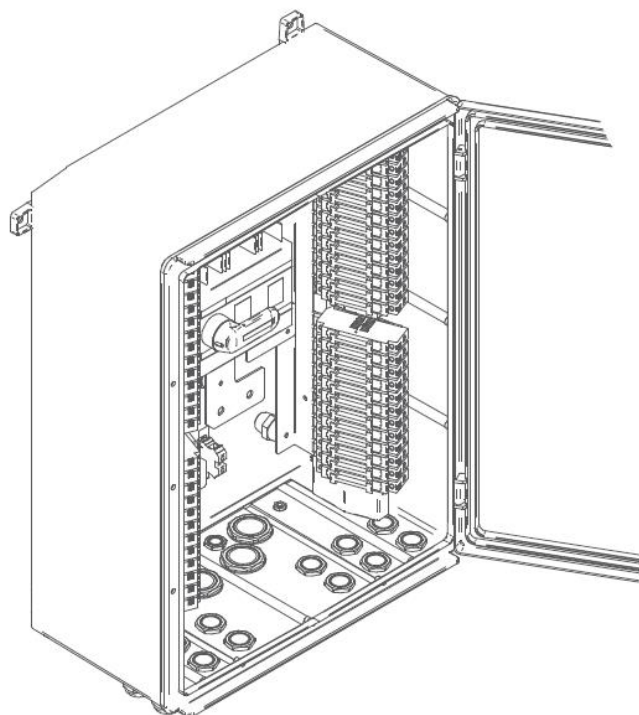
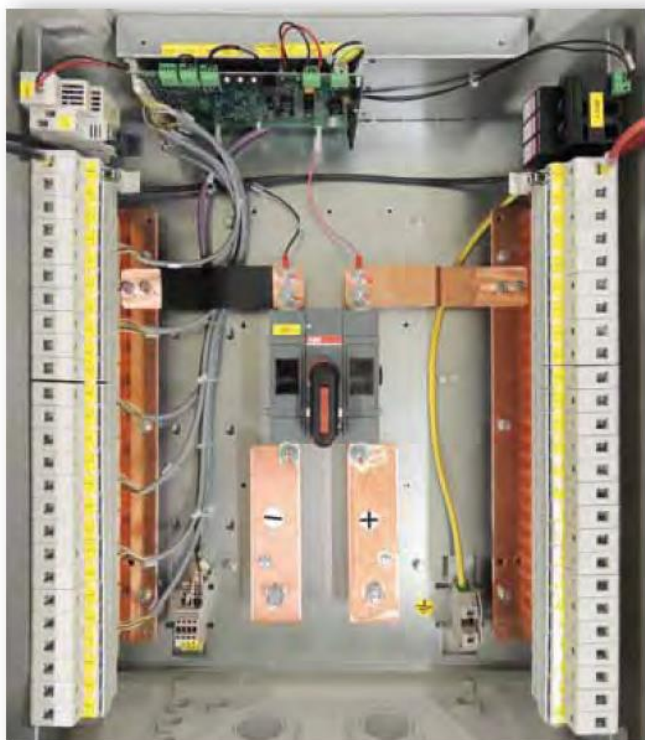
I Combiner box FIMER serie SBC, sono cassette di controllo intelligente (SMART) che consentono la misura della corrente di ogni singola stringa in ingresso dal generatore

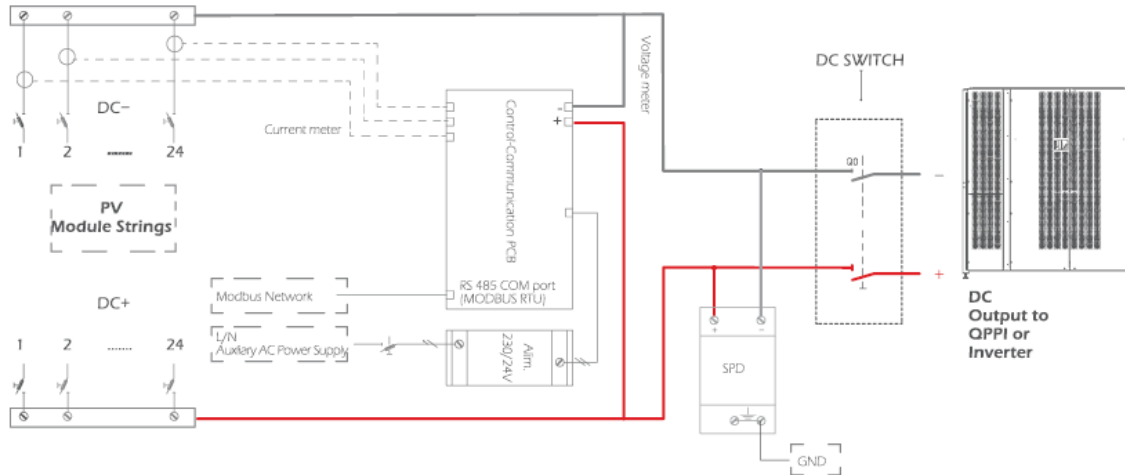


solare e permettono di realizzare in uscita il parallelo di tutte stringhe di moduli FV ad essi collegate.

Questi prodotti, altamente performanti, implementano la misura delle correnti mediante trasduttori ad effetto Hall e favoriscono una puntuale localizzazione delle problematiche del campo FV minimizzando i tempi di mancata produzione ed agevolando l'intervento mirato e tempestivo del Service. Ogni cassetta è equipaggiata con protezioni a varistori SPD contro le sovratensioni; il sezionatore in uscita ed i portafusibili in ingresso permettono di isolare il singolo sotto-campo FV o le singole stringhe dal resto dell'impianto, consentendo agli operatori di lavorare in piena sicurezza. Grazie a questi prodotti ad avanzata tecnologia è anche possibile gestire tutti i sistemi di comunicazione del campo fotovoltaico. Il monitoraggio dello sbilanciamento delle correnti (mismatching) è integrato e disponibile all'interno della logica di controllo dei nostri inverter.

Grazie alle cassette di campo FIMER serie SBC è possibile infine dialogare, mediante il protocollo MODBUS RTU INTEGRATO, con tutti i sistemi di comunicazione presenti sul mercato. La flessibilità è prima di tutto.





General data

Models	SBC 08	SBC 12	SBC 16	SBC 20	SBC 24
Combiner box	IA0.595.008	IA0.595.012	IA0.595.016	IA0.595.020	IA0.595.024
Combiner box with probe	IA0.596.008s	IA0.595.012s	IA0.595.016s	IA0.595.020s	IA0.595.024s
Max voltage (V _{cc})	1.500 V	1.500 V	1.500 V	1.500 V	1.500 V
N° of DC+ input	8	12	16	20	24
N° of DC- input	8	12	16	20	24
SPD protection	SPD 1.500 V _{cc} CLASS II	SPD 1.500 V _{cc} CLASS II	SPD 1.500 V _{cc} CLASS II	SPD 1.500 V _{cc} CLASS II	SPD 1.500 V _{cc} CLASS II
Electronic equipment onboard	- Monitor single string current - Monitor V _{cc} - Monitor SPD status - Monitor internal temperature	- Monitor single string current - Monitor V _{cc} - Monitor SPD status - Monitor internal temperature	- Monitor single string current - Monitor V _{cc} - Monitor SPD status - Monitor internal temperature	- Monitor single string current - Monitor V _{cc} - Monitor SPD status - Monitor internal temperature	- Monitor single string current - Monitor V _{cc} - Monitor SPD status - Monitor internal temperature
Electronic equipment for probe monitor	- Analog input 0-5V/4-20 mA - Analog input 0-10 V - RTD PT100 4 wire - Digital input dry contact	- Analog input 0-5V/4-20 mA - Analog input 0-10 V - RTD PT100 4 wire - Digital input dry contact	- Analog input 0-5V/4-20 mA - Analog input 0-10 V - RTD PT100 4 wire - Digital input dry contact	- Analog input 0-5V/4-20 mA - Analog input 0-10 V - RTD PT100 4 wire - Digital input dry contact	- Analog input 0-5V/4-20 mA - Analog input 0-10 V - RTD PT100 4 wire - Digital input dry contact
Communication protocol	MODBUS RTU	MODBUS RTU	MODBUS RTU	MODBUS RTU	MODBUS RTU

Housing

Housing	GRP (Glass fiber reinforced polyester)	GRP (Glass fiber reinforced polyester)	GRP (Glass fiber reinforced polyester)	GRP (Glass fiber reinforced polyester)	GRP (Glass fiber reinforced polyester)
Door / Opening angle / Lock	Blind /> 120° / Standard	Blind /> 120° / Standard	Blind /> 120° / Standard	Blind /> 120° / Standard	Blind /> 120° / Standard
Housing Dimensions (DxWxH mm)	550x270x700	670x325x862	670x325x862	670x325x862	670x325x862
Weight	17.6 Kg	19.5 Kg	23 Kg	24.5 Kg	25.5 Kg
External protection degree	IP65	IP65	IP65	IP65	IP65
Open door protection degree	IP20	IP20	IP20	IP20	IP20
Safety class	II	II	II	II	II
Colour	RAL 7035	RAL 7035	RAL 7035	RAL 7035	RAL 7035

Environmental data

Operating temperature	-20 / +50 C°	-20 / +50 C°	-20 / +50 C°	-20 / +50 C°	-20 / +50 C°
Storage	-25 -60	-25 -60	-25 -60	-25 -60	-25 -60
Height above the sea (Note 2)	up to 2.000 m	up to 2.000 m	up to 2.000 m	up to 2.000 m	up to 2.000 m
Humidity	0-95% (non condensing)	0-95% (non condensing)	0-95% (non condensing)	0-95% (non condensing)	0-95% (non condensing)

DC input

Input cable entry	Cable gland	Cable gland	Cable gland	Cable gland	Cable gland
Input connection	Directly on fuse holder	Directly on fuse holder	Directly on fuse holder	Directly on fuse holder	Directly on fuse holder
Conductor cross section	4 - 6 mmq	4 - 6 mmq	4 - 6 mmq	4 - 6 mmq	4 - 6 mmq
Fuse Type	10x85 - 1.500V _{cc} - gPV	10x85 - 1.500V _{cc} - gPV	10x85 - 1.500V _{cc} - gPV	10x85 - 1.500V _{cc} - gPV	10x85 - 1.500V _{cc} - gPV
Fuse size (A _{cc})	Up to 20 A	Up to 20 A	Up to 20 A	Up to 20 A	Up to 20 A
N° fuse	16	24	32	40	48
Range current sense	± 25A	± 25A	± 25A	± 25A	± 25A
Accuracy	0.5% f.s.	0.5% f.s.	0.5% f.s.	0.5% f.s.	0.5% f.s.
Current reading tipology	Hall effect	Hall effect	Hall effect	Hall effect	Hall effect

DC Output

Output cable gland	2xPG29 (*)	2xPG29 (*)	2xPG29 (*)	2xPG29 (*)	2xPG29 (*)
Clamping Area	18-25mm	18-25mm	18-25mm	18-25mm	18-25mm
Conductor material	Copper	Copper	Copper	Copper	Copper
Terminal type	Screw M10	Screw M10	Screw M10	Screw M10	Screw M10
Voltage DC switch	1.500 V _{cc}	1.500 V _{cc}	1.500 V _{cc}	1.500 V _{cc}	1.500 V _{cc}
Current DC switch (DC-21B)	160 A (*)	160 A (*)	250 A (*)	250 A (*)	250 A (*)

7.3 Collegamenti elettrici e cavidotti

La connessione in serie dei moduli fotovoltaici dovrà essere effettuata utilizzando i connettori multicontact pre-installati dal produttore nelle scatole di giunzione poste sul retro di ogni modulo. I cavi dovranno essere stesi fino a dove possibile all'interno degli appositi canali previsti nei profili delle strutture di fissaggio.

Per la distribuzione dei cavi all'esterno si devono praticare degli scavi (profondità non inferiore a 0,8 m per i cavi di media tensione su proprietà privata e pari ad almeno 1 metro su terreno pubblico) seguendo un percorso il più possibile parallelo a strade o passaggi .

I cavi MT dovranno essere separati da quelli BT e i cavi BT separati da quelli di segnalazione e monitoraggio. Ad intervalli di circa 15 / 20 m per tratti rettilinei e ad ogni derivazione si interporranno dei pozzetti rompitratta (del tipo prefabbricato con chiusino in cemento) per agevolare la posa delle condutture e consentire l'ispezione ed il controllo dell'impianto. I cavi, anche se del tipo per posa direttamente interrata, devono essere protetti meccanicamente mediante tubi. Il percorso interrato deve essere segnalato, ad esempio colorando opportunamente i tubi (si deve evitare il colore giallo, arancio, rosso) oppure mediante nastri segnalatori posti a 20 cm sopra le tubazioni. Le tubazioni dei cavidotti in PVC devono essere di tipo pesante (resistenza allo schiacciamento non inferiore a 750 N).



Ogni singolo elemento è provvisto ad una estremità di bicchiere per la giunzione. Il tubo è posato in modo che esso si appoggi sul fondo dello scavo per tutta la lunghezza; è completo di ogni minuteria ed accessorio per renderlo in opera conformemente alle norme CEI 23-29.

7.4 Moduli Fotovoltaici

L'impianto fotovoltaico sarà realizzato utilizzando moduli in silicio monocristallino con caratteristiche tecniche dettagliate nel datasheet allegato e potenza nominale indicativa di 580 Wp.

Ogni modulo dispone di diodi di by-pass alloggiati in una cassetta IP65 e posti in antiparallelo alle celle così da salvaguardare il modulo in caso di contro-polarizzazione di una o più celle dovuta ad ombreggiamenti o danneggiamenti.

I moduli scelti sono forniti di cornice e con garanzia di una potenza non inferiore al 90% del valore iniziale dopo 10 anni di funzionamento ed all'80% dopo 25 anni.

Ogni stringa di moduli sarà munita di diodo di blocco per isolare ogni stringa dalle altre in caso di accidentali ombreggiamenti, guasti etc.

La linea elettrica proveniente dai moduli fotovoltaici sarà messa a terra mediante appositi scaricatori di sovratensione con indicazione ottica di fuori servizio, al fine di garantire la protezione dalle scariche di origine atmosferica.

7.5 Controllo e monitoraggio dell'impianto fotovoltaico

Per garantire un controllo continuo e immediato dello stato dell'impianto saranno installati sia un sistema di controllo remoto via web sia un apparato di monitoraggio ed immagazzinamento dei dati di funzionamento dell'impianto.

Per i dettagli riguardanti il sistema di telecontrollo si rimanda all'Allegato Tecnico A.

7.6 Impianto di antifurto

L'impianto sarà dotato di sistema TV a circuito chiuso a controllo remoto, completo di collegamenti con palo e plinto.

Per i dettagli riguardanti il sistema di videosorveglianza si rimanda all'Allegato Tecnico A.

7.7 Cavi elettrici e cablaggio

I collegamenti elettrici lato DC dai moduli ai quadri di sottocampo, dai quadri di sottocampo ai quadri di campo, e dai quadri di campo agli inverter, verranno realizzati mediante l'utilizzo di cavi di adeguata sezione tale da garantire perdite complessive inferiori al 2% (come di seguito specificato). Inoltre, i cavi saranno a norma CEI 20-13, CEI20-22II e CEI 20-37 I, marchiatura I.M.Q., colorazione delle anime secondo norme UNEL, grado d'isolamento di 4 kV. Per non compromettere la sicurezza di chi opera sull'impianto durante la verifica o l'adeguamento o la manutenzione, i conduttori avranno la seguente colorazione:

- | | |
|------------------------------------|--|
| □ Conduttori di protezione: | giallo-verde (obbligatorio) |
| □ Conduttore di neutro: | blu chiaro (obbligatorio) |
| □ Conduttore di fase: | grigio / marrone |
| □ Conduttore per circuiti in C.C.: | chiaramente siglato con indicazione del positivo con "+" e del negativo con "-". |

I cavi sono dimensionati come precedentemente descritto nel paragrafo 5. "CALCOLI E VERIFICHE DI PROGETTO".

8. VERIFICA TECNICO-FUNZIONALE

Al termine dei lavori l'installatore dell'impianto effettuerà le seguenti verifiche tecnico-funzionali:

- ❑ corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di conversione (accensione, spegnimento, mancanza rete, ecc.);
- ❑ continuità elettrica e connessioni tra moduli;
- ❑ messa a terra di masse e scaricatori;
- ❑ isolamento dei circuiti elettrici dalle masse;

Per verifica si intende l'insieme delle operazioni mediante le quali si accerta la rispondenza alle prescrizioni della Norma CEI 64-8 quinta edizione dell'intero impianto elettrico. La verifica comprende un esame a vista e prove.

Esame a vista: per esame a vista si intende l'esame dell'impianto elettrico per accertare che le sue condizioni di realizzazione siano corrette, senza l'effettuazione di prove.

Prova: per prova si intende l'effettuazione di misure o di altre operazioni sull'impianto elettrico mediante le quali si accerti l'efficienza dello stesso impianto elettrico. La misura comporta l'accertamento di valori mediante appropriati strumenti.

8.1 Esame a vista

L'esame a vista deve precedere le prove e deve essere effettuato, di regola, con l'intero impianto fuori tensione. L'esame a vista deve accertare che i componenti elettrici siano:

- conformi alle prescrizioni di sicurezza delle relative Norme anche mediante accertamento di marchi e/o di certificazione dei prodotti e materiali scelti correttamente;

- posa in opera di prodotti e materiali in accordo con le prescrizioni delle Norme tecniche;
- assenza di danneggiamenti visibili e tali da compromettere la sicurezza.

L'esame a vista deve riguardare le seguenti condizioni, per quanto applicabili:

- metodi di protezione contro i contatti diretti ed indiretti, ivi compresa la misura delle distanze;
- scelta dei conduttori per quanto concerne la loro portata e la caduta di tensione;
- scelta e taratura dei dispositivi di protezione e di segnalazione;
- presenza e corretta messa in opera dei dispositivi di sezionamento o di comando;
- scelta dei componenti elettrici e delle misure di protezione idonei anche in riferimento alle influenze esterne;
- identificazione dei conduttori di neutro e di protezione;
- presenza di schemi, di cartelli monitori e di informazioni analoghe;
- identificazione dei circuiti, dei fusibili, degli interruttori, dei morsetti ecc.;
- idoneità delle connessioni dei conduttori;
- agevole accessibilità dell'impianto per interventi operativi e di manutenzione.

8.2 Prove

In maniera preliminare si indicano le principali prove che devono essere eseguite, per quanto applicabili, e preferibilmente nell'ordine indicato:

- continuità dei conduttori di protezione e dei conduttori equipotenziali principali e supplementari;
- resistenza di isolamento dell'impianto elettrico;
- protezione per separazione dei circuiti nel caso di sistemi SELV e PELV e nel caso di separazione elettrica;
- protezione mediante interruzione automatica dell'alimentazione;
- prove di funzionamento;
- caduta di tensione.



Nel caso in cui qualche prova indichi la presenza di un difetto, tale prova e ogni altra prova precedente che possa essere stata influenzata dal difetto segnalato devono essere ripetute dopo

l'eliminazione del difetto stesso. I metodi di prova descritti costituiscono metodi di riferimento; è ammesso l'uso di altri metodi di prova, purché essi forniscano risultati altrettanto validi.

Gli strumenti di misura e gli apparecchi di controllo devono essere conformi alle Norme della serie CEI EN 61557.

Prova della continuità dei conduttori di protezione, compresi i conduttori equipotenziali principali e supplementari. Deve essere eseguita una prova di continuità. Si raccomanda che questa prova venga effettuata con una corrente di almeno 0,2 A, utilizzando una sorgente di tensione alternata o continua compresa tra 4 V e 24 V a vuoto.

Protezione mediante separazione elettrica. La separazione delle parti attive da quelle di altri circuiti e dalla terra, deve essere verificata mediante una misura della resistenza di isolamento. I valori di resistenza ottenuti devono essere in accordo con la Tab. 61A (CEI 64-8 quinta edizione).

Misura della resistenza di isolamento dell'impianto elettrico. La resistenza di isolamento deve essere misurata tra ogni conduttore attivo e la terra. Durante questa misura, i conduttori di fase e di neutro possono essere collegati assieme (sistemi TT, IT e TN-S).

In fase di elaborazione del progetto esecutivo verranno indicate le ulteriori prove da effettuare, anche in collaborazione con i fornitori.

8.3 Montaggio componenti

I montaggi delle opere meccaniche ed elettriche saranno eseguiti a "perfetta regola d'arte". I montaggi meccanici in campo, consistono principalmente in:

- posa in opera delle strutture di sostegno dei moduli;
- montaggio dei moduli sulle strutture.

I montaggi elettrici in campo, consistono principalmente in:

- posa dell'impianto di terra contestuale alle opere edili;
- posa di cavidotti e attestazione in pozzetti elettrici di infilaggio;



- posa e predisposizione dei tubi dal pozzetto sino al supporto dei quadri di campo;
- posa delle condutture sulle strutture di stringa;
- collegamento elettrico dei moduli di ciascuna stringa;
- posa in opera degli inverter;
- posa in opera quadro di parallelo;
- posa dei cavi di collegamento tra le stringhe fotovoltaiche e i quadri di parallelo;
- posa dei cavi di collegamento tra i quadri di parallelo e gli inverter ;
- posa dei cavi di collegamento tra il quadro parallelo e interfaccia al contatore di energia elettrica (punto di consegna);
- posa dell'impianto di illuminazione del campo FV e dei blocchi prese di servizio;
- cablaggio del dispositivo di comunicazione e gestione degli inverter;
- posa in opera dei collegamenti alla rete di terra.

9. SISTEMI DI ACCUMULO

Si precisa che inizialmente non verranno installate soluzioni di accumulo di energia. Si intende autorizzare però delle idonee cabine delle dimensioni di container standard (come descritto nella relazione "Relazione Dati Volumi e Superfici" e nei layout di impianto allegati) in cui eventualmente in futuro, quando la tecnologia sarà economicamente sostenibile, verranno alloggiare le soluzioni di accumulo.

Tuttavia si è allegata una relazione illustrativa chiamata "Relazione Storage-Accumulo" che vuole dare una indicazione di possibili soluzioni e tecnologie di accumulo dell'energia disponibili al momento. La tecnologia e le soluzioni sono comunque in veloce evoluzione e quindi si ritiene che nei prossimi anni vi saranno altre soluzioni tecnicamente ed economicamente migliori.

10. OPERE E IMPIANTI DI RETE PER LA CONNESSIONE

L'impianto in oggetto verrà allacciato alla rete elettrica nazionale, nella quale immetterà la totalità dell'energia prodotta, secondo soluzione di connessione fornita da Terna e riportata nella STMG (Soluzione Tecnica Minima Generale) con Codice Pratica 202000365, datata 26/06/2020. Tale soluzione prevede che l'impianto venga collegato in antenna a 150 kV su un futuro stallo 150 kV della Stazione Elettrica (SE) a 380/150 kV della RTN denominata "Deliceto".

10.1 Stazione Elettrica Utente Di Trasformazione 20/150 kV

Ha il compito di prelevare l'energia prodotta dalle centrali FV, trasmessa alla stazione di trasformazione mediante cavi interrati a 20 kV, di trasformarla alla tensione di 150 kV e di consegnarla in rete nella SE RTN, contabilizzando nel punto di misura AT l'energia in transito. La Stazione Elettrica RTN e quella utente, anche se eserciteranno le proprie funzioni in parallelo, saranno due entità completamente separate (come rappresentato nelle tavole allegate).

E' composta da:

- Stalli trasformatore 150/20 kV (con Punto di Misura AT) per il collegamento tra la SE RTN e la centrale FV;
- Uno stallo linea 150 kV (con Punto di Misura AT) per il collegamento tra la SE RTN e la centrale FV;
- Edifici, con annessi locali (contenente apparecchiature per la contabilizzazione dell'energia in transito), destinato a: SPCC, Servizi Ausiliari, celle MT per l'uscita delle linee 20 kV di collegamento con le centrali FV.
- La stazione di trasformazione occuperà una superficie non inferiore a 5000 m.

10.2 Campi Elettrici E Magnetici

A livello nazionale la protezione della popolazione dai campi elettrici e magnetici è regolata dal disposto combinato del D.Lgs. 36/2001 e del D.P.C.M. 08/07/2003 che individua i seguenti limiti:

- limite di esposizione il valore di campo elettromagnetico da osservare ai fini della tutela della salute da effetti acuti, pari a 5 kV/m per il campo elettrico e 100 uT per il campo magnetico;
- valore di attenzione, come quel valore del campo magnetico da osservare quale misura di cautela ai fini della protezione da possibili effetti a lungo termine (valido per esposizioni giornaliere non inferiori alle 4 ore) pari a 10 uT;

Obiettivo di qualità, valore del campo magnetico che rappresenta l'obiettivo da perseguire per tutte le nuove realizzazioni, per esposizioni giornaliere non inferiori alle 4 ore, pari a 3 uT.



In particolare la realizzazione di nuove linee dovrà rispettare i 5 kV/m per il campo elettrico e i 3 uT per il campo magnetico. Per quanto riguarda il campo elettrico, lo stesso viene rispettato per distanze del conduttore dal terreno superiori a 7 m, di conseguenza viene sempre rispettato nel caso in oggetto essendo i franchi sempre superiori a tali valori.

In accordo a quanto disposto dal DM 29/05/2008 "Approvazione della metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti", il doc. "Relazione Campi Elettromagnetici" mostra l'estensione delle Distanze ed Aree di Prima Approssimazione.

La Distanza di Prima Approssimazione (DPA) che rappresenta la distanza, in pianta sul livello del suolo, della proiezione a terra dell'isolinea a 3 μ T dalla proiezione a terra dell'asse della linea, ovvero la proiezione a terra della fascia di rispetto della linea.

Ai sensi del DM 29/05/2008, la DPA viene calcolata con la portata in servizio normale della linea definita dalla norma CEI 11-60 pari, nel caso di elettrodotto 150 kV. Comunque per il dimensionamento e i calcoli definitivi, si rimanda al progetto esecutivo che si realizzerà in seguito all'autorizzazione e quindi alla potenza definitiva degli impianti.

10.3 Caratteristiche Apparecchiature AT

Le caratteristiche principali delle apparecchiature AT sono indicate nel seguito del presente paragrafo. Gli interruttori sono del tipo in esafluoruro di zolfo (SF₆), per installazione all'esterno, conformi alla Norma CEI 17-1 (anno 1998) e alla Variante V1 (anno 1999). Essi sono comandabili sia localmente (prova), sia a distanza (servizio). L'armadio di comando è dotato di un commutatore di scelta servizio a chiave, a due posizioni (servizio/prova) e di pulsanti di comando chiusura/apertura.

I sezionatori, del tipo per installazione all'esterno, sono provvisti di meccanismi di manovra a motore e manuali e sono conformi alla Norma CEI EN 60129. Essi sono previsti con comando tripolare ed armadio di comando unico. Oltre all'armadio di comando, è previsto un armadio di interfaccia con il sistema di protezione, controllo e SA della stazione (comandi, segnali e alimentazioni) che contiene un commutatore di scelta servizio. In caso di sezionatori combinati con sezionatori di terra, sono previsti armadi separati per ciascun apparecchio. Il commutatore di scelta servizio può assumere le tre posizioni Servizio/Prova/Manuale che abilitano rispettivamente i comandi remoti, quelli a mezzo di pulsanti locali e le operazioni manuali tramite manovella. Tutti i comandi sono condizionati da un consenso elettrico di "liceità manovra" proveniente dall'esterno. I sezionatori combinati con



sezionatori di terra sono dotati di un dispositivo di interblocco meccanico diretto che consente la manovra del sezionatore di terra solo con sezionatore aperto e di eseguire le manovre del sezionatore solo con sezionatore di terra aperto.

I trasformatori di corrente, del tipo per installazione all'esterno, sono conformi alla Norma CEI EN 60044-1 (Classificazione 38-1 - Edizione quarta - anno 2000 - fascicolo 5706), alla sua variante CEI EN 60044-1/A1 (anno 2001 - fascicolo 6089) e alla sua variante CEI EN 60044-1/A2 (anno 2003 - fascicolo 6978). Essi possono essere del tipo con isolamento in carta-olio o del tipo con isolamento in SF6. I TA in SF6 soddisfano le disposizioni vigenti in termini di disciplina dei contenitori a pressione di gas con membrane miste di materiale isolante e materiale metallico e contenenti parti attive di apparecchiature elettriche; è prevista una valvola di sicurezza per le sovrappressioni interne ed un manodensostato per il controllo della pressione.

10.4 Sostegni, Isolatori, Morsetti, Connessioni

Il tipo tubolare viene utilizzato per la realizzazione dei sostegni delle apparecchiature AT, delle sbarre e degli isolatori per i collegamenti ad alta tensione, mentre il tipo tralicciato viene utilizzato per gli amari delle linee AT. Tutti i sostegni sono rispondenti alle seguenti Norme e Decreti:

- Norme CEI 7-6 e 11-4
- Norme UNI 3740 e 7091
- Norme UNI EN 10025 e 10045/1
- Norma CNR UNI 10011
- DM 1086 del 05/11/71

Tutti i materiali utilizzabili per la costruzione dei sostegni sono, di norma, scelti tra quelli indicati dalle Norme UNI EN 10025. I collegamenti filettati per tutti i tipi di sostegno sono conformi alle Norme UNI 3740. Tutto il materiale ferroso è zincato a caldo secondo quanto prescritto dalla Norma CEI 7-6.

Gli isolatori utilizzati per le sbarre, per i sezionatori (isolatori portanti e di manovra) e per le colonne portanti sono realizzati in porcellana e sono conformi alle Norme CEI 36-12 (anno 1998) e CEI EN 60168. Gli isolatori di linea sono del tipo cappa e perno in vetro temperato e sono conformi alla Norma CEI EN 60383-1 (classificazione CEI 36-20 del 1998) e alla sua variante CEI EN 60383-1/A11 (anno 2000). Inoltre i sostegni, completi degli accessori necessari, sono predisposti per la messa a terra, secondo quanto previsto dalla Norma CEI 11-4.



La morsetteria AT (dimensionata per le correnti di breve durata definite) di stazione è conforme alle Norme CEI EN 61284 (Edizione seconda - anno 1999) e comprende tutti i pezzi adottati per le connessioni delle sbarre, per le connessioni tra le apparecchiature e per quelle tra le apparecchiature e le sbarre, nonché quelli necessari per gli amarri di linea.

Il sistema di sbarre è realizzato mediante conduttori in tubo in lega di alluminio con le seguenti caratteristiche:

- diametro: 100/86 mm
- larghezza moduli: 11 m
- sbalzo alle estremità: 2 m

Il sistema di sbarre è ad una trave continua vincolata ai sostegni, con appoggio fisso al centro e rimanenti appoggi scorrevoli. Per i collegamenti tra le apparecchiature vengono impiegati conduttori in corda di alluminio crudo di diametro 36 mm conformi alla norma CEI 7-2 e tubi in lega di alluminio 100/86 mm conformi alla norma CEI 7-4.

10.5 Impianto di Terra

L'impianto di terra è costituito da una rete magliata di conduttori in corda di rame ed è dimensionato termicamente per una corrente di guasto di 31,5 kA per 0,5 s. Nei punti sottoposti ad un maggior gradiente di potenziale (portali, TA, TVC), le dimensioni delle maglie sono opportunamente ridotte. Inoltre il lato di maglia è scelto in modo da limitare le tensioni di passo e di contatto a valori non pericolosi, secondo quanto previsto dalla Norma CEI 11-1 (anno 1999 - fascicolo 5025). In linea di massima (ma con possibili variazioni nel progetto esecutivo), l'impianto è costituito da maglie aventi lato di 5-10 m nella zona delle apparecchiature e di circa 15-20 m in periferia. Le apparecchiature sono connesse alla rete mediante due o quattro conduttori di terre. Le funi di guardia delle linee afferenti alla stazione vengono normalmente collegate alla rete di terra della stazione medesima. Si precisa comunque che in ogni caso, ad opera ultimata, le tensioni di passo e di contatto vengono rilevate sperimentalmente e, qualora eccedano i limiti, vengono effettuate le necessarie modifiche dell'impianto (dispersori profondi, asfaltature, ecc.). La rete di terra è costituita da conduttori in corda di rame nudo di diametro 10,5 mm (sezione 63 mmq) interrati ad una profondità di 0,70 m. Tale materiale ha le seguenti caratteristiche:

- buona resistenza alla corrosione ad una grande varietà di terreni
- comportamento meccanico adeguato
- bassa resistività, anche a frequenze elevate

- bassa resistenza di contatto nei collegamenti.

I conduttori di terra che collegano al dispersore le strutture metalliche sono in rame di diametro 14,7 mm (sezione 125 mm²) collegati a due lati di maglia.

I TA, TVC e portali di amarro sono collegati alla rete di terra mediante quattro conduttori di rame sempre di diametro 14,7 mm, allo scopo di ridurre i disturbi elettromagnetici nelle apparecchiature di protezione e controllo, specialmente in presenza di correnti ad alta frequenza.

6.6 Opere Civili E Impianti Tecnologici

L'edificio RTN è formato solitamente da un corpo di dimensioni in pianta 30 x 12 m e con altezza fuori terra di 4,4 m ed è destinato a contenere le batterie, il gruppo elettrogeno, i quadri bt in c.a. e c.c. per le alimentazioni dei servizi ausiliari, i quadri di comando e controllo della stazione, gli apparati di teleoperazione ed i vettori, i locali per le alimentazioni MT, i servizi per il personale di manutenzione. La costruzione è di tipo tradizionale con struttura in c.a. e tamponature in muratura di laterizio rivestite con intonaco di tipo civile; la copertura del tetto è opportunamente coibentata ed impermeabilizzata, gli infissi realizzati in alluminio anodizzato del tipo antisfondamento. Nei locali apparati sarà posto in opera un pavimento modulare flottante per consentire il passaggio dei cavi sottopavimento.

Particolare cura viene osservata ai fini dell'isolamento termico impiegando materiali isolanti idonei in funzione della zona climatica e dei valori dei coefficienti volumetrici globali di dispersione termica, nel rispetto delle Norme di cui alla legge n. 373 del 4.4.75 e successivi aggiornamenti nonché alla legge n. 10 del 9.1.91. I quadri periferici del sistema di protezione e controllo sono ubicati in box aventi pianta rettangolare con dimensioni esterne di m 2,40 x 4,80 ed altezza da terra di m 3,10. La struttura è di tipo prefabbricato con pannellature coibentate in lamiera zincata e preverniciata. La copertura a tetto piano è opportunamente coibentata ed impermeabilizzata. Gli infissi sono realizzati in alluminio anodizzato naturale. Le fondazioni sono realizzate in calcestruzzo armato gettato in opera contro cassero; le coperture dei pozzetti facenti parte delle fondazioni sono in PRFV. La fondazione dei trasformatori MT/BT sarà in cls come da immagine seguente. Verrà previsto anche un box esterno per il gruppo elettrogeno.

I cunicoli per caverteria sono realizzati in calcestruzzo armato gettato in opera oppure prefabbricati; le coperture sono metalliche o in PRFV, comunque carrabili per 2000 kg. Le tubazioni per cavi MT o



BT sono in PVC serie pesante e rinfiacate con calcestruzzo. Lungo le tubazioni ed in corrispondenza delle deviazioni di percorso, saranno inseriti pozzetti ispezionabili di opportune dimensioni; i pozzetti, realizzati in calcestruzzo armato gettato in opera, avranno coperture metalliche o in PRFV. Per la raccolta e lo smaltimento delle acque meteoriche, viene realizzato un sistema di drenaggio superficiale che convoglia la totalità delle acque raccolte in un corpo ricettore compatibile con la normativa in materia di tutela delle acque. Le acque di scarico dei servizi igienici provenienti dall'edificio quadri sono raccolte in un apposito serbatoio a svuotamento periodico di adeguate caratteristiche. Per l'ingresso alla stazione viene previsto un cancello carrabile di tipo scorrevole ed un cancello pedonale, ambedue inseriti tra pilastri e pannellature in conglomerato cementizio armato. La recinzione perimetrale alta m 2,35 è realizzata in pannelli di lunghezza 2,90 m costituiti da paletti in calcestruzzo prefabbricato con alla base una lastra prefabbricata in calcestruzzo. La viabilità interna viene realizzata in modo da consentire un agevole esercizio e manutenzione dell'impianto. L'illuminazione esterna di emergenza è realizzata con paline di altezza 1.2 m, mentre l'illuminazione di stazione verrà realizzata tramite l'utilizzo di proiettori su pali di altezza 9 m, opportunamente distribuiti sul layout.

Negli edifici di stazione vengono realizzati i seguenti impianti tecnologici:

- illuminazione e prese FM
- riscaldamento, condizionamento e ventilazione
- rivelazione incendi
- controllo accessi e antintrusione
- telefonico.

Gli impianti tecnologici sono realizzati conformemente a quanto prescritto dalle Norme UNI, CEI e CEI EN di riferimento. Vengono impiegati, inoltre, apparecchiature e materiali provvisti di certificazione IMQ o di marchio Europeo ed internazionale equivalente. Gli impianti elettrici sono tutti "a vista"; fanno eccezione solo alcuni locali (uffici, sala comandi, corridoi) ove sono di tipo "incassato". L'alimentazione elettrica degli impianti tecnologici è derivata da interruttori automatici magnetotermici differenziali (secondo Norme CEI 23-18); il sistema di distribuzione BT 400 V / 230 V c.a. adottato è di tipo TN-S previsto dalle Norme CEI 64-8/3. Tutti gli impianti elettrici sono completi di adeguato impianto di protezione.

11. SINTESI STUDIO GEOLOGICO, GEOTECNICO E IDROGEOLOGICO

Si riporta di seguito una **SINTESI degli ASPETTI GEOLOGICI, rimandando alle relazioni specialistiche allegate per i dettagli.**

Il sito del progetto, denominato Deliceto Solare, è ubicato nei comuni di Ascoli Satriano e Deliceto, in provincia di Foggia (FG).

L'area di studio si colloca nella Puglia nord-occidentale in un settore collinare compreso tra l'Appennino meridionale a ovest e le pianure a est, a quote topografiche comprese tra i 190 e i 290 m s.l.m.. L'area oggetto del presente studio ricade interamente nel Foglio n°421 "Ascoli Satriano" della Carta Geologica d'Italia a scala 1:50000.

Dal punto di vista geologico l'area ricade nell'area nota con il nome di fossa Bradanica. La fossa Bradanica è il bacino sedimentario, colmato da sedimenti di età Plio-Pleistocenica, posto tra l'Appennino meridionale a ovest e gli alti morfostrutturali dell'area di avampese a est (Promontorio del Gargano e Le Murge). I terreni affioranti sono costituiti essenzialmente da sedimenti marini (argille siltose e sabbie) e da depositi alluvionali (ghiaie, sabbie e limi). Questa potente successione poggia su di un substrato calcareo che costituisce la prosecuzione nel sottosuolo dei termini mesozoici delle Murge e del Gargano. In particolare nell'area affiorano i terreni appartenenti a formazioni sia continentali che marine di età quaternaria riportati in carta con le sigle ADL, ASP e RPL.

La formazione ADL, costituita da depositi di conoide alluvionale affiora solamente tra il T. Cervaro e il T. Carapelle; è caratterizzata da conglomerati poligenici poco selezionati ma ben cementati immersi in scarsa matrice sabbiosa nelle porzioni più distali (età Pleistocene medio).

La formazione ASP, argille subappennine, è costituita da silt argillosi e marne siltose grigie, con intercalazioni di argille siltose e verso l'alto di sottili strati di sabbia medio-fine. (età Gelasiano-Pleistocene inferiore).

La formazione RPL è costituita da silt argillosi, silt, sabbie siltose e lenti di ghiaie poligeniche (Pleistocene superiore ? - Olocene).

Il sistema idrografico nell'area dell'Appennino Dauno e del Tavoliere delle Puglie, ben sviluppato con reticoli sub-paralleli con deflusso verso NE (costa adriatica, Golfo di Manfredonia). L'area di studio è caratterizzata dalla presenza delle valli larghe e a fondo prevalentemente piatto dei Torrenti Cervaro e Carapelle e dei loro affluenti a regime prevalentemente torrentizio.



In base alla classificazione sismica della Regione Puglia (DGR 2/3/04, n. 153 - aggiornamento anno 2015) entrambi i comuni di Ascoli Satriano e Deliceto ricadono in zona sismica 1, che prevede un'accelerazione con probabilità di superamento pari al 10% in 50 anni (ag) maggiore di 0.25.

All'interno dei lotti di terreno interessati dal progetto la localizzazione dei moduli e dei pannelli tiene conto: a) delle aree non idonee alla localizzazione di impianti da Fonti Energetiche Rinnovabili (FER), in base al Regolamento Regionale 24/2010, b) del reticolo idrografico del P.A.I. redatto dall'Autorità di Bacino della Puglia e c) della Carta Idrogeomorfologica redatta sempre dall'Autorità di Bacino della Puglia. Sono state pertanto lasciate delle fasce di rispetto, libere da pannelli fotovoltaici, per ogni lotto interessato dai suddetti vincoli.

L'intero areale non è inoltre interessato da fenomeni franosi attivi o quiescenti come riportato dalla cartografia del progetto IFFI dell'ISPRA (Inventario dei Fenomeni Franosi in Italia).

Le proprietà dei terreni interessati dal progetto, investigati tramite prove geotecniche *in situ* e prove sismiche, mostrano caratteristiche compatibili con terreni incoerenti addensati e moderatamente addensati e con terreni coesivi consistenti, in accordo con la cartografia geologica disponibile. Mediamente le proprietà dei terreni migliorano con la profondità.

Le prove penetrometriche hanno consentito inoltre di stimare il carico ammissibile secondo la formula di Sanglerat, (1972), espresso in t/m^2 , delle principali litologie affioranti

Sulla base delle proprietà fisiche dei terreni e delle caratteristiche progettuali dell'impianto fotovoltaico si ritiene che gli interventi previsti garantiscano la sicurezza in quanto non vanno a determinare nuove condizioni di instabilità e non modificano negativamente le condizioni e i processi geomorfologici nell'area.

Al fine di verificare le proprietà geotecniche dei terreni interessati dal progetto Deliceto Solare sono state effettuate tre prove penetrometriche dinamiche continue:

- DPSH1, ubicata nel lotto D, spinta sino ad una profondità di 9,6 m dal piano campagna;
- DPSH2, ubicata nel lotto G, spinta sino ad una profondità di 10,2 m dal piano campagna;
- DPSH3, ubicata nel lotto H6, spinta sino ad una profondità di 10,2 m dal piano campagna.

I risultati della prova DPSH1 dimostrano la presenza di terreni incoerenti che passano da poco a moderatamente addensati; nella parte più profonda sono stati incontrati terreni coesivi. La prova DPSH2 e la prova DPSH3 hanno incontrato terreni incoerenti/coesivi moderatamente addensati e consistenti.

Nessuna delle due prove ha riscontrato la presenza della falda.



Al fine di caratterizzare anche dal punto di vista geofisico il substrato geologico e per stimare la velocità delle onde di taglio V_s equivalente, parametro necessario per la definizione della categoria sismica del terreno, si è scelto di effettuare una prova sismica MASW (Multichannel Analysis of Surface Waves) nel lotto H6.

Il valore di V_{s30} ottenuto per la prova MASW 1 è stato di 296 m/s, valore che fa ricadere i terreni nella Categoria di suolo C che la normativa vigente definisce come "Depositi di terreni a grana grossa mediamente addensati o terreni a grana fine mediamente consistenti, con profondità del substrato superiori a 30 m, caratterizzati da un miglioramento delle proprietà meccaniche con la profondità a da valori di velocità equivalente compresi tra 180 m/s e 360 m/s".

La misura di rumore sismico elaborata mediante tecnica HVSR (Horizontal to Vertical Spectral Ratio) ha indicato un picco di frequenza di 1,7 Hz che colloca il substrato sismico ad una profondità maggiore di 50 m dal piano campagna.

12. SINTESI STUDIO IMPATTO AMBIENTALE

Si riporta di seguito una SINTESI degli ASPETTI AMBIENTALI E PAESAGGISTICI, rimandando alle relazioni specialistiche allegate per i dettagli.

In considerazione degli aspetti programmatici analizzati risulta che l'intervento sia ubicato su aree a destinazione agricole. Il dettaglio sulle interferenze è riportato nella relazione dello **Studio di Impatto ambientale**, nella **Relazione Paesaggistica** e nello **Studio di inserimento urbanistico**. Gli elaborati grafici che riportano le aree di progetto sulle cartografie della pianificazione territoriale (PPTR, PTA, PAI, Altri vincoli) sono **allegati** allo Studio di Impatto Ambientale.

PTPR

Il nuovo **Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (PPTR) della Puglia**, è in vigore dal 16 febbraio 2015.

- Per quanto riguarda la **Struttura Idrogeomorfologica**– le aree di progetto non intersecano aree di tutela mentre il caviodotto interseca in alcuni punti aree caratterizzate da **BP (Beni Paesaggistici) Fiumi torrenti, corsi d'acqua 150 m**. In base alle NTA del PPTR la



realizzazione del cavidotto risulta coerente e compatibile con le misure di salvaguardia e utilizzazione e con gli indirizzi previsti.

- Per quanto riguarda la **Struttura Ecosistemica Ambientale**– le aree di progetto, non intersecano aree di tutela, mentre il cavidotto interseca l'**UCP Formazione arbustiva in evoluzione naturale**. La realizzazione del cavidotto non rientra nella lista degli interventi non ammissibili pertanto l'intervento risulta coerente e compatibile con le norme di Piano
- Nell'ambito dei Beni Paesaggistici e degli Ulteriori Contesti Paesaggistici della **Struttura Antropica e Storico Culturale** del PTPR le aree in esame non intersecano alcun vincolo o tutela. Il cavidotto, nel comune di Ascoli Satriano, attraversa una porzione di terreno caratterizzata da **aree appartenenti alla rete dei tratturi**. Il carattere temporaneo dell'intervento e il ripristino dello stato ante operam al termine dei lavori garantiranno l'assenza di alterazioni di carattere paesaggistico, né comprometteranno la valenza storico/culturale/paesaggistica dei siti o delle strade tra l'altro spesso riconvertiti in strada asfaltata interessata da traffico veicolare frequente. Data la natura degli interventi proposti, gli stessi risultano compatibili con le prescrizioni del PTPR (art. 81 delle NTA, comma 2) p.elenco a7))

PTP

Il Piano Territoriale di Coordinamento della provincia di Foggia è stato approvato in via definitiva con deliberazione del Consiglio Provinciale n. 84 del 21.12.2009

Dalla sovrapposizione delle opere di progetto con l'atlante cartografico del PTCP di Foggia si rileva l'interessamento dei seguenti ambiti:

- l'intervento ricade in aree a pericolosità geomorfologica moderata e media (PG1);
- l'intervento ricade in ambito di vulnerabilità degli acquiferi elevata;
- il cavidotto attraversa le "Aree di tutela dei caratteri ambientali e paesaggistici dei corpi idrici" nonché "zone ripariali a vegetazione ripariale e arbustiva"
- le aree di intervento non interferiscono con le aree a tutela di identità culturale, a meno della presenza dei tratturi lungo il cavidotto;
- le aree di intervento rientrano in aree agricole e contesti rurali;
- il cavidotto interseca aree agricole ed a tutela dei caratteri ambientali e paesaggistici dei corpi idrici, non interferiscono invece con gli elementi della matrice antropica.

L'intervento non comprometterà la vulnerabilità degli acquiferi in quanto la realizzazione e il funzionamento delle opere non determineranno lo sversamento di fanghi o reflui di alcuna tipologia e non è prevista l'immissione sul suolo e nel sottosuolo di alcuna sostanza. Le uniche opere interrato sono le fondazioni e i cavidotti che per le loro caratteristiche costitutive non determineranno alcuna forma di contaminazione degli acquiferi. Le opere di progetto non comporteranno l'impermeabilizzazione dei suoli. In progetto non è previsto alcun prelievo idrico.



La tipologia di intervento non comprometterà la tutela dei caratteri ambientali e paesaggistici e inoltre la posa del cavidotto sarà su strada esistente. Le opere non pregiudicheranno la conservazione della struttura insediativa dei luoghi e delle caratteristiche ambientali e paesaggistiche. Pertanto, il patrimonio agrario attuale sarà integralmente conservato.

PTA

Con Deliberazione Della Giunta Regionale 4 agosto 2009, n. 1441 è stato integrato, modificato ed approvato il **"Piano di Tutela delle Acque"**.

Dall'analisi della perimetrazione delle aree risulta che l'intervento non rientra in Zone di Protezione Speciale Idrologica (tav.A del PTA), né in "Aree a vincolo d'uso degli acquiferi" (tav.B del PTA).

Inoltre l'area interessata dall'intervento è esclusa dalle Aree sottoposta a Stress Idrologico per equilibrio tra emungimento e ricarica (Tav. 7.5 del Piano). L'intervento non rientra nell'acquifero superficiale del Tavoliere né in aree a vulnerabilità alta perimetrata dal PTA (Tav.8.5 del Piano). In considerazione della tipologia di opere da realizzare per l'impianto, **l'intervento risulta compatibile con gli obiettivi e le tutele specificate nel PTAR.**

VINCOLO IDROGEOLOGICO

Nelle aree oggetto di intervento e lungo il cavidotto non è presente il vincolo idrogeologico.

ZONE TUTELA HABITAT 2000

L'area in esame non ricade in aree tutelate dalla normativa habitat 2000, ovvero SIC, ZSC e ZPS.

PAI

Il Piano Stralcio per l'Assetto Idrogeologico (P.A.I.) è stato approvato dal Comitato Istituzionale della ex Autorità di Bacino della Puglia con Delibera n.39 del 30.11.2005.

Dalla cartografia del P.A.I. si evince che parte dell'impianto ricade in area del PAI "PG1" ovvero "area a pericolosità da frana media e moderata".

In ossequio a quanto previsto dal PAI, al fine di verificare la fattibilità tecnica dell'intervento, è stato redatto uno studio di compatibilità geologica.

Si sottolinea che l'intervento è temporaneo e al termine dei lavori verrà dismesso ripristinando lo stato dei luoghi. Per cui anche l'assetto idraulico dell'area non subirà significative alterazioni. In definitiva, il progetto proposto risulta compatibile con le previsioni del PAI (rif. art. 15 delle NTA). Inoltre **il cavidotto attraversa aree a pericolosità idraulica media e alta nonché il reticolo idrografico** del PAI dell'Autorità di Bacino della Puglia, per tale motivo è stato redatto lo studio di compatibilità idraulica.

In particolare il cavidotto attraversa in 15 punti il **reticolo idrografico del PAI** dell'Autorità di Bacino della Puglia. All'interno di tale fascia sono **consentiti "l'ampliamento e la**



ristrutturazione delle infrastrutture pubbliche o di interesse pubblico esistenti, comprensive dei relativi manufatti di servizio, riferite a servizi essenziali e non delocalizzabili, nonché 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**".

In corrispondenza delle interferenze con il reticolo idrografico **la posa del cavidotto avverrà mediante tecnologia trenchless, impiegando la Trivellazione Orizzontata Controllata (TOC).**

CLASSIFICAZIONE SISMICA

I Comuni di Ascoli Satriano e Deliceto ricadono in **zona sismica 1 Zona con pericolosità sismica alta**. Indica la zona più pericolosa dove **possono verificarsi fortissimi terremoti**. La progettazione esecutiva delle opere di fondazione verrà eseguita tenendo conto dei parametri della classe sismica di appartenenza.

PRG Deliceto e PUG di Ascoli Satriano e

DELICETO

Il comune di Deliceto è dotato di Piano Regolatore Generale approvato con DGR 1817 del 15/03/1980 dalla Regione Puglia. Il cavidotto e la sottostazione sono ubicati nella Zona Omogenea E (agricola) per la quale non sussistono impedimenti alla realizzazione dell'opera.

ASCOLI SATRIANO

Con delibera di Giunta Comunale n.33/2008 il Comune di Ascoli Satriano ha approvato il Piano Urbanistico Generale, PUG.

Nella zonizzazione del PUG di Ascoli Satriano, i terreni interessati dal cavidotto dell'impianto ricadono su strade pubbliche e comunque in zona E – Territorio agricolo, come risulta anche dal certificato di destinazione urbanistica.

VALUTAZIONE IMPATTI

L'area in oggetto, suddivisa in più lotti, ricade nei territori comunali di Ascoli Satriano e, per la restante parte di cavidotto e la SSE, nel comune di Deliceto in prossimità della SE di Deliceto. L'area si trova in provincia di Foggia a 4 km dai centri abitati di Ascoli Satriano e a 5 km da Castelluccio dei Sauri. Le aree dell'impianto sono distribuite nei pressi della Strada Statale SS655 e SP119 e sono localizzate a circa 17 km dal confine tra Puglia e Basilicata.

L'area occupata dall'impianto è circa 114 ha.



In base al PUG vigente di Ascoli Satriano ci troviamo in Aree agricole. Il sito risulta accessibile dalla viabilità locale, costituita da strade comunali e vicinali.

Le opere in progetto sono localizzate in una zona rurale pianeggiante. Si tratta di un contesto a prevalente funzione agricola da tutelare e rafforzare, secondo quanto indicato nel Documento Programmatico Preliminare del PUG di Ascoli Satriano.

La sottostazione elettrica, ricadente nel comune di Deliceto, secondo il PRG vigente, è localizzata su terreni a destinazione agricola. Il cavidotto attraversa dei terreni localizzati nel comune di Ascoli Satriano che ricadono prevalentemente su strade pubbliche e terreni a destinazione agricola.

Il sito risulta accessibile dalla viabilità locale, costituita da strade comunali e vicinali.

Le opere in progetto sono localizzate in una zona pianeggiante. Si tratta di un contesto di area vasta a prevalente funzione agricola.

L'insediamento di Ascoli Satriano è situato su un'altura che si divide in tre colline dette Pompei, Castello e Serpente e domina verso est il paesaggio del seminativo a trama larga e verso ovest il paesaggio della Valle di Carapelle.

Le forme di utilizzazione del suolo sono quelle della vicina pianura con il progressivo aumento della quota nelle aree circostanti si assiste alla rarefazione del seminativo che progressivamente si alterna alle colture arboree tradizionali (oliveto, vigneto, mandorleto). Il paesaggio agrario è dominato dal seminativo in cui si dipanano i tratturi della transumanza utilizzati dai pastori che in inverno scendevano dai freddi monti dell'Abruzzo verso la più mite e pianeggiante Puglia.

Il paesaggio agrario, anche se risulta visibilmente urbanizzato e modificato negli ordinamenti culturali, mantiene ancora elementi di interesse. Nell'area oggetto di studio il ruolo delle colture legnose è minore rispetto alle altre zone della pianura del Tavoliere: le aree sono caratterizzate da sequenze di grandi masse di colture a seminativo con pochi alberi ad alto fusto a bordo delle strade o in prossimità delle costruzioni rurali.

Sono presenti inoltre infrastrutture aeree, impianti eolici, cabine elettriche, infrastrutture viarie asfaltate che confermano la condizione dello stato ambientale dell'area esaminata.

La presenza dell'impianto non comporta modifiche dell'assetto attuale della rete idrografica né l'attuazione di interventi di regimazione idraulica e la sua presenza può considerarsi ininfluente nel determinare cambiamenti sulle portate idriche della rete. In conclusione l'intervento non introduce variazioni nella relazione tra gli eventi meteorologici ed il suolo e disincentiva la possibilità che si presentino fenomeni degradativi.

L'area sotto i pannelli sarà rinverdata naturalmente e ciò porterà in breve al ripristino del soprassuolo originario. Tali attività inoltre sono temporanee e reversibili. Durante l'esercizio, lo spazio sotto i pannelli resta libero, fruibile e transitabile per animali anche di medie dimensioni. Visto l'ampio contesto rurale in cui si inserisce il progetto, lo spazio sotto i pannelli probabilmente assumerà una minore appetibilità, rispetto ai terreni limitrofi, come luogo per la predazione o la riproduzione.



In merito al Paesaggio, la presenza dell'impianto provoca alterazioni visive che possono influenzare il benessere psicologico della comunità. Le strutture però saranno alte meno di 2,5 m e saranno difficilmente visibili anche dai recettori lineari (strade) perché, come riportato nel paragrafo delle misure mitigative e nella relazione paesaggistica allegata al presente studio, saranno schermati da barriere verdi piantumate che verranno realizzate come fasce di mitigazione. L'impatto, senza la mitigazione, in questo caso risulta reversibile, di lunga durata per la fase di esercizio, e di breve durata per le fasi di costruzione e dismissione, ma di entità media. Tale entità verrà ridotta e la magnitudo raggiungerà il valore basso grazie alle misure di mitigazione previste.

Ciò premesso e ricapitolato sulla base delle analisi condotte nel Capitolo 5 dello Studio di Impatto Ambientale, il progetto in esame si caratterizza per il fatto che molti degli impatti sono a carattere temporaneo poiché legati alle attività di cantiere necessarie alle fasi di costruzione e successiva dismissione dell'impianto fotovoltaico. Tali interferenze sono complessivamente di bassa significatività minimizzate dalle misure di mitigazione previste.

Le restanti interferenze sono legate alla fase di esercizio dell'impianto fotovoltaico che, nonostante la durata prolungata di questa fase, presentano comunque una significatività **bassa**. In ogni caso sono state adottate misure specifiche di mitigazione mirate alla salvaguardia della qualità dell'ambiente e del territorio.

Si sottolinea che tra le interferenze valutate nella fase di esercizio sono presenti anche fattori "positivi" quali la **produzione di energia elettrica** da sorgenti rinnovabili che consentono un notevole risparmio di emissioni di macro inquinanti atmosferici e gas a effetto serra, quindi un beneficio per la componente aria e conseguentemente salute pubblica.

Dalle analisi dello studio emerge che l'area interessata dallo sviluppo dell'impianto fotovoltaico risulta particolarmente idonea a questo tipo di utilizzo in quanto caratterizzata da un irraggiamento solare tra le più alte del Paese e dalla vicinanza con Stazione Elettrica (SE) di Smistamento Terna denominata "Deliceto" che rende i terreni circostanti maggiormente appetibili a tali scopi rispetto all'utilizzo per soli fini agricoli, ciò perché l'impianto sfrutta in termini di economie di scala la rete infrastrutturale esistente

INTERFERENZE DEL PROGETTO CON IL PAESAGGIO AGRARIO E

Il paesaggio agrario, anche se risulta visibilmente urbanizzato e modificato negli ordinamenti culturali, mantiene ancora elementi di interesse. Nell'area oggetto di studio le aree sono caratterizzate da sequenze di grandi masse di colture a seminativo con pochi alberi ad alto fusto a bordo delle strade o in prossimità delle costruzioni rurali. Si segnala che, sia nei lotti dell'impianto che nella fascia di 500 m, **non sono presenti ulivi monumentali**. Tra le alberature lineari e poderali si segnalano, all'interno della fascia di 500 m, gli uliveti ed i cespuglieti e arbusteti.



Nella zona circostante sono presenti infrastrutture aeree, impianti eolici, cabine elettrica, infrastrutture viarie asfaltate che confermano la condizione dello stato ambientale dell'area esaminata.

La presenza dell'impianto non comporta modifiche dell'assetto attuale della rete idrografica né l'attuazione di interventi di regimazione idraulica e la sua presenza può considerarsi ininfluente nel determinare cambiamenti sulle portate idriche della rete. In conclusione l'intervento non introduce variazioni nella relazione tra gli eventi meteorologici ed il suolo e disincentiva la possibilità che si presentino fenomeni degradativi.

INTERFERENZE DEL PROGETTO CON PRODUZIONI AGRICOLE DI PARTICOLAR PREGIO

Sui fondi in esame **non sono presenti produzioni di pregio**, come già indicato, la Superficie Agricola Utilizzata (SAU) dei fondi è integralmente impiegata come superficie seminabile per la coltivazione di colture cerealicole annuali secondo la classica rotazione colturale (cereali-favino-maggesi);

Sulle aree agricole limitrofe ai vari fondi ovvero ai vari appezzamenti in esame è possibile rilevare la presenza di alcune colture permanenti (oliveti), che non saranno interessate dalla realizzazione dell'impianto fotovoltaico.

In conclusione si attesta:

- i fondi rustici in oggetto posseggono un ordinamento agricolo e dispongono di dotazioni fondiarie che rientrano nell'ordinarietà del territorio circostante
- l'assenza di produzioni agricole di particolar pregio, sia nei fondi interessati dalla presente progettazione, che intorno ad essi per una fascia estesa per ciascun settore di 500 mt distribuita uniformemente intorno all'impianto e ad esso adiacente.

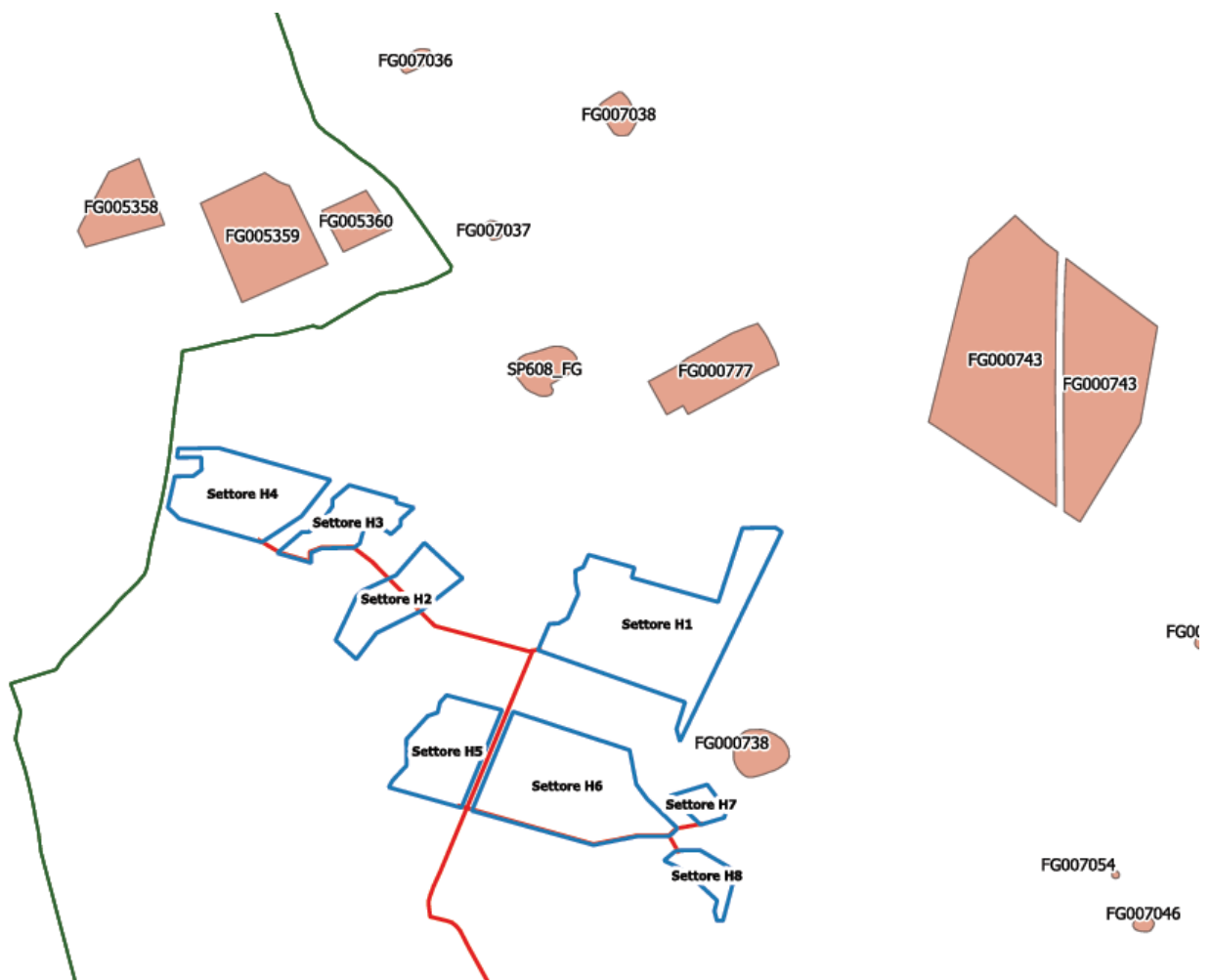
13. SINTESI STUDIO IMPATTO ARCHEOLOGICO E ARTISTICO

Si riporta di seguito una **SINTESI degli ASPETTI STORICO-ARTISTICI, rimandando alle relazioni specialistiche allegate per i dettagli.**

Nell'ambito delle indagini per la verifica preventiva dell'interesse archeologico dell'area interessata dal progetto, la **Relazione Archeologica**, basata sull'edito e sullo spoglio degli archivi disponibili, ha evidenziato che il comprensorio destinato alla realizzazione dell'impianto fotovoltaico è noto nella bibliografia archeologica.

Per quanto attiene l'analisi delle **interferenze dell'opera con le aree sottoposte a vincolo di tutela archeologica**, si è verificato che il progetto non presenta interferenze dirette.

In particolare dall'estratto della cartografia allegata alla Relazione Archeologica specialistica, è evidente come la selezione delle aree ha opportunamente tenuto conto dei siti di importanza catalogati. Tale impianto si inserisce in un comprensorio territoriale particolarmente dinamico sul piano delle evidenze archeologiche nella diacronia. Qui la frequentazione, sporadica per il periodo protostorico ed arcaico, si concentra soprattutto in età romana, con una presenza puntiforme di insediamenti demici, in alcuni casi anche importanti. Si tratta infatti di ville che vivono tra l'età imperiale e l'età tardoantica, spingendosi in alcuni casi anche nel primo alto medioevo. **Il parco fotovoltaico, come si vede dalla cartografia allegata, si inserisce quasi in un corridoio tendendosi a distanza dai siti più importanti**, si pensi per esempio alla villa di Faragola, in un'area cmq non più pienamente agricola, ma caratterizzata dalla presenza di numerosi altri impianti energetici, soprattutto eolici, e la centrale Edison con un'area di serre.



14. SINTESI STUDIO IMPATTO ACUSTICO

L'impianto in esame verrà realizzato a terra, all'interno di diversi lotti di suolo agricolo situati in agro dei Comuni di Ascoli Satriano (Foggia) e Deliceto (Foggia).

L'impianto è stato diviso in settori, contrassegnati dalla lettera A alla lettera H. La città di Ascoli Satriano, ne tanto meno la città di Deliceto, hanno ancora adottato il piano di disinquinamento acustico, le zone di interesse prese in esame, ai sensi del "D.P.C.M. del 01/03/1991", saranno valutate come zone a vocazione agricola, dove i limiti massimi di emissione sono 60 dB(A) leq notturni e 70 dB(A) leq diurni. Dai sopralluoghi effettuati in situ, emerge che non esistono ricettori direttamente interessati dalle possibili emissioni rumorose generate dall'impianto. La distanza che, da progetto definitivo viene individuata come minima tra apparecchiature rumorose riconducibili all'impianto ed abitazioni è sempre maggiore di metri 150, dunque, l'interazione tra i due soggetti non sussiste, a maggior ragione se si considera l'entità presso che minima delle emissioni acustiche. In riferimento al settore A, la notevole distanza (superiore ai 270 metri) che divide l'edificio dal campo fotovoltaico, rende assolutamente nulla la percezione del rumore. Per i settori B-C-D-E, il fabbricato più vicino all'impianto è collocato a distanza di 100 metri dal campo fotovoltaico, ma, trattasi di capannoni a vocazione prettamente industriale. Situazione identica anche per i Settori F-G. Nel caso, infine, del settore H, la zona risulta totalmente priva di abitazioni ma anche di attività produttive, dunque, l'attività umana è inesistente. Dalla campagna di misure diurne e notturne, effettuate il giorno 22 settembre 2020, emerge che il livello di pressione sonora equivalente misurata in situ, e corrispondente al rumore di fondo presente all'interno dei lotti oggetto di installazione dell'impianto risulta ampiamente al di sotto dei limiti dettati dalla normativa vigente.

Il valore di pressione sonora equivalente riscontrato all'interno dei lotti esaminati rispetta il livello massimo assoluto di 70 dB(A) diurno ed il livello di 60 dB(A) notturno, anzi, non lo supererà in nessuno dei casi. Anche secondo il criterio differenziale, che prevede la differenza massima di livello equivalente pari a 5 dB per il periodo diurno e 3 dB per il periodo notturno tra condizione di impianto funzionante e impianto spento, si denota un futuro rispetto dei limiti di legge.

15. SINTESI STUDIO PEDOAGRONOMICO

Si riporta di seguito una **SINTESI degli ASPETTI pedoagronomici**, rimandando per i dettagli alla relazione specialistica allegata al progetto.

Da quanto elaborato e rilevato si è giunti alle seguenti considerazioni:

1. Il fondo in oggetto possiede, nel suo complesso, un ordinamento agricolo e dispone di dotazioni fondiarie che **rientrano nell'ordinarietà** del territorio circostante;
2. Il terreno **non** si distingue per una **particolare vocazione agricola** o per eccellenti caratteristiche agropedologiche del suolo, come confermato dalla classificazione LCC (Land Capability Classification), che lo colloca nella classe **3s**
3. Le scelte progettuali sono tese al rispetto delle direttive di tutela delle N.T.A. (Norme Tecniche di Attuazione) del P.U.T.T./P, sostanzialmente attraverso:
 - a. interventi di mitigazione/ottimizzazione del progetto, inserendo una fascia arbustiva, con essenze tipiche dell'ambiente mediterraneo
 - b. lasciare inalterata la vegetazione presente, in particolare gli alberi isolati (elementi del paesaggio);
 - c. **non** modificare l'assetto geomorfologico e idrogeologico del suolo;
4. **Si conclude** per quanto sopra, che:
 - a. Nessuna delle colture presenti, può essere classificata come "**di pregio**" essendo frutto unicamente della espansione agro-antropica dell'uomo con colture tipicamente ed unicamente cerealicole industriali.
 - b. Il carattere vegetazionale appare altrettanto di basso **pregio**, per la forte limitazione dovuta all'attività di cui sopra, che ne ha fortemente ridotto la diffusione, e per la geomorfologia e climatologia che ne avrebbe potenzialmente influenzato la crescita in fitocenosi tipicamente comuni alla fascia temperato-mediterranea.

16. SINTESI STUDIO RILIEVO COLTURE DI PREGIO

Si riporta di seguito una **SINTESI** dello studio sulle **colture di pregio dell'area oggetto del progetto**, rimandando per i dettagli alla relazione specialistica allegata al progetto.

Per quanto riguarda le colture di pregio si riporta che:

1. i fondi rustici in oggetto posseggono, nel suo complesso, un ordinamento agricolo e dispongono di dotazioni fondiari che rientrano nell'ordinarietà del territorio circostante;
2. l'Assenza di produzioni agricole di particolar pregio, sia nei fondi interessati dalla presente progettazione, che intorno ad essi per una fascia estesa per ciascun settore di 500 mt distribuita uniformemente intorno all'impianto e ad esso adiacente.

17. SINTESI STUDIO E SOLUZIONI INTERFERENZE DEI CAVIDOTTI

Si riporta di seguito una **SINTESI degli ASPETTI legati alle interferenze con altre infrastrutture, ai campi elettromagnetici dei cablaggi e alle soluzioni adottate**, rimandando alle relazioni ed elaborati specialistici allegati per i dettagli.

A completamento dei dettagli di interferenza con corsi d'acqua rappresentati nell'elaborato allegato "T11 Cavidotto MT-AT scavi e particolari costruttivi", ci sono nel percorso dei cablaggi elettrici di connessione alcune interferenze con fossi, gasdotti, linee elettriche ecc. (come da documentazione fotografica riportata nel citato elaborato e anche nelle foto di seguito). I codici delle foto permettono nella citata tavola di identificare il punto esatto lungo il percorso dei cavidotti.



FOTO 01 - interferenza gasdotto.



FOTO 02 – Passaggio presso cavalcavia esistente.



FOTO 03 – Attraversamenti.

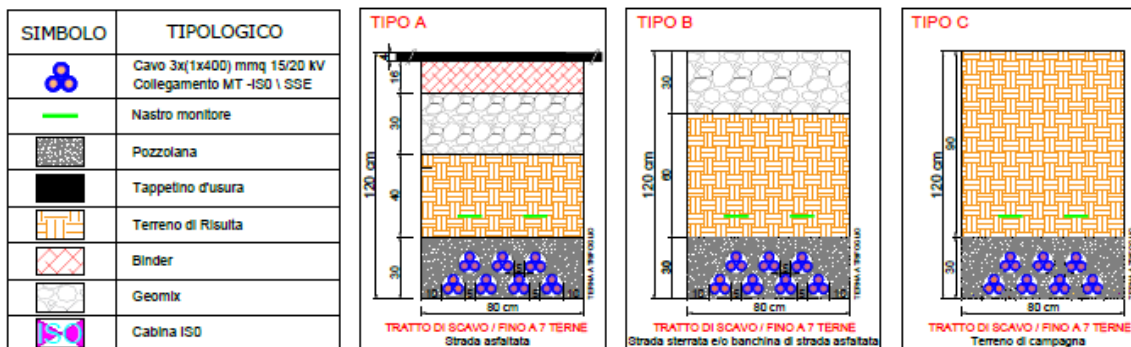


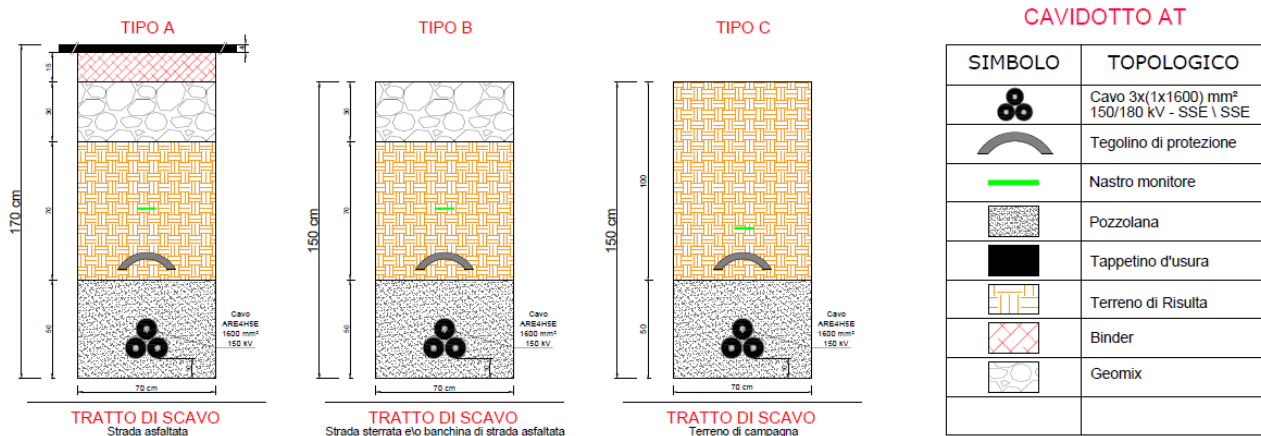
FOTO 04 - interferenza linee elettriche aeree.

Si rimanda alla tavola citata per una visione completa delle interferenze.

Come soluzione di tali interferenze si prevedono soluzioni di cavidotti interrati (come riportati per esteso nell'elaborato allegato citato "T11 Cavidotto MT-AT scavi e particolari costruttivi",) per le quali l'interferenza con i cablaggi interrati del progetto sono praticamente nulle. Si riporta un estratto dell'elaborato citato.

CAVIDOTTO MT

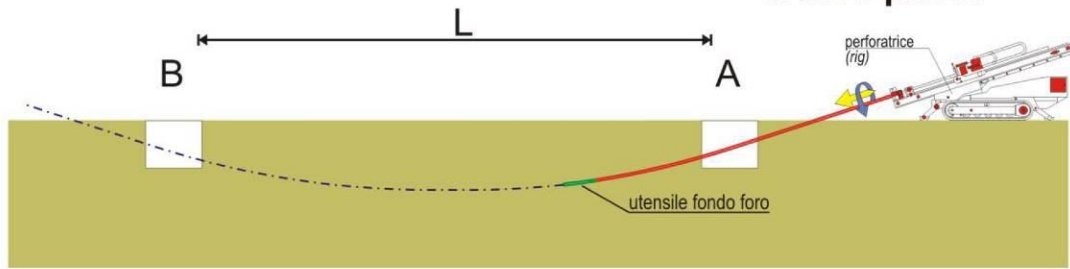




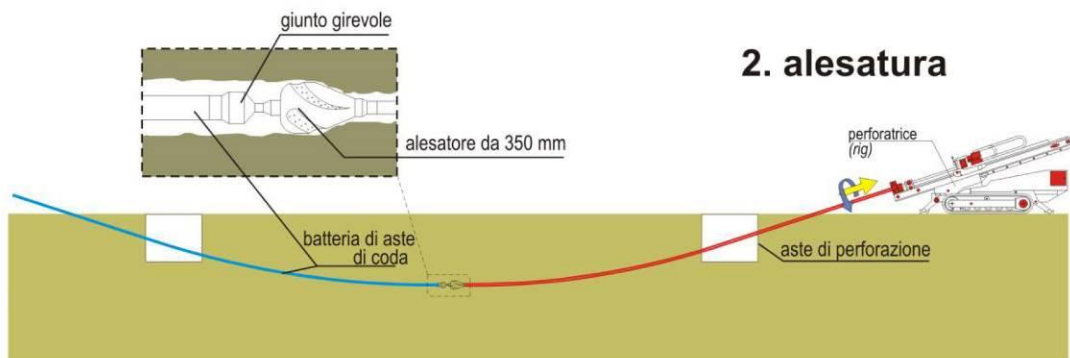
Come soluzione di attraversamento di dei fossi si prevederanno attraversamenti mediante **trivellazione orizzontale controllata (T.O.C. teleguidata)**, per via degli innegabili vantaggi rispetto alle modalità di attraversamento tradizionali (*aeree su palificazione, in trincea di scavo, interrati in sub alveo*),. La T.O.C. permetterà di eseguire gli interventi alla profondità di scavo desiderata e nella massima sicurezza, rapidamente, garantendo l'inalterazione o il deterioramento delle opere preesistenti (strade, ponti ecc) o dei fossi in oggetto e il mantenimento della relativa resistenza statica, riducendo pressoché a zero le movimentazioni di terreno.

Tale tecnica permette di alloggiare il cavidotto nel sottosuolo, al di sotto dell'alveo del corso d'acqua, lasciando del tutto inalterate le sponde e il fondo dell'alveo. Tali vantaggi saranno in particolar modo magnificati per l'attraversamento in sub alveo dei corsi d'acqua demaniali. Con tali soluzioni si evita qualsiasi tipo di interferenza dei cavidotti con la sezione di deflusso dei fossi, e in ogni caso **sarà garantita la non interferenza con le condizioni di officiosità e funzionalità idraulica dei corsi d'acqua attraversati, e non sarà minimamente alterato né perturbato il regime idraulico**. Analogamente, tale soluzione progettuale risulta **pienamente compatibile con i vincoli paesaggistici della fascia di rispetto delle acque pubbliche e della tutela delle visuali dei percorsi panoramici, in quanto non comporta alcuna alterazione visibile dello stato dei luoghi**.

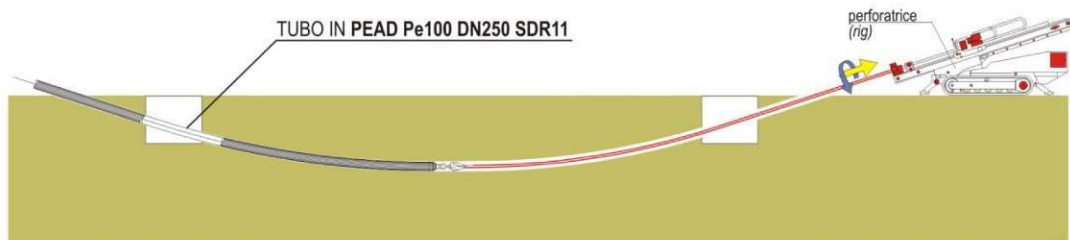
1. foro pilota



2. alesatura



3. tiro



4. assetto finale della tubazione



17.1 Studio dei campi elettromagnetici

Per quanto riguarda i campi elettromagnetici si sottolinea che:

- Nei moduli fotovoltaico i campi elettromagnetici si limitano ad una brevissima durata e riguardano solo alcuni circuiti integrati, in quanto lavorano a corrente e tensione continua. I campi elettromagnetici sono quindi irrilevanti.
- Gli inverter selezionati rispettano tutta la normativa vigente che prevede tra le varie cose l'immunità dai disturbi elettromagnetici esterni, e ridottissime emissioni per evitare interferenze con altre apparecchiature o con la rete elettrica.

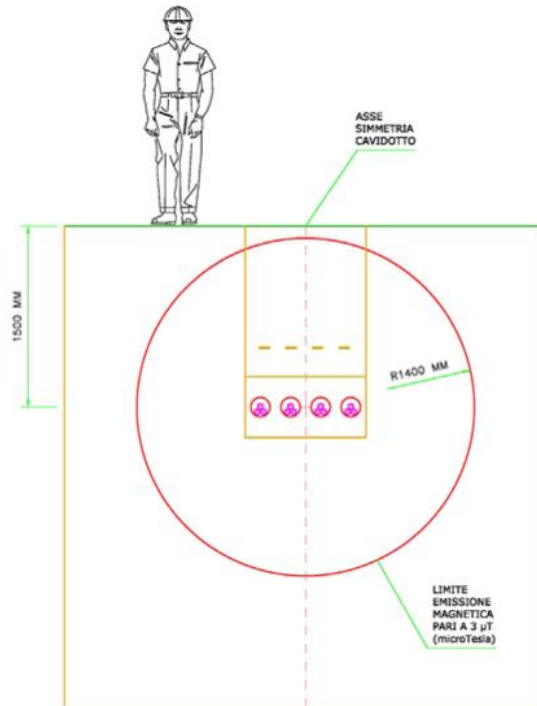
Tali normative di compatibilità elettromagnetica sono:

- CEI EN 50273 (CEI 95-9);
- CEI EN 61000-6-3 (CEI 210-65);
- CEI EN 61000-2-2 (CEI 110-10);
- CEI EN 61000-3-2 (CEI 110-31);
- CEI EN 61000-3-3 (CEI 110-28);
- CEI EN 55022 (CEI 110-5);
- CEI EN 55011 (CEI 110-6)

Per quanto riguarda invece i cablaggi di connessione dell'impianto con la rete elettrica nazionale, si sottolinea che per quanto riguarda il rispetto delle distanze da ambienti presidiati ai fini dei campi elettrici e magnetici, si è considerato il limite di qualità dei campi magnetici, fissato dalla legislazione a 3 μ T (in particolare ci si riferisce alla legge 22/2/01 n°36, legge quadro sulla protezione dalle esposizioni ai campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici completata a regime con l'emanazione del D.P.C.M. 8.7.2003).

I cavidotti che saranno presenti nell'impianto prevederanno l'utilizzo di soli cavi elicordati, per i quali vale quanto riportato nella norma CEI 106-11 e nella norma CEI 11-17.

Come illustrato nella suddetta norma CEI 106-11 la ridotta distanza tra le fasi e la loro continua trasposizione, dovuta alla cordatura, fa sì che l'obiettivo di qualità di 3 μ T, anche in condizioni limite con conduttori di sezione elevata, venga raggiunto già a brevissima distanza (50÷80 cm) dall'asse del cavo stesso.



Si sottolinea che si asservirà una fascia di 1 metro per le linee. Considerando quindi che anche il decreto del 29.05.2008, sulla determinazione delle fasce di rispetto, ha esentato dalla procedura di calcolo le linee MT in cavo interrato e/o aereo con cavi elicordati, pertanto a tali fini si ritiene valido quanto riportato nella norma richiamata, ne consegue che in tutti i tratti realizzati mediante l'uso di cavi elicordati si può considerare che l'ampiezza della semi-fascia di rispetto sia pari a 1m, a cavallo dell'asse del cavidotto, pertanto uguale alla fascia di asservimento della linea.

In conclusione nelle relazioni specialistiche allegate si è dimostrato che gli unici punti in cui si "può" riscontrare un valore superiore a 3 µT è solo in corrispondenza delle cabine dei trasformatori (per un massimo di 4 metri di fascia), che sono in area protetta e chiuse a chiave, e in prossimità del cavidotto MT, entro però una fascia estremamente limitata, e del cavidotto AT, che ha un tratto brevissimo in corrispondenza della SE Terna. Si esclude quindi la presenza di recettori sensibili entro le fasce descritte sopra.

Si soddisfa quindi l'obiettivo qualità fissato dal DPCM 8/08/2003.



Invece per quanto riguarda il campo elettrico in media tensione esso è notevolmente inferiore a 5kV/m (valore imposto dalla normativa) e per il livello 150 kV esso diventa inferiore a 5 kV/m già a pochi metri dalle parti in tensione.

L'impatto elettromagnetico può pertanto essere considerato non significativo e conforme agli standard per quanto concerne questo tipo di opere.

18. CRITERI E TEMPISTICHE DEL PROGETTO ESECUTIVO

Si riportano in sintesi le operazioni che verranno eseguite per la realizzazione del progetto:

- Livellamenti del terreno e preparazione del piano di posa delle strutture porta moduli e cabine;
- Realizzazione delle recinzioni;
- Realizzazione scavi a sezione ristretta per la posa dei cavidotti e posa dei pozzetti;
- Posa in opera delle strutture porta moduli e delle cabine prefabbricate;
- Montaggio e cablaggio moduli e degli inverter;
- Installazione dei quadri di campo;
- Allestimento delle cabine con posa dei quadri ausiliari, dei quadri e dei componenti MT;
- Collaudi e connessione alla rete MT.

Si riporta inoltre di seguito un cronoprogramma per la realizzazione del progetto con indicazione della durata e sequenza temporale delle singole attività descritte in sintesi:

	mese settimana	1				2				3			
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
LAVORI CIVILI													
1	Preparazione Terreno (livellamento e scotico) e Sistemazioni Finali	█											
2	Realizzazione Viabilità e Recinzione Perimetrale					█							
3	Fondazioni cabine, realizzazione polifora (cavidotti, pozzetti)					█							
MONTAGGI MECCANICI													
4	Saggi e Topografia					█							
5	Infissione pali di supporto									█			
6	Montaggio delle Strutture									█			
7	Montaggio dei Pannelli									█			
MONTAGGI ELETTRICI													
8	Posa Canali e StringBoxes												
9	Posa Cabine Inverter e Trasformatori												
10	Posa Cavi DC												
11	Collegamento Serie Pannelli												
12	Collegamenti Cabine												
ALTRO													
13	Montaggio Ausiliari (UPS, Gruppo elettrogeno, etc)												
14	Illuminazione, Monitoraggio & Security												
15	Costruzione opere elettriche per l'allaccio alla rete	█											
16	Collaudi e Allaccio	█											

		4				5				6				7			
		13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28
LAVORI CIVILI																	
1	Preparazione Terreno (livellamento e scotico) e Sistemazioni Finali																
2	Realizzazione Viabilità e Recinzione Perimetrale																
3	Fondazioni cabine, realizzazione polifora (cavidotti, pozzetti)					█											
MONTAGGI MECCANICI																	
4	Saggi e Topografia																
5	Infissione pali di supporto																
6	Montaggio delle Strutture	█															
7	Montaggio dei Pannelli	█															
MONTAGGI ELETTRICI																	
8	Posa Canali e StringBoxes																
9	Posa Cabine Inverter e Trasformatori					█											
10	Posa Cavi DC					█											
11	Collegamento Serie Pannelli					█											
12	Collegamenti Cabine					█											
ALTRO																	
13	Montaggio Ausiliari (UPS, Gruppo elettrogeno, etc)																
14	Illuminazione, Monitoraggio & Security					█											
15	Costruzione opere elettriche per l'allaccio alla rete	█				█											
16	Collaudi e Allaccio					█											

19. INDICAZIONI E DISPOSIZIONI PER LA STESURA DEI PIANI DI SICUREZZA

Nella predisposizione dei piani di sicurezza si dovrà tenere conto di tutti i fattori di rischio tipici di un cantiere per la realizzazione di un impianto fotovoltaico. In particolare:

- Movimentazione carichi (moduli, pali in metallo, container)
- Utilizzo di macchinari battipalo,
- Circolazione di mezzi pesanti
- Ecc. ecc.

Particolare attenzione sia durante la costruzione che durante l'operatività andrà tenuta per i rischi legati alla circolazione di elettricità. Si riportano di seguito alcune misure di sicurezza da adottare e da tenere presenti.

19.1 Misure di protezione contro i contatti diretti

Ogni parte elettrica dell'impianto, sia in corrente alternata sia in corrente continua, verrà adeguatamente protetta contro i contatti diretti in accordo con le soluzioni fornite dai fornitori in ambito di progetto esecutivo.

In generale la protezione contro i contatti diretti è assicurata dall'utilizzo dei seguenti accorgimenti:

- utilizzo di componenti dotati di marchio CE (Direttiva CEE 73/23);
- 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 alloggio 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 nè risultano ubicati in luoghi ove sussistano rischi di danneggiamento.

19.2 Misure di protezione contro i contatti indiretti

La presenza del trasformatore di isolamento tra sezione c.c. e sezione c.a. negli inverter consente di classificare come IT il sistema in corrente continua costituito dalla serie dei moduli fotovoltaici, dagli scaricatori di sovratensione e dai loro collegamenti agli inverter.

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

- protezione differenziale *idonea*
- collegamento al conduttore PE delle carcasse metalliche.

L'elevato numero di moduli fotovoltaici, posizionati al suolo, suggerisce misure di protezione aggiuntive rispetto a quanto prescritto dalle norme CEI 64-8, le quali consistono nel collegamento equipotenziale di ogni struttura di fissaggio facente capo ad una stringa di moduli fotovoltaici.

Il progetto prevede pertanto di collegare con un conduttore equipotenziale, di opportuna sezione, un punto metallico per ogni struttura di fissaggio e, a tal proposito, in fase di montaggio dovrà essere verificato che tra i moduli fotovoltaici e le strutture metalliche non vi siano interposte parti isolanti costituite da anelli di plastica o gomma, parti ossidate o altro. In fase di collaudo la continuità elettrica dovrà comunque essere verificata con uno strumento opportuno.

I circuiti equipotenziali così ottenuti faranno capo, ognuno, ad un morsetto nella cassetta di terra, contenente anche gli scaricatori di sovratensione.

19.3 Misure di protezione sul collegamento alla rete elettrica

La protezione del sistema di generazione fotovoltaica nei confronti sia della rete autoproduttore (ove presente) sia della rete di distribuzione pubblica è realizzata in conformità a quanto previsto dalle norme vigenti e in accordo con i fornitori per la parte di trasformazione dalla media Tensione all'Alta Tensione.

19.4 Misure di protezione contro gli effetti delle scariche atmosferiche

Fulminazione diretta

L'impianto fotovoltaico sarà protetto dalla fulminazione opportuno sistema di protezione. Una soluzione può essere la completa integrazione nelle strutture di sostegno e progettata ad hoc per esse. E' possibile realizzare un sistema di protezione esterna contro i fulmini a norma con un numero esiguo di componenti supplementari: grazie ad un'interconnessione adeguata tutte le fondazioni a palo vengono utilizzate come elementi di messa a terra. Inoltre i piani modulari vengono provvisti di punte di captazione, per cui il piano modulare soddisfa in modo pressoché ottimale le necessarie funzioni di connessione elettrica sulla base delle sezioni relativamente ampie, senza dispendio supplementare.



Viste punta di captazione con fissaggio tramite morsetto



Morsetto da fondazione

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 capaci di mettere fuori uso i componenti. Il primo livello di protezione è presente nel quadro di parallelo di "sottocampo", ovvero quello che realizza il parallelo delle stringhe. In pratica verranno installati varistori, o SPD di classe II o III, per ogni polarità verso terra ed eventualmente uno tra i due morsetti di uscita, in modo da evitare danneggiamenti dei moduli fotovoltaici, dei diodi di by-pass e di blocco, e dei vari isolamenti.

Il secondo livello di salvaguardia dalle sovratensioni riguarda gli inverter, che sono già dotati di SPD per ogni polarità in ingresso.

19.5 Messa a Terra

L'impianto di terra dovrà essere conforme alle prescrizioni della norma CEI 99-3 e dimensionato sulla base della corrente di guasto a terra sulla rete MT di alimentazione e del tempo di eliminazione del guasto a terra da parte delle protezioni ENEL.

Prima della messa in servizio dell'impianto, saranno effettuate le verifiche dell'impianto di terra previste dal DPR 22 ottobre 2001 n. 462.

20. SINTESI PIANO DISMISSIONE E RIPRISTINO

Si riporta di seguito una **SINTESI Del piano e stima dei costi per la DISMISSIONE ED IL RIPRISTINO dei luoghi, rimandando alla relazione specialistica allegate per i dettagli.**

Si è determinato il costo per la dismissione ed il ripristino dell'impianto fotovoltaico in oggetto della potenza nominale di 83.000 kWp installato al suolo.

Come verrà dettagliato nel corso della presente relazione, il valore complessivo da garantire è pari a



circa **24.780 € per ogni MW installato**. Di conseguenza la cifra esatta da tenere in considerazione, e quindi da garantire con fideiussione bancaria o assicurativa, è di circa **2.056.740 €**.

Si descrivono a seguito le attività di dismissione e ripristino dell'area dell'impianto.

Per la dismissione si prevede:

- Distacco elettrico dei moduli e loro copertura per lo sganciamento e messa in sicurezza dei contatti elettrici;
- Distacco elettrico dei quadri di sottocampo e dei quadri di campo con sganciamento della componentistica interna;
- Distacco delle linee elettriche dai moduli verso i quadri di sottocampo;
- Distacco delle strutture di sostegno dei moduli, a partire dalle traverse orizzontali in acciaio, ai bulloni, ai puntoni, ai pali infissi nel terreno;
- Rimozione dei cavi di media tensione dalle linee corrugate interrate;
- Rimozione dei pozzetti;
- Rimozione delle linee corrugate interrate.

21. SINTESI PIANO RICADUTE SOCIALI

Fase di Costruzione

Si riporta di seguito la quantificazione del personale impiegato in fase di cantiere, suddiviso per tutti gli ambiti. Si stima un impegno massimo di 65 lavoratori sull'intero cantiere "campo fotovoltaico + stazione AT".

Il suddetto numero sarà ripartito tra appaltatori e subappaltatori in proporzioni equipollenti rispettivamente per:

- Lavori civili, lavori meccanici, lavori elettrici e lavori agricoli (una media di 16 persone per settore tenendo conto dei dovuti aggiustamenti che ciascuno degli stessi potrebbe comportare)
- Per le altre attività si può stimare quanto segue:
- Progettazione esecutiva ed analisi in campo: un minimo di 6 professionisti
- Acquisti ed appalti: un minimo di due professionisti



- Project management: un minimo di due professionisti
- Direzione lavori: un minimo di due professionisti
- Prevenzione e sicurezza: un minimo di due professionisti

Fase di Esercizio

la quantificazione del personale impiegato in fase di esercizio, suddiviso per tutti gli ambiti (impianto agrivoltaico e dorsali MT, impianto di utenza) si stima come segue:

- Monitoraggio impianto da remoto: 2 tecnici specializzati lavaggio moduli.
- Lavaggi periodici con un numero di 4/6 tecnici specializzati.
- Controlli e manutenzioni opere civili e meccaniche: Controlli periodici fatti da una squadra di 4 tecnici specializzati.
- Verifiche elettriche: Controlli periodici fatti da una squadra di 3 tecnici specializzati
- Attività agricole: un numero di 4 operai specializzati.

Fase di Dismissione

la quantificazione del personale impiegato in fase di dismissione, suddiviso per tutti gli ambiti, si stima come segue:

- Appalti: 2 persone
- Project Management: 2 persone
- Direzione lavori e supervisione; 2 persone
- Sicurezza: 1 persona
- lavori di demolizione civili; squadra di almeno 10 operai
- lavori di smontaggio strutture metalliche: squadra di almeno 10 operai
- lavori di rimozione apparecchiature elettriche: squadra di almeno 5 operai
- lavori agricoli: squadra di almeno 5 operai

In particolare nella seguente tabella si riporta anche una stima dei giorni di cantiere per ogni MW da dismettere.

Attività	Descrizione	Giorni Uomo	Giorni Cantiere
-----------------	--------------------	--------------------	------------------------

A	Distacco connessioni elettriche e messa in sicurezza del cantiere.	5	1
B	Smontaggio moduli PV.	40	8
C	Smontaggio strutture di supporto.	25	5
D	Smontaggio forniture elettriche (inverter, trasformatori, quadri elettrici ecc) e asporto cabine prefabbricate.	5	1
E	Smontaggio cavi.	5	1
F	Ripristino del sito allo stato ante operam.	10	2
	TOTALE	90	18

22. ELENCO DELLE AUTORIZZAZIONI

A titolo indicativo e non limitativo si elencano gli enti e i nulla osta da richiedere ai fini del rilascio dell'autorizzazione unica ai sensi dell' art.12 d.lgs 387/03:

- Assessorato Regionale dell'Energia e delle Fonti Rinnovabili;
- Ministero dello Sviluppo Economico Ispettorato Territoriale;
- Comune di competenza;
- Comando Regionale Militare SUD;
- Provincia Regionale di competenza;



- Assessorato Territorio e Ambiente - Serv. II VAS VIA;
- Corpo Forestale - Isp. Ripartimentale delle foreste di Competenza
- Agenzia del Demanio
- ASL di competenza
- SNAM Rete Gas
- R.F.I. Rete Ferroviaria Italiana
- Aeronautica Militare – Comando Scuole A.M. 3° Regione Aerea Reparto Territorio e Patrimonio
- Ente Nazionale per l'Aviazione Civile (ENAC)
- Ministero infrastrutture e trasporti servizi integrati infrastrutture e trasporti (S.I.I.T.) - Settore infrastrutture
- Ministero delle comunicazioni ed ispett. Territoriale
- Anas
- Asses. Industria Dipart.
- Ministero delle infrastrutture e trasporti Dipartimento dei Trasporti Terrestri – USTIF
- Assessorato Regionale delle infrastrutture della mobilità e dei trasporti dipartimento i Lavori Pubblici (LL.PP)
- Soprintendenza bb.cc.aa.
- Agenzia delle Dogane
- Enel Distribuzione
- ARPA
- Comando Militare Marittimo Autonomo
- Consorzio Industriale di competenza (eventuale)
- Consorzio di bonifica (eventuale)

APPENDICE A

Tabella riassuntiva delle principali fonti di perdita di efficienza

Potenza nominale impianto ad STC [kWp]	P	83.000	
Irraggiamento medio annuo su piano orizzontale [kWh/m2]	GH		
Irraggiamento medio annuo sul piano dei moduli [kWh/m2]	G		
Energia incidente sul piano dei moduli (A;i)			
<i>Perdite per sporcizia</i>	LS	2%	98%
<i>Perdite per ombreggiamento da ostacoli lontani</i>	LO_O	1%	97%
<i>Perdite per ombreggiamento reciproco</i>	LO_R	1%	96%
Totale A [kWh/m2]	$R = G * \left(1 - \sum_i \frac{Li}{100}\right)$		
Energia elettrica 1° anno in uscita dai moduli in condizioni operative STC (B)			
<i>Efficienza modulo</i>	η	19	
<i>Superficie totale moduli [m2]</i>	S		
Totale B [kWh]	$EFVSTC = R * \eta * S$		
Energia elettrica 1° anno in uscita dai moduli in condizioni operative reali (C;n)			
<i>Perdite per temperatura della cella non STC (25°C)</i>	LT	5-8%	87-90%
<i>Perdite per irraggiamento non STC (1000 W/m2)</i>	LG	0,5%	
<i>Perdite per radiazione non incidente normalmente sul piano dei moduli</i>	$LRAD$	0,5%	
<i>Perdite per scostamento dalle condizioni di radiazione spettrale standard (AM1.5)</i>	LAM	1%	
Totale C [kWh]	$E_{FVReal} = E_{FVSTC} * \left(1 - \sum_n \frac{Ln}{100}\right)$		
Perdite del sistema (D;p)			
<i>Connessioni</i>	$LCON$	0%	87-90%
<i>Scostamento della potenza effettiva dei moduli da quella nominale</i>	LN		
<i>Mismatch tra le stringhe</i>	LM		
<i>Cablaggi sezione DC</i>	$LCDC$		
<i>Sistema di conversione</i>	$LINV$	1%	84%-87%
<i>Conversione MT/BT</i>	LMT/BT	1%	
<i>Cablaggi sezione AC / MT/altre perdite</i>	$LCAC/ LCMT/ LALTRO$	1%	
Totale D [kWh]	$E_{FV} = E_{FVReal} * \prod_p \left(1 - \frac{Lp}{100}\right)$		
Availability	A	99%	
PR medio impianto (1° anno)	$PR = \frac{Y_F}{Y_R} = \frac{E/P}{G/G_0}$		83-86%
Produzione energia elettrica 1° anno [kWh]	$E = EFV * A$		

