

Progetto definitivo di un impianto fotovoltaico di potenza di circa 67 MWp da realizzare al suolo ad Ascoli Satriano e Candela (FG) denominato:

Campo AgroSolare Camere



Titolo: Relazione Tecnico-Descrittiva	Nome File: Relazione Tecnico-Descrittiva.doc
	Procedimento Autorizzativo Unico Regionale (ex. Art.27Bis del DLgs 152/2006)
	Rev: <u>RE01</u>



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:
		24 Novembre 2021	Ing. M.Manenti  	 Solar Italy XVII S.r.l. Galleria San Babila, 4/B 20122 Milano CF e P. IVA 10727590969	

Committente: Solar Italy XVII srl

SOMMARIO:

1. PREMESSA	6
2. NORMATIVA E LEGGI DI RIFERIMENTO	9
3. DATI DI PROGETTO DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO	11
3.1 Descrizione del sito di installazione.....	11
3.2 Dati ambientali relativi al sito di installazione	13
3.3 Calcolo della radiazione solare disponibile	14
3.4 Stima dell'energia producibile	16
3.5 Tipologia e caratteristiche dell'impianto fotovoltaico	16
3.6 Calcolo della CO ₂ risparmiata	17
4. SCHEMA ELETTRICO GENERALE	17
4.1 Descrizione.....	17
5. CALCOLI E VERIFICHE DI PROGETTO	18
5.1 Variazione della tensione con la temperatura per la sezione c.c.....	18
5.2 Portata dei cavi in regime permanente	18
5.3 Sezione dei conduttori di protezione	20
5.4 Misure di protezione contro i contatti diretti	20
5.5 Misure di protezione contro i contatti indiretti.....	21
5.6 Misure di protezione sul collegamento alla rete elettrica	22
5.7 Misure di protezione contro gli effetti delle scariche atmosferiche.....	22
6. DETTAGLI DI INSTALLAZIONE	24
6.1 Caratteristiche tecniche	25
6.2 Caratteristiche Principali	26
6.2.1 Durata e trattamento protettivo dei componenti in acciaio	27
6.3 Driven Pile	28
6.3.1 Post-Head Component.....	29
6.3.2 Adjustment and Error Recovery	29
6.3.3 Scheda di Controllo Auto-Configurante	30
6.3.4 Gestione attuatore lineare	33
6.3.5 Tabella tempi assemblaggio stimata del tracker	34
6.4 SPECIFICHE TECNICHE "PROGETTO"	35
6.4.1 SPECIFICHE ELETTRICHE (SUBFIELD DI 10 TRACKER)	35
6.4.2 Computo dei materiali.....	36
6.4.3 MANUTENZIONE.....	37

6.4.4 ALTRE CARATTERISTICHE	37
7. SPECIFICHE TECNICHE DEI COMPONENTI	39
7.1 Inverter, Cabine Inverter e trasformatori	39
7.2 String box e Quadri di sottocampo.....	41
7.3 Collegamenti elettrici e cavidotti.....	44
7.4 Moduli Fotovoltaici	45
7.5 Controllo e monitoraggio dell'impianto fotovoltaico	45
7.6 Impianto di antifurto.....	45
7.7 Cavi elettrici e cablaggio	46
8. VERIFICA TECNICO-FUNZIONALE	47
8.1 Esame a vista.....	47
8.2 Prove	48
8.3 Montaggio componenti	49
9. SISTEMI DI ACCUMULO	51
10. OPERE E IMPIANTI DI RETE PER LA CONNESSIONE	51
10.1 Stazione Elettrica Utente Di Trasformazione 20/150 kV.....	52
10.2 Campi Elettrici E Magnetici	53
10.3 Caratteristiche Apparecchiature AT	54
10.4 Sostegni, Isolatori, Morsetti, Connessioni.....	55
10.5 Impianto di Terra.....	56
10.6 Opere Civili E Impianti Tecnologici.....	56
11. SINTESI STUDIO GEOLOGICO	58
12. SINTESI STUDIO GEOTECNICO	61
12.1 Caratterizzazione Geotecnica e Geofisica.....	62
13. SINTESI STUDIO IDROGEOLOGICO	63
14. SINTESI STUDIO IMPATTO AMBIENTALE	65
15. SINTESI STUDIO IMPATTO ARCHEOLOGICO E ARTISTICO	69
16. SINTESI STUDIO E SOLUZIONI INTERFERENZE LINEE ELETTRICHE	71
16.1 Studio dei campi elettromagnetici	73
17. CRITERI E TEMPISTICHE DEL PROGETTO ESECUTIVO	76
18. INDICAZIONI E DISPOSIZIONI PER LA STESURA DEI PIANI DI SICUREZZA	77
18.1 Misure di protezione contro i contatti diretti.....	78
18.2 Misure di protezione contro i contatti indiretti	78
18.3 Misure di protezione sul collegamento alla rete elettrica.....	79
18.4 Misure di protezione contro gli effetti delle scariche atmosferiche	79
18.5 Messa a Terra	81
19. SINTESI PIANO DISMISSIONE E RIPRISTINO	81

20. SINTESI PIANO RICADUTE SOCIALI	82
21. <i>ELENCO DELLE AUTORIZZAZIONI</i>	83
Tabella riassuntiva delle principali fonti di perdita di efficienza	85

“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**

**Con Innovativo PIANO AGRO-SOLARE per
un'integrazione virtuosa di Produzione di energia
Rinnovabile e Agricoltura Innovativa.**

Si tratta del primo di una serie di impianti che vedono **la tecnologia fotovoltaica come un'integrazione del reddito e dell'attività agricola** del sito.

Il nostro piano ha come obiettivo di intervenire a mitigare i problemi dell'agricoltura, che portano ogni anno all'abbandono di circa 125.000 ettari agricoli!!

Quindi oltre alla **rivoluzione energetica verde**, che vede il **fotovoltaico come soluzione più economica in assoluto per la produzione di energia**, si aggiunge una **ulteriore innovazione** che permette **l'integrazione di solare e agricoltura, evitando quindi sottrazione di suolo agricolo, ma anzi andando ad integrare redditività e tecnologie dell'agricoltura locale.** Vedere in merito il documento allegato **relativo al Piano Agro-Solare.**

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);

- o la possibilità di ottenere profitto da terreni non usati a scopi agricoli.

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

- o Essere pienamente concorrenziali con le centrali elettriche a fonti fossili, così da non necessitare di incentivi pubblici;
- o 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.
- o Impianti più performanti, anche oltre il 30% rispetto a qualche anno fa, con conseguente riduzione dell'occupazione del suolo;
- o 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 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.

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 e Candela (FG). Il progetto è denominato "Campo AgroSolare Camerelle".

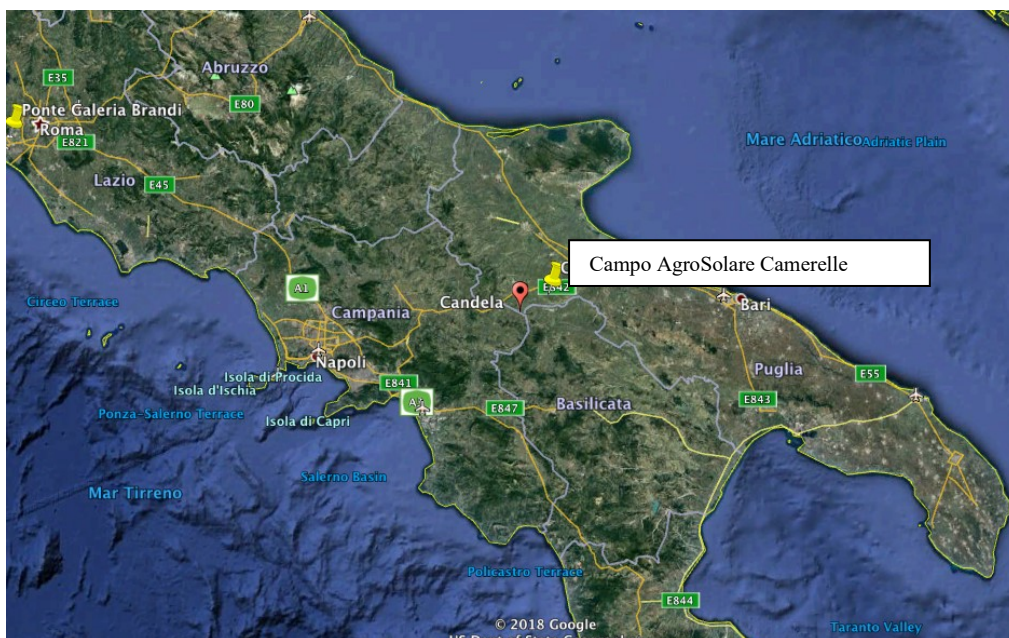
Vedere l'allegato "Piano Particellare" per la lista delle particelle catastali interessate, e la allegata Tavola "Planimetria Impianto" per i catastali relativi.

I terreni in esame hanno destinazione d'uso agricola ed è caratterizzato da un'estensione totale di circa 208 ha. Sul terreno non sono presenti vincoli, eccetto alcune fasce di rispetto fossi.

La zona circostante il terreno è occupata da altri 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, con indicazione delle proprietà e dei contratti in essere.

Particelle Impianto					Qualità	Classe	Proprietari	Titolo di Solar Italy XVII S.r.l. sul terreno
Sezione di Impianto	NCT	Foglio	Particella	Mq				
Settore A	Ascoli Satriano (FG)	92	60	149900	Seminativo	4	1 RINALDI Mario nato a ROMA il 17/12/1929 RNLMA29T17H501H* (1) Proprieta' per 1000/1000	Opzionario per la Costituzione di Diritto di Superficie Trentennale
		92	61	390400	Seminativo	4		
		92	63	9600	Seminativo	2		
Settore B	Candela (FG)	38	267	50143	Seminativo	2	1 MAGALDI Tommaso nato a STORNARELLA il 10/09/1963 MGLTMS63P10I9635* (1) Proprieta' per 1/1 bene personale	Opzionario per l'Acquisto
		38	269	93457	Seminativo	1		
Settore C	Candela (FG)	43	1	52445	Seminativo o Irriguo	U	1 TASCA Luisa nata a NAPOLI il 01/06/1934 TSCLSU34H41F839E* (1) Proprieta' per 1000/1000	Opzionario per la Costituzione di Diritto di Superficie Trentennale
		43	2	3781	Seminativo	1		
				1000	Seminativo o Irriguo	1		

Settore D	Candela (FG)	42	166	2170	Seminativo o Irriguo	U	1 IPPOLITO Angelo nato a FOGGIA il 09/09/1979 PPLNGL79P09D643K* (1) Proprieta' per 500/1000 2 IPPOLITO Francesca nata a FOGGIA il 04/08/1977 PPLFNC77M44D643D* (1) Proprieta' per 500/1000	Opzionario per la Costituzione di Diritto di Superficie Trentennale
		42	169	6169	Seminativo o Irriguo	U		
		42	173	910	Seminativo o Irriguo	U		
		42	174	941	Seminativo	2		
		42	179	47772	Seminativo o Irriguo	U		
		42	180	8600	Seminativo o Irriguo	U		
		42	183	455	Seminativo o Irriguo	U		
		42	186	30513	Seminativo o Irriguo	U		
		42	187	11890	Seminativo o Irriguo	U		
		42	188	8330	Seminativo	3		
		42	194	38428	Seminativo o Irriguo	U		
		42	195	8945	Seminativo o Irriguo	U		
				1105	Seminativo	2		
		42	207	48013	Seminativo o Irriguo	U		
		42	213	4039	Seminativo o Irriguo	U		
42	432	1956	Seminativo	1				
		85	Uliveto	2				

Settore D	Candela (FG)	42	175	800	Seminativo o Irriguo	U	1 IPPOLITO Chiara Antonia nata a CANDELA il 16/12/1956 PPLCRN56T56B584Z* (1) Proprieta' per 1/1 bene personale	Opzionario per la Costituzione di Diritto di Superficie Trentennale
				387	Seminativo	2		
		42	192	300	Seminativo o Irriguo			
				509	Seminativo	2		
		42	196	10416	Seminativo	2		
		42	197	14621	Seminativo	2		
		42	199	10532	Seminativo	2		
		42	200	5700	Seminativo o Irriguo			
				557	Seminativo	2		
		42	203	15302	Seminativo	2		
				23	Uliveto	2		
		42	205	65105	Seminativo o Irriguo	2		
				8600	Seminativo o Irriguo			
		42	211	7479	Seminativo	2		
		42	214	100	Seminativo o Irriguo			
				2541	Seminativo	3		
		42	221	9116	Seminativo	2		
		42	223	6579	Seminativo	1		
		42	226	20881	Seminativo	1		
		42	228	19217	Seminativo	2		
42	230	18973	Seminativo	2				
42	233	1515	Seminativo	3				
42	366	31359	Seminativo	2				
		4400	Seminativo o Irriguo					

Particelle Cavidotti MT interrate su proprietà di terzi					Qualità	Classe	Proprietari	Titolo di Solar Italy XVII S.r.l. sul terreno
Sezione di Impianto	NCT	Foglio	Particella	Tratta*				
Collegamenti MT	Ascoli Satriano (FG)	92	60		Seminativo	4	1 RINALDI Mario nato a ROMA il 17/12/1929 RNLMA29T17H501H* (1) Proprieta' per 1000/1000	Servitù di Cavidotto interrato MT (Particelle utilizzate in piccola parte solo per parte del collegamento interrato MT)
		92	61		Seminativo	4		
		92	63		Seminativo	2		
		92	19		Seminativo o Irriguo	4	1 DE VITO Antonio nato a FOGGIA il 22/03/1963 DVTNTN63C22D643L* (1) Proprieta' per 1000/1000	
		92	223		Seminativo	3		
	92	224		Seminativo	4			
Candela (FG)	38	267		Seminativo o Irriguo	2	1 MAGALDI Tommaso nato a STORNARELLA il 10/09/1963 MGLTMS63P10I9635* (1) Proprieta' per 1/1 bene personale	Servitù di Cavidotto interrato MT (Particelle utilizzate in piccola parte solo per parte del collegamento interrato MT)	
	43	1		Seminativo o Irriguo	U	1 TASCA Luisa nata a NAPOLI il 01/06/1934 TSCLSU34H41F839E* (1) Proprieta' per 1000/1000		
	42	203		Seminativo	2	1 IPPOLITO Chiara Antonia nata a CANDELA il 16/12/1956 PPLCRN56T56B584Z* (1) Proprieta' per 1/1 bene personale		

Particelle Cavidotti AT interrati su proprietà di terzi								
Sezione di Impianto	NCT	Foglio	Particella	Tratta*	Qualità	Classe	Proprietari	Titolo di Solar Italy XVII S.r.l. sul terreno
Collegamenti AT con Stazione RTN	Ascoli Satriano (FG)	82	68	SSE-RTN	Seminativo	4	1 GATTA Nicola nato a CERIGNOLA il 24/11/1974 GTTNCL74S24C514Q* (1) Proprieta' per 1/1 bene personale	Servitù di Cavidotto interrato AT (Particelle utilizzate in piccola parte solo per parte del collegamento interrato AT)
Collegamenti AT con Stazione RTN	Ascoli Satriano (FG)	82	161	SSE-RTN	Seminativo	4	1 GATTA Nicola nato a CERIGNOLA il 24/11/1974 GTTNCL74S24C514Q* (1) Proprieta' per 1/1 bene personale	

Particella dove verrà realizzata la SSE Utente								
Sezione di Impianto	NCT	Foglio	Particella	Tratta*	Qualità	Classe	Proprietari	Titolo di Solar Italy XVII S.r.l. sul terreno
SEE Utente	Ascoli Satriano (FG)	82	68	SSE	Seminativo o Irriguo	U	1 GATTA Nicola nato a CERIGNOLA il 24/11/1974 GTTNCL74S24C514Q* (1) Proprieta' per 1/1 bene personale	Opzionario per l'acquisto (parte della particella)
SEE Utente	Ascoli Satriano (FG)	82	161	SSE	Seminativo o Irriguo	U	1 GATTA Nicola nato a CERIGNOLA il 24/11/1974 GTTNCL74S24C514Q* (1) Proprieta' per 1/1 bene personale	Opzionario per l'acquisto (parte della particella)

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 1	Zona con pericolosità sismica alta. Indica la zona più pericolosa dove possono verificarsi fortissimi 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)

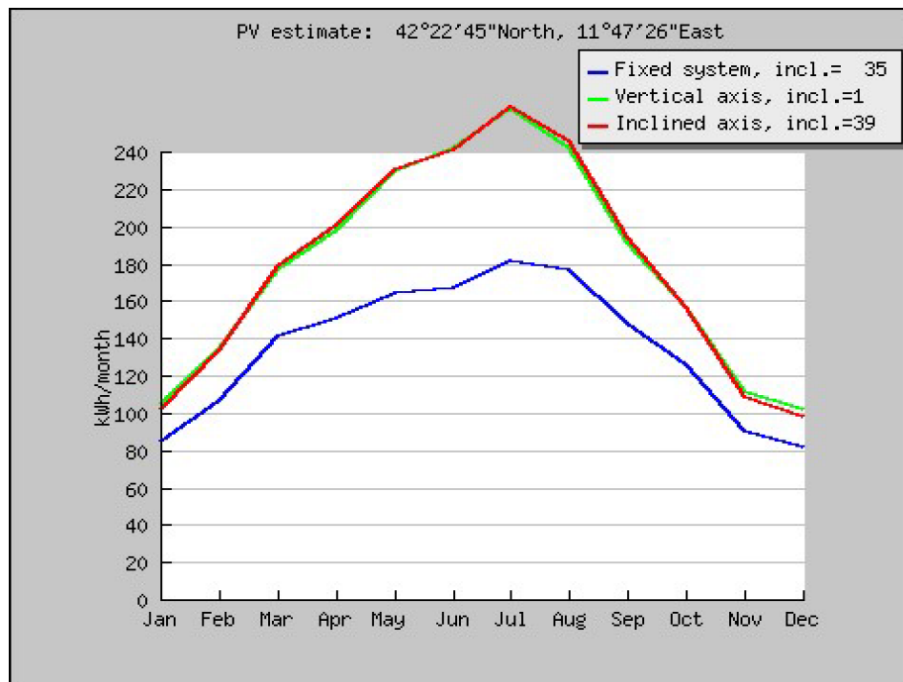
Perdita per temperature: 10.3% (using local ambient temperature)

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.

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 67 MWp posto al suolo, su terreno agricolo.

Dati Impianto

Tipo di terreno	Terreno agricolo
Potenza contrattuale:	67 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 395 Wp, e comunque in fase di progettazione esecutiva sarà molto probabilmente nel range 385-400Wp, 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 si ottiene che l'impianto in questione permetterà di evitare l'immissione in atmosfera di circa **150.000** Tonnellate di CO₂ ogni anno (**ovvero circa 700g di CO₂ per ogni kWh fotovoltaico prodotto**).

4. SCHEMA ELETTRICO GENERALE

4.1 Descrizione

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 $V_{inv \text{ MPPT } \min}$ e $V_{inv \text{ MPPT } \max}$ 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).

5.4 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.

5.5 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.

5.6 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.

5.7 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.

6. DETTAGLI DI INSTALLAZIONE

Descrizione tecnica generale Delle strutture di sostegno ad inseguimento monoassiale

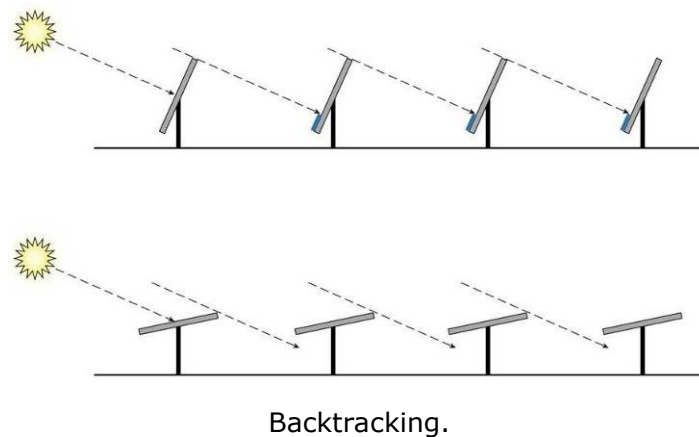
Ulteriore innovazione nei nostri progetti e l'adozione di tecnologie ad inseguimento monoassiale che permettono nel contempo di aumentare significativamente la redditività degli impianti e di ridurre l'impatto visivo degli stessi, avendo altezze inferiori.

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' insequitore 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.



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.

6.1 Caratteristiche tecniche

La caratteristica principale del prodotto risiede nell'ingegnerizzazione: una soluzione che utilizza componenti meccanici disponibili in commercio ampiamente disponibili (profili in acciaio) ed elettronica per lavorare senza problemi con gli accessori "proprietary" del prodotto (articolazione di

post-testine, motori che guidano i loro movimenti e quadro elettronico di controllo per la gestione dei motori).

Questa soluzione offre i seguenti vantaggi principali:

- **Struttura completamente bilanciata e modulare:** il tracker non richiede personale specializzato per lavori di installazione, montaggio o manutenzione.
- **Scheda di controllo facile da installare e autoconfigurante.** Il GPS integrato attiva sempre la giusta posizione geografica nel sistema per il tracciamento solare automatico.
- **Cuscinetto a strisciamento sferico autolubrificato** di design Convert per compensare imprecisioni ed errori nell'installazione di strutture meccaniche.
- **Soluzione a file indipendenti**, con un esclusivo motore AC con doppio anello di protezione contro la polvere.
- **Basso consumo elettrico.**

La combinazione di queste soluzioni uniche distingue il TRJ da altri tipi di inseguitori sul mercato, raggiungendo un rapporto costo / prestazioni più vantaggioso.



Intermediate Post-Head Detail

6.2 Caratteristiche Principali

La struttura del tracker è completamente adattabile in base alle dimensioni del pannello fotovoltaico, alle condizioni geotecniche del sito specifico e alla quantità di spazio di installazione disponibile.

La configurazione elettrica delle stringhe (x moduli per stringa) verrà raggiunta utilizzando la seguente configurazione di tabella dell'inseguitore con moduli fotovoltaici disponibile in verticale: per ogni x stringa PV, proponiamo x tracker TRJHT40PDP.

- Struttura 1x40 moduli fotovoltaici disponibili in verticale.
- Dimensione (L) 41,43 m x 1,96 m x (H) max. 2,03 m.
- Componenti meccaniche della struttura in acciaio: 7 pali (di solito alti circa 2,5 m compresi i fondazioni) e 6 tubolari quadrati (le specifiche dimensionali variano a seconda del terreno e del vento e sono inclusi nelle specifiche tecniche stabilite durante la progettazione preliminare del progetto). Supporto del profilo Omega e ancoraggio del pannello.
- Componenti proprietari del movimento: 7 post-test (2 per i montanti, 4 per i montanti intermedi e 1 per il motore). Quadri elettronici di controllo per il movimento (1 scheda può servire 10 strutture). Motori (CA elettrico lineare - mandrino - attuatore).
- La distanza tra i tracker (I) verrà impostata in base alle specifiche del progetto al fine di ottenere il valore desiderato GCR e rispettare i limiti del progetto, poiché TRJ è un tracker indipendente di file, non ci sono limitazioni tecniche.
- L'altezza minima da terra (D) è 0,4 m.
- Ciascuna struttura di tracciamento completa, comprese le fondazioni dei pali di spinta, pesa circa 880 kg.
- Una media di 70 tracker (con moduli PV da 360 Wp) sono necessari per ogni 1 MWp.



Definizioni dimensionali

6.2.1 Durata e trattamento protettivo dei componenti in acciaio

Tutte le parti in acciaio saranno galvanizzate in base alle condizioni ambientali del sito per raggiungere una durata di vita prevista di 25 anni.

Categorie Ambientali	Possibilità di corrosione	Tipo di ambiente	Perdita di coating $\mu\text{m}/\text{year}$
C ₁	Molto basso	Interno: secco	0.1
C ₂	Basso	Interno: condensazione occasionale Outdoor: area rurale	0.7
C ₃	Medio	Interno: umidità Outdoor: area urbana	2.1
C ₄	Alto	Interno: piscine, impianti chimici Outdoor: atmosfera industriale o marina	3.0
C ₅	Molto Alto	Outdoor: atmosfera salina marina area industriale con climi umidi	6.0

6.3 Driven Pile

Il supporto post guidato non richiede fondamenta con cemento. Il palo è un profilo in acciaio omega per massimizzare la superficie di contatto con il terreno, la profondità dipende dal tipo di terreno. Una tipica flangia di 5 cm viene utilizzata per pilotare il montante con un driver che dovrebbe avere una guida per mantenere la direzione di inserimento entro le tolleranze minime.



Driving omega piles phase

6.3.1 Post-Head Component

Il kit di componenti post-testa può essere installato direttamente sui pilastri di fondazione guidati senza saldature sul posto. In conformità con i vincoli ambientali più rigorosi, questa soluzione elimina la necessità di fondazioni in calcestruzzo, che riduce anche i tempi di costruzione.

6.3.2 Adjustment and Error Recovery

Gli errori di installazione dei pali di fondazione vengono recuperati dalle teste dei pali, dai cuscinetti sferici e dai tubi di torsione. La soluzione TRJ ha un componente che fornisce sia la rotazione del movimento che la regolazione dell'allineamento della posizione. Ciò è possibile grazie a un cuscinetto a strisciamento sferico (simile ai componenti utilizzati nei sistemi di attuazione industriale) incorporato in un "sandwich" che collega i montanti di fondazione alle traverse principali.

La fondazione a palo guidato è diventato uno standard nel campo del fotovoltaico. Più facilmente costruiti rispetto a quelli con viti di fondazione, questi rinunciano all'uso del calcestruzzo, che è stato vietato da molte normative locali e nazionali. Tuttavia, i pali guidati sono altrettanto facili da rimuovere come le viti di fondazione.

Un'installazione di questo tipo ha qualche errore di posizionamento intrinseco, specialmente quando il post-head è a più di un metro dal suolo. Il post-head ha fori per viti per ottenere una posizione di montaggio che compensa l'errore di posizionamento post, ripristinando così l'inclinazione est-ovest.



Gli snodi sferici consentono il recupero dell'inclinazione Nord-Sud. Il collegamento alle traverse con morsetti riduce la distanza tra i montanti e non richiede ulteriori fori nelle travi stesse.

Si possono tollerare i seguenti errori di installazione, anche se si verificano contemporaneamente:

a) **± 20 mm di errore in altezza**

Dal punto esatto del palo che conduce al punto di allineamento ideale considerando gli altri poli nella struttura del tracker:

b) **± 20 mm di errore Nord/Sud**

c) **± 20 mm di errore Est/Ovest**

d) **± 2° di errore in inclinazione**, confrontando con la linea verticale ideale (angolo di guida). Questo errore estende la tolleranza totale quando viene aggiunto al precedente (vedere il punto b).

e) **± 5° di errore in rotazione**, confrontando con la linea verticale ideale che allinea tutte le flange degli altri poli nella struttura completa del tracker.

Tutta la tolleranza sopra può essere accettata anche in aggiunta alle seguenti condizioni non ideali del terreno:

- Classificazione del terreno: $\pm 3^\circ$ Nord / Sud (facoltativamente fino a $\pm 8,5^\circ$) - Nessuna limitazione Est / Ovest
- Non uniformità puntuale del suolo: ± 100 mm

6.3.3 Scheda di Controllo Auto-Configurante

Una scheda di controllo è stata specificamente progettata per semplificare il più possibile il processo di installazione. Al momento dell'accensione iniziale, la fase di attivazione e messa in servizio è semplificata dal riconoscimento automatico della posizione e dell'ora del sistema; anche il tracciamento inizia automaticamente. Inoltre, a seguito di un guasto di rete, il sistema è in grado di ripristinare l'angolo di tracciamento ottimale.

All'accensione iniziale, la scheda di controllo guida l'installatore (tramite l'interfaccia PC) attraverso i passaggi per calibrare i parametri del motore.



Inoltre, il GPS integrato acquisisce automaticamente la posizione dell'impianto, la data e l'ora. Tali informazioni, insieme agli algoritmi dell'orologio astronomico, sono sufficienti per identificare e tracciare correttamente la posizione del sole. Il GPS è sempre attivo e aggiorna continuamente le informazioni; quindi, gli errori di installazione dell'impianto non possono compromettere il corretto monitoraggio. Per le sue caratteristiche, la scheda di controllo è autonoma e quindi non richiede un'unità di controllo a livello di impianto per il funzionamento. I malfunzionamenti vengono segnalati tramite una spia, un contatto privo di tensione o tramite comunicazione wireless. Il sistema è dotato di pad di controllo locale per i comandi manuali. Al fine di ridurre i costi e aumentare l'affidabilità, la scheda di controllo è dotata di 10 uscite per controllare 10 motori (attuatori lineari elettrici). Una singola scheda di controllo può quindi gestire fino a 10 strutture.

USCITA DI CONTROLLO DELL'ATTUATORE LINEARE

N ° 10 potenza erogata per il controllo degli attuatori lineari fotovoltaici.

Motore asincrono monofase 230/240 V 50Hz o 60Hz.

Relè termico per protezione motore.

INGRESSO DI CONNESSIONE

Ingresso N ° 20 per contatti in free-voltage per il collegamento al limite attuatore lineare (2 ingressi per ogni attuatore).

Protezione da sovratensione, 40 A - 400 W - forma d'onda 10 / 1000us.

Isolamento elettrico 890 V.

GPS

Antenna GPS per l'acquisizione automatica dei parametri di lavoro del tracker (orologio astronomico).

Interfaccia RS232 con protezione da sovratensione 120 A - 0,2 J.

Antenna e ricevitore integrati.

20 canali simultanei.

AVVISI DI GUASTO

Relè di segnalazione uscita guasto, contatto a potenziale libero 5 A, isolamento 4 kV.

Segnale di stato tramite n ° 3 LED integrati sulla scheda.

Spia di guasto esterna (led rosso).

Cicalino integrato

INTERFACCIA RS232



Interfaccia utente locale tramite connessione DB9 PC.

Protezione da sovratensione 120 A - 0,2 J.

Software di configurazione MS-Windows.

ANEMOMETRO

Controllo della velocità del vento tramite anemometro.

Astuccio n ° 3 lame, dimensioni 125 x 117 mm.

ATTUATORI LINEARI

Forza attuatore 10000 N (emergenza 40000 N).

Corsa di 370 mm.

ALTRE CARATTERISTICHE

Gestione autonoma tramite microcontroller 32 bit - 100 MHz - flash 512 kB.

Regolatore elettronico statico del motore (SSR).

Riavvio automatico dopo un'interruzione di corrente.

Pulsanti sulla scheda per il controllo manuale degli attuatori lineari (est / ovest).

M.T.B.F. 2000000 ore.

Copertura aggiuntiva per maltempo e raggi UV.

Condensatori di correzione del fattore di potenza del motore integrati.

Comunicazione wireless - Opzionalmente Comunicazione cablata RS485 disponibile.

CARATTERISTICHE MECCANICHE

Piastra di supporto per il collegamento sul palo centrale del tracker (polo motore).

Dimensioni scheda elettronica 300 x 165 mm.

Formato della scatola 240 x 310 x 110 mm.

Peso 5 kg.

Grado di protezione IP55.

CARATTERISTICHE AMBIENTALI

Temperatura operativa Ampio intervallo -10 ° C + 50 ° C (intervallo di temperatura esteso disponibile).

Altitudine operativa <2000 m slm (intervallo di altitudine esteso disponibile).

Raffreddamento naturale senza ricambio d'aria esterno.

Le attrezzature all'aperto sono isolate di classe II.

Le attrezzature all'aperto sono protette dai raggi UV.

6.3.4 Gestione attuatore lineare

Un motore CA con attuatore lineare è installato su ciascuna struttura, ottenendo un livello superiore di affidabilità rispetto ai motori DC commerciali. Ogni SKC alimenta fino a 10 motori utilizzando un cavo standard a 7 poli. Quando il motore si guasta, una porzione non significativa del campo solare viene messa fuori servizio. Sostituire questo motore non è così complicato come sostituire i motori pesanti tracker multi-fila. Inoltre, il movimento meccanico dei sistemi a linea singola non implica che il problema diventi abbastanza rigido a causa dei fenomeni atmosferici. I sistemi a linea singola non sono soggetti a ostruzioni spostando veicoli e tecnici.

Il sistema con 1 quadro di controllo e 10 attuatori lineari consente il passaggio dei cavi elettrici attraverso condotte sotterranee. In caso di guasto, la scheda di controllo viene sostituita in soli 20 minuti e il motore in soli 15 minuti. Inoltre, la conformazione del terreno ha scarso effetto sull'installazione.

Un motore CA con attuatore lineare è installato su ciascuna struttura, ottenendo un livello superiore di affidabilità rispetto al motore DC commerciale. L'alimentazione di energia alle schede di controllo avviene tramite linea monofase a 230 V, 50 Hz o 60 Hz. È adatta ogni configurazione che rispetti le regole e gli standard delle linee elettriche.



Dettaglio attuatore lineare CA e scheda di controllo SKC

6.3.5 Tabella tempi assemblaggio stimata del tracker

Grazie al suo design specifico, i Tracker della serie TRJ sono stati studiati per garantire i massimi benefici durante la fase di installazione. Il design modulare e leggero consente di ridurre al minimo l'utilizzo della macchina, sia per il trasporto che per la logistica del sito, inoltre i tracker TRJ non implicano l'impiego di attrezzi speciali durante il montaggio.

L'attuatore lineare esterno e la scheda di controllo autoconfigurante accelerano le operazioni di assemblaggio, messa in servizio e manutenzione.

Nelle tabelle di seguito sono riportati i tempi medi di installazione riassunti suddivisi in attività principali, in base alla rivelazione reale sul sito.

Attività	(ore uomo / tracker)	(ore uomo / MWp)
Installazione Meccanica		
Ramming of Foundation Posts	0,42	31,08
Assembly of simple piles Bracket Assembly	0,83	61,05
Motor Pile Bracket Assembly	0,25	18,50
Finished Bracket Alignment Tolerance	0,17	12,58
Mechanical Saddles Assembly over post-heads	0,76	55,94

Linear Actuator Assembly	0,25	18,50
Torque tube laying over mechanical saddles	0,66	48,84
Torque tube enclosure with Mechanical Ties	0,50	36,63
PV Mounting Rail installation	2,49	184,53

Conessioni elettriche

Tracker controller complete wiring	0,33	24,42
------------------------------------	------	-------

Installazione Moduli

PV module installation: rivets	0,61	45,39
PV module installation: bolts	1,67	123,33

SUMMARY TIMETABLE OF TRACKER INSTALLATION

Tracker in Elevation Part Mechanical Assembly (no pile ramming, no electrical wiring, no modules mounting)	5,90	436,58
Tracker Mechanical Assembly including Pile Ramming	6,32	467,66
Complete Mechanical Installation including PV modules (fixing with Rivets)	6,93	513,04
Complete Mechanical Installation including PV modules (fixing with Bolts)	7,99	590,99
Complete Electrical and Mechanical Installation including PV modules (PV Modules fixed with Rivets)	7,26	537,46
Complete Electrical and Mechanical Installation including PV modules (PV Modules fixed with Bolts)	8,32	615,41

6.4 SPECIFICHE TECNICHE "PROGETTO"

6.4.1 SPECIFICHE ELETTRICHE (SUBFIELD DI 10 TRACKER)

Le strutture sono azionate da attuatori lineari elettrici CA. Sono disponibili due tensioni di alimentazione: 240 V, monofase, 60 Hz (elencato UL) o 230 V, 50 Hz (elencato CE e UL). Il controllo del motore è temporizzato per ridurre al minimo l'usura.

Tracking Type	Single-Axis, 0°-Tilt
Tracking Angle	± 55°
Control Type	Astronomical Clock (no sensors required)
Tracking Error	± 2°

Control System Architecture	Operation with 1 electronic control board for 10 trackers with built-in GPS for automatic acquisition of astronomical clock parameters.
Motor	<ul style="list-style-type: none"> • Timed motor control to minimise wear
Control board for 10 motors	<ul style="list-style-type: none"> • RS232 diagnostic interface with PC management software • Alerts via voltage-free contact • Anemometer input (modules return to horizontal position in the event of strong winds)
<u>Max electric consumption</u>	<u>< 0.03 kWh/day per tracker</u>

Limiti di velocità del vento e sistema difensivo

- I valori di impostazione effettivi per la velocità del vento massima saranno conformi alle Norme e agli standard nazionali o applicabili.
- Tempo di andare in posizione di riposo: meno di 90 secondi.
- Velocità del vento per attivare il meccanismo di stivaggio: in accordo con le specifiche del tender e secondo l'ipotesi concordata nello sviluppo dei calcoli strutturali (valore predefinito: 20m / s).

6.4.2 Computo dei materiali

Selezione moduli fotovoltaici TRJHT40PDP (1x40 - 360 W 72 celle)

Componenti di movimento KIT per un sottocampo di 10 inseguitori (fino a 144 kWp):

- 10 teste a pacco motore con attuatore lineare e parti meccaniche da fissare su n ° 1 pila e n ° 2 raggi.



- 20 teste di pile terminali con parti meccaniche da fissare su n ° 1 pila e n ° 1 travi.
- 40 teste a pelo medio con parti meccaniche da fissare su n ° 1 pila e n ° 2 raggi.
- 1 quadro elettronico di controllo del motore, piastre di montaggio della struttura, contropiastre, rondelle, antenna GPS.
- 10 kit di accessori meccanici per il montaggio dei componenti.
- 10 attuatori lineari elettrici (con strumenti kit di installazione).

Componenti meccaniche in acciaio per un sottocampo di 10 inseguitori:

- 70 pile guidate.
- 60 traverse tubolari quadrate (7m).
- 460 binari omega con supporto del modulo fotovoltaico.
- 460 piastre di fissaggio.

6.4.3 MANUTENZIONE

- Gli attuatori elettrici non richiedono manutenzione o lubrificazione.
- Autodiagnosi di fine giornata segnalata tramite contatto di commutazione e cicalino.
- Durata prevista del motore: 50 anni.
- Durata della barriera zincata prevista: 25 anni.

6.4.4 ALTRE CARATTERISTICHE

- Compatibile con la Direttiva Macchine 2006/42 / CE.



- Elenco CE.
- Sia la versione 50Hz che quella a 60 Hz sono elencate UL.
- Tutti i componenti di controllo del rilevamento sono certificati TÜV SÜD.
- Installazione, messa in servizio e manutenzione semplici che non richiedono attrezzature speciali; le istruzioni guidano l'installatore attraverso tutte le fasi; il software di interfaccia fornito di serie consente la diagnostica del sistema.
- Brevetti RM2007A000683 e PD2012A0, brevetto internazionale PCT / IB2013 / 054425.

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

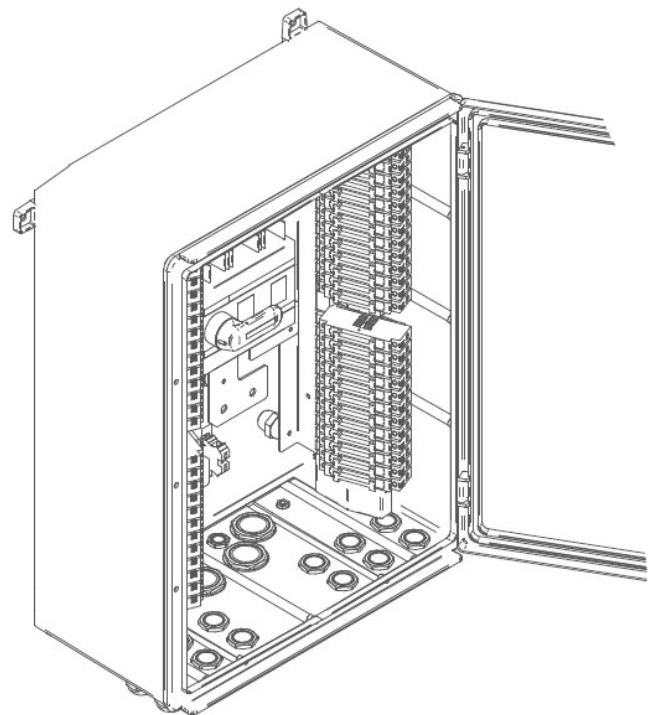
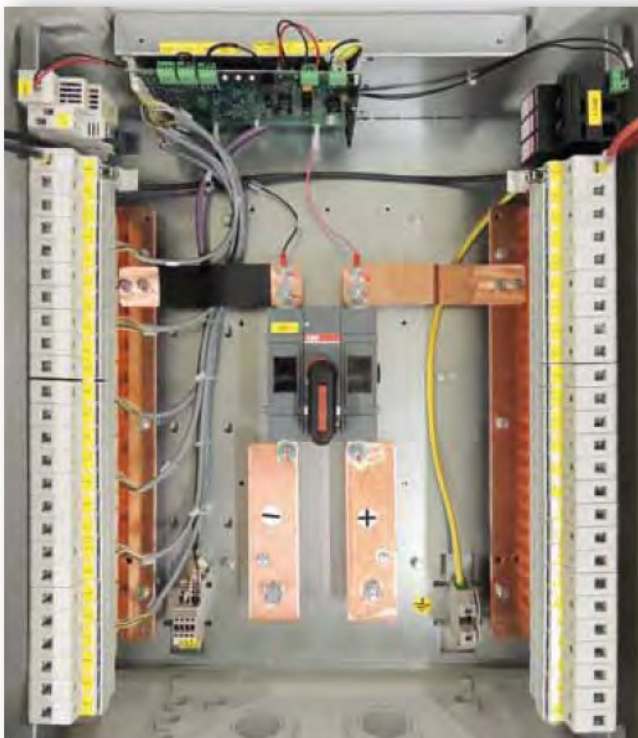
I Combiner box FIMER serie SBC, sono cassette di controllo intelligente (SMART) che consentono la misura della corrente di ogni singola stringa in ingresso dal generatore

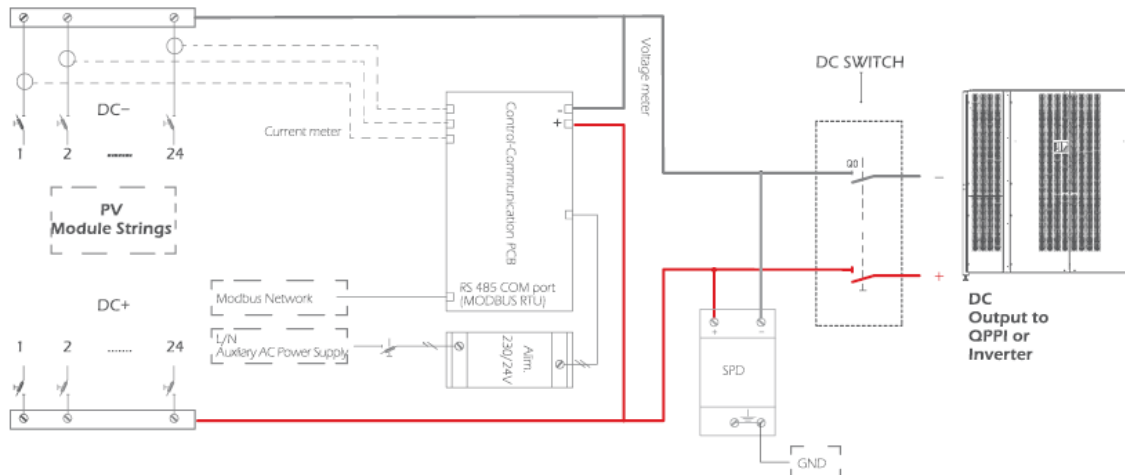


solare e permettono di realizzare in uscita il parallelo di tutte stringhe di moduli FV ad essi collegate.

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 degreeaperta	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 395 Wp, e comunque in fase di progettazione esecutiva sarà molto probabilmente nel range 385-400Wp.

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 201900349, datata 11/07/2019. Tale soluzione prevede che l'impianto venga collegato in antenna a 150 kV su un futuro stallo 150 kV della Stazione Elettrica (SE) di Smistamento a 150 kV della RTN denominata "Camerelle", previa realizzazione di un collegamento RTN in cavo a 150kV tra la SE "Valle" e la SE RNT a 150 kV denominata "Piscioli" (che è stato già realizzato), insistente sulla linea RTN a 150 kV "Ascoli Satriano – Melfi Ind.le", e un futuro collegamento RTN in cavo a 150kV tra la SE "Valle" e la SE RTN a 308/150kV denominata "Deliceto.

Si precisa in merito a quanto riportato sopra, e in aggiornamento a quanto riportato da TERNA nella STMG in oggetto che:

- il collegamento RTN in cavo a 150kV tra la SE "Valle" e la SE RNT a 150 kV denominata "Piscioli" è stato già realizzato;
- il collegamento RTN in cavo a 150kV tra la SE "Valle" e la SE RTN a 308/150kV denominata "Deliceto" è stato già autorizzato in passato e in parte realizzato (erano stati autorizzati due collegamenti paralleli di cui ne fu realizzato uno solo).

Per questi due opere di collegamento fra le stazioni di Terna, abbiamo ricevuto comunicazione da Terna che stanno provvedendo alla validazione di tale progetto e che ci forniranno a breve il progetto stesso che allegheremo alla documentazione.

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 amarrati 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 amarrati 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.

10.6 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



apparatì 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 apparatì sar  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 nonch  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   di tipo prefabbricato con pannellature coibentate in lamiera zincata e preverniciata. La copertura a tetto piano   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 sar  in cls come da immagine seguente. Verr  previsto anche un box esterno per il gruppo elettrogeno.

I cunicoli per cavetteria 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 rinfiancate 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 totalit  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   realizzata in pannelli di lunghezza 2,90 m costituiti da paletti in calcestruzzo prefabbricato con alla base una lastra prefabbricata in calcestruzzo. La viabilit  interna viene realizzata in modo da consentire un agevole esercizio e manutenzione dell'impianto. L'illuminazione esterna di emergenza   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

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

L'area di studio ricade nei territori comunali di Ascoli Satriano e Candela (FG), in località Posta Fissa e Masseria Leone.

Il sito scelto per la realizzazione dell'impianto fotovoltaico è costituito da quattro lotti di terreno agricolo, denominati con le lettere A, B, C, D.

I diversi lotti di terreno ricadono nel foglio 434 "Candela" dell'IGM a scala 1:50.000 di cui si riporta uno stralcio (**Figura 1**).



I terreni ricadono inoltre negli elementi n° 434044 "Piano delle rose", n° 434043 "Masseria il pidocchio", n° 434042 "Masseria Belmonte", n° 434084 "Masseria Romano", n° 434083 "Masseria Bertone", n°434082 "Canestrello", n° 434081 "Masseria Cargagnella" della Cartografia Tecnica Regionale (CTR) a scala 1:5000.

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.

Dal punto di vista geologico l'area oggetto del presente progetto 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 avampaese a est (Promontorio del Gargano e Le Murge). Da un punto di vista geografico, la fossa Bradanica comprende il Tavoliere delle Puglie, a nord, e la Fossa Premurgiana, a sud (Figura 3). Nel complesso si tratta di un'area attualmente soggetta a sollevamento (sulla scala dei tempi geologici) dove, in virtù dell'erosione in atto da parte del reticolo idrografico, possono essere osservati i caratteri dei sedimenti che hanno colmato l'originale depressione tettonica (fossa Bradanica).

Il Tavoliere delle Puglie, che da un punto di vista geodinamico è parte della fossa Bradanica, rappresenta la più vasta pianura dell'Italia meridionale ed è delimitata a nord dal Massiccio del Gargano, ad ovest dai Monti della Daunia e a sud-sudest dall'Altopiano delle 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 profondità il basamento calcareo è suddiviso in blocchi da una serie di faglie ed è inclinato verso occidente; nelle aree prossime all'Appennino Dauno i calcari sono stati intercettati a profondità superiori ai 2000 m, mentre nei pressi della costa si trovano a profondità decisamente inferiori (ca. 100 m).

L'area ha subito una fase di marcata subsidenza dovuta all'orogenesi appenninica tra il Pliocene e il Pleistocene ed una seconda fase, tuttora in corso, caratterizzata da un progressivo sollevamento dell'avampaese che ha portato l'avanfossa (fossa Bradanica) a colmarsi di sedimenti. La successione sedimentaria che si è accumulata in questa fase è costituita da depositi argillosi, da depositi sabbiosi calcareo/quarzosi e conglomeratici. Fasi tardive di ingressione marina, dovuti alla combinazione di movimenti tettonici e glacio-eustatici, hanno favorito l'esposizione di successioni terrazzate di sedimenti costieri. Nel Quaternario, quando il mare si è ritirato, l'azione erosiva/depositiva dei corsi d'acqua ha causato la formazione di estese coltri di depositi alluvionali.

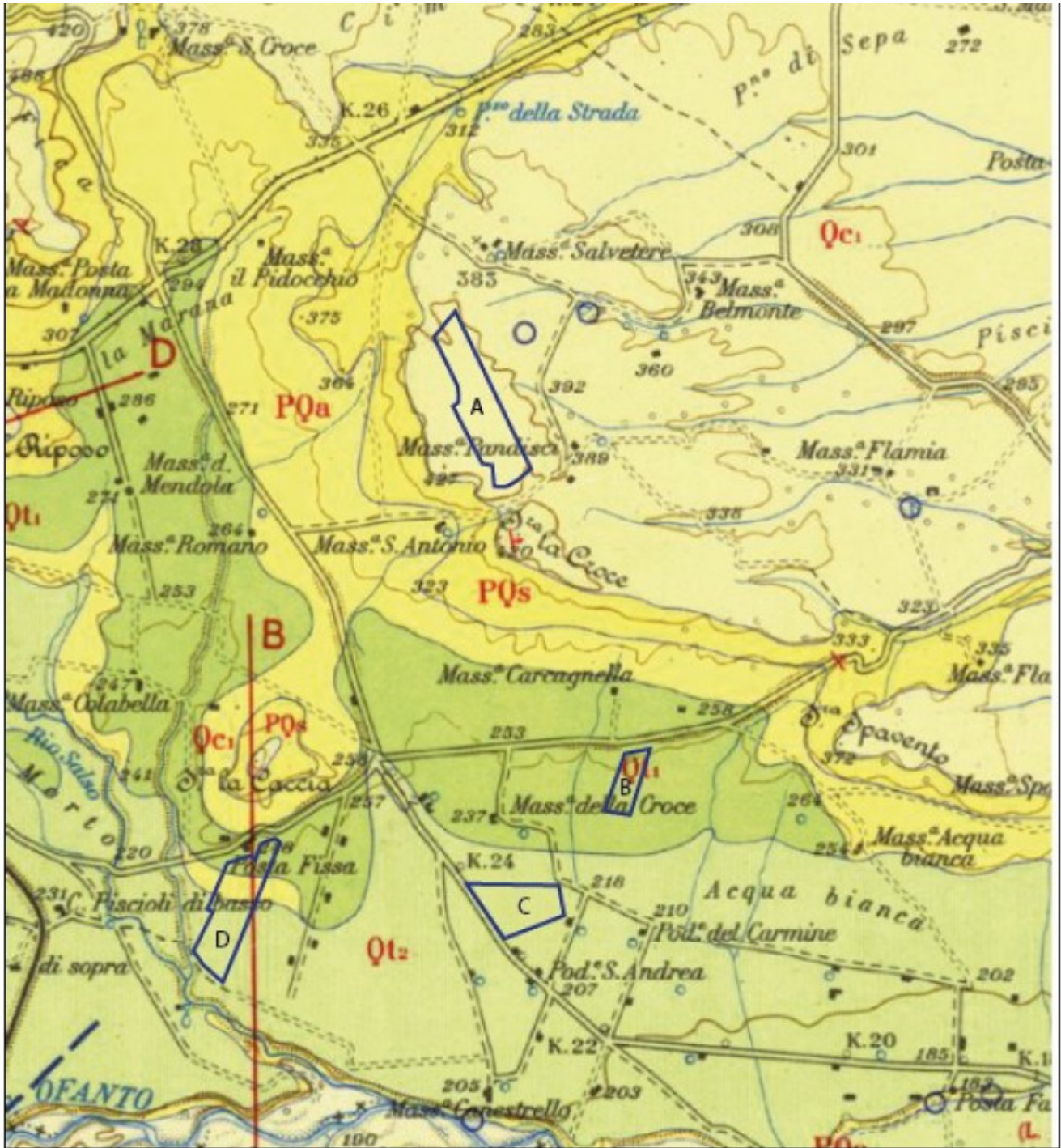


Figura 4 – Stralcio del Foglio n°175 della Carta Geologica d'Italia “Cerignola” a scala 1:100000. In blu l'areale del progetto Agrosolare Camerelle.

12. SINTESI STUDIO GEOTECNICO

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

Da un punto di vista morfologico l'area di studio si colloca al confine tra la regione dell'Appennino Dauno, con tipici caratteri montuosi (dorsali montuose orientate NO-SE incise dalle testate dei corsi d'acqua che solcano il Tavoliere), e la regione del Tavoliere delle Puglie. L'areale su cui sorgerà l'impianto presenta una morfologia con grandi spianate, debolmente inclinate verso mare ed interrotte da ampie valli con fianchi assai ripidi.

I terreni interessati dal progetto si trovano a quote topografiche comprese tra i 210 e i 400 m s.l.m..

Sulla base della cartografia dell'Autorità di Bacino (AdB) Puglia i terreni del progetto non sono soggetti ad una pericolosità Geomorfologica

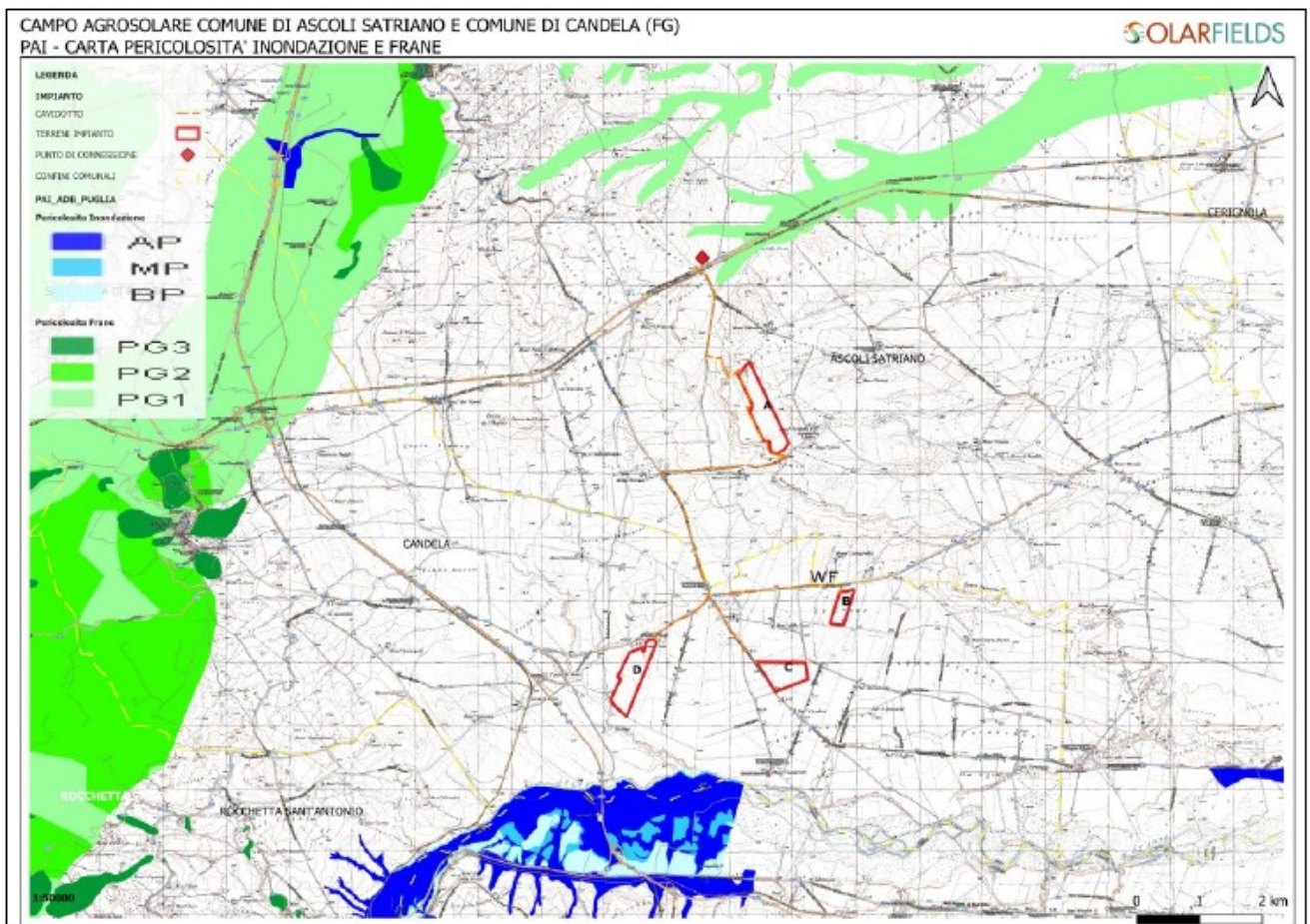


Figura 6 – Estratto della cartografia dell'Autorità di Bacino Puglia per l'area interessata dal progetto (riquadri in rosso). Con i colori verdi le aree interessate da pericolosità geomorfologica (frane) in blu le aree interessate da pericolosità d'inondazione.

12.1 Caratterizzazione Geotecnica e Geofisica

L'area su cui sorgerà l'impianto fotovoltaico è costituito da una serie di terreni coltivati.

Le proprietà geotecniche dei terreni interessati dal progetto Agrosolare Camerelle possono essere desunte dai risultati di una serie di prove penetrometriche dinamiche continue (DPSH) e prove geofisiche MASW (Multichannel Analysis of Surface Waves) svolte nel terreno comunale di Ascoli Satriano (Figura 9 e Figura 10).

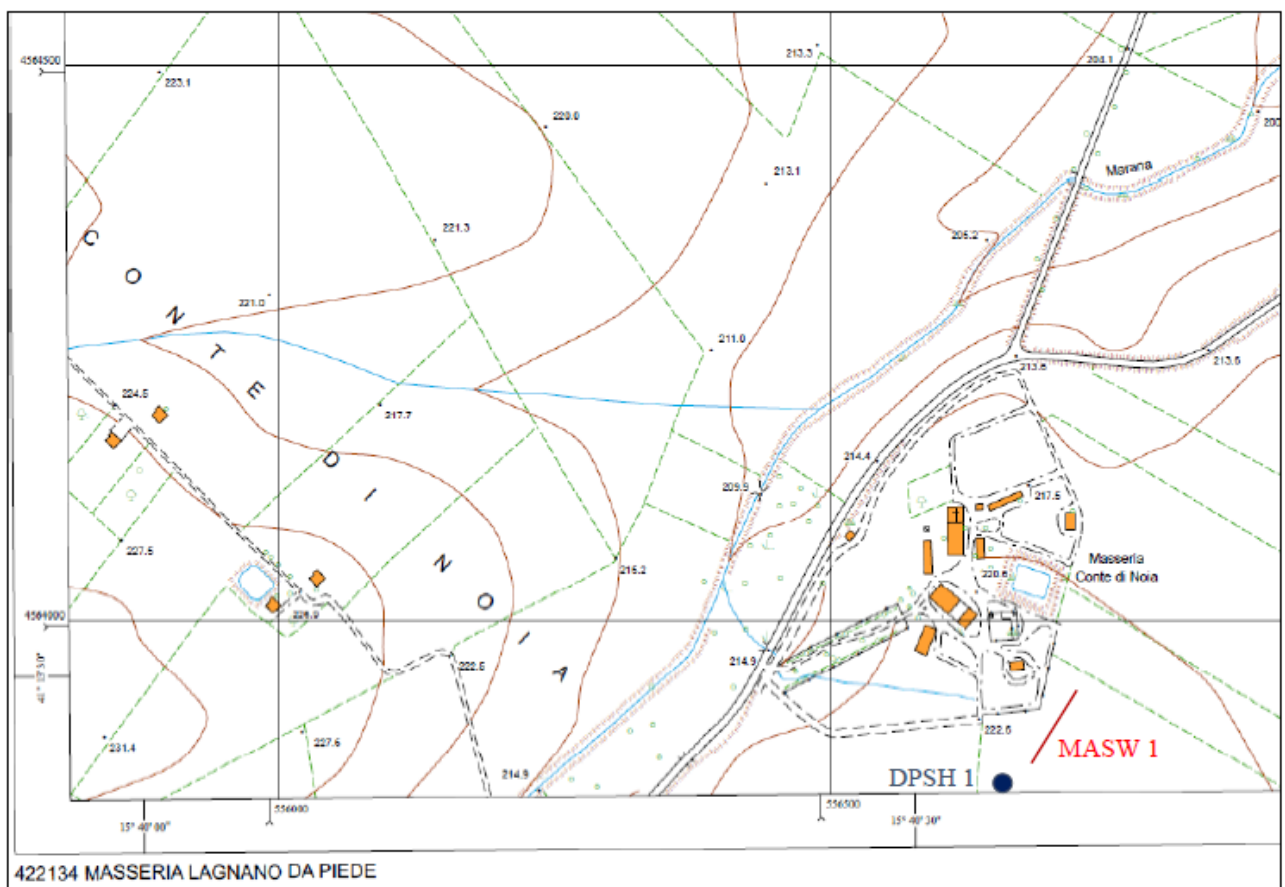


Figura 9 - Ubicazione su CTR scala 1:5000 delle indagini geotecniche DPSH e geofisiche MASW.

13. SINTESI STUDIO IDROGEOLOGICO

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

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), è caratterizzato dalla presenza di numerosi corsi d'acqua a regime prevalentemente torrentizio (Figura 7).

Le peculiari condizioni geologico-strutturali che caratterizzano l'area del Tavoliere delle Puglie hanno determinato la formazione di una triplice circolazione idrica sotterranea, in acquiferi di caratteristiche idrogeologiche profondamente differenti.

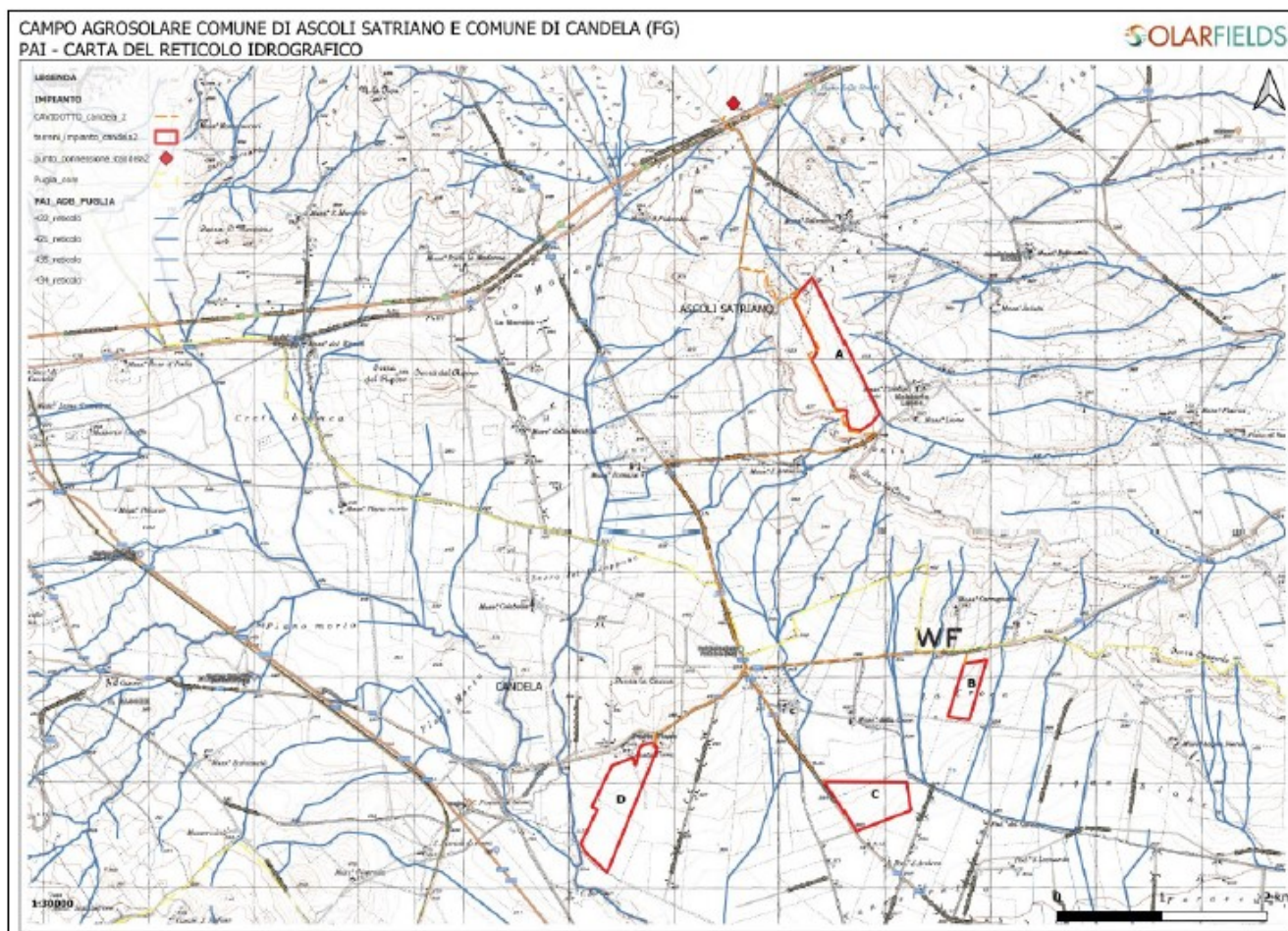


Figura 7 – Reticolo idrografico delle aree interessate dal progetto tratto dal Piano di Assetto Idrogeologico (PAI).

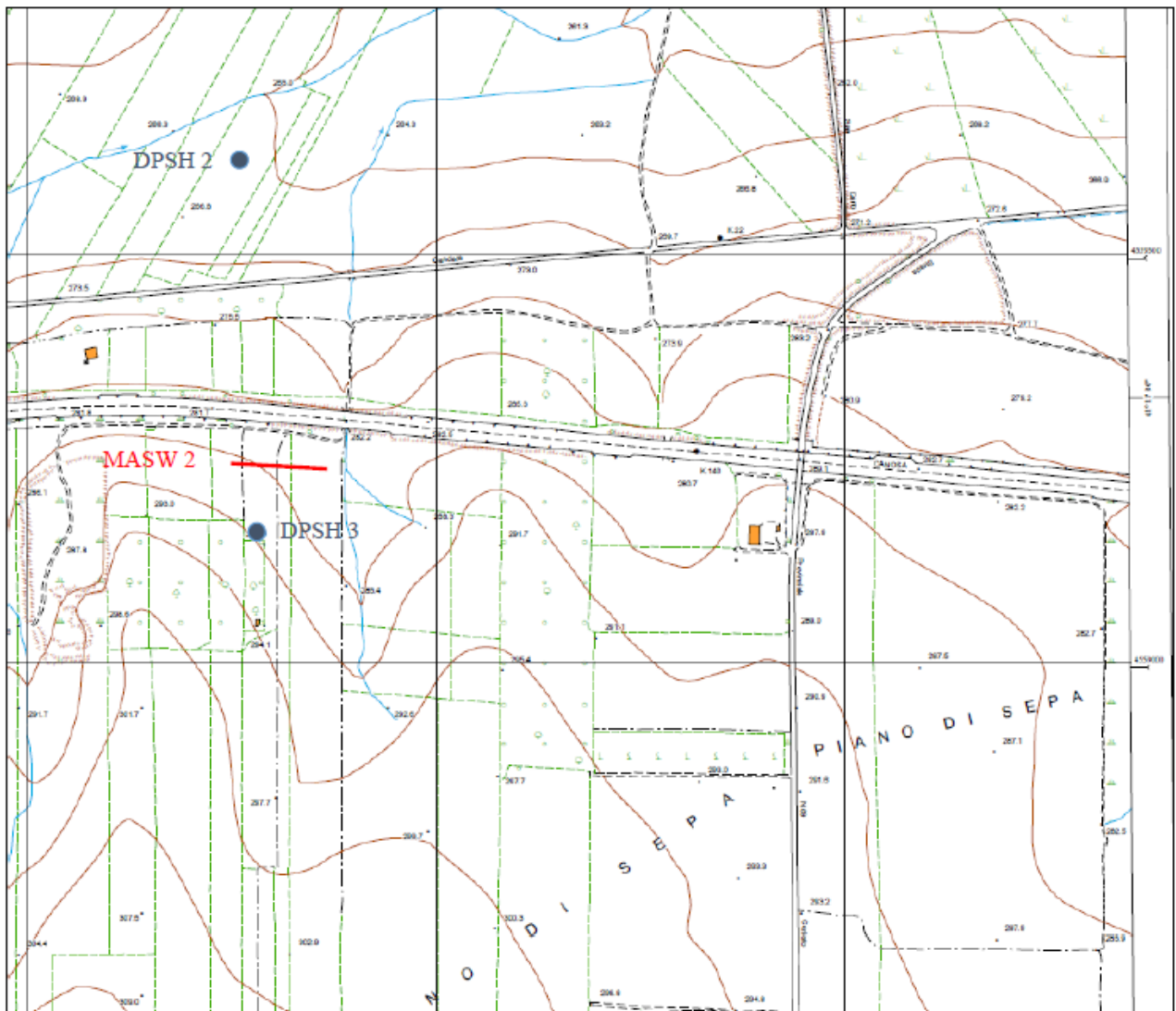


Figura 10 - Ubicazione su CTR scala 1:5000 delle indagini geotecniche DPSH e geofisiche MASW.

In tutte e tre le prove i risultati ottenuti dimostrano la presenza di terreni incoerenti che passano da moderatamente a molto addensati dopo pochi metri di profondità. In nessuna delle prove geotecniche è stata riscontrata la presenza della falda. Le caratteristiche del terreno sono risultate in buon accordo con quanto emerso dalla caratterizzazione geofisica.

Partendo dal basso verso l'alto, il principale serbatoio idrico dell'area è caratterizzato dalle unità carbonatiche mesozoiche profonde.

Nell'ambito delle formazioni argillose plio-pleistoceniche, che sovrastano i calcari mesozoici, sono presenti dei livelli idrici localizzati negli interstrati maggiormente sabbiosi che raggiungono il loro massimo spessore nell'abitato di Foggia.



Più limitata e superficiale è invece la circolazione idrica dei depositi clastici pleistocenici del Tavoliere delle Puglie. In quest'area la falda è infatti localizzata nei depositi clastici di copertura delle argille plio-pleistoceniche. Il sistema acquifero è molto eterogeneo essendo costituito da una alternanza di strati lenticolari ghiaioso-sabbiosi e di strati argillosi a diversi gradi di permeabilità. Lo spessore complessivo è generalmente nell'ordine dei 30-60 m nella zona di Foggia-Cerignola. La superficie piezometrica segue l'andamento del substrato argilloso con quote più elevate in prossimità delle aree più interne che diminuiscono in direzione della costa. La falda defluisce verso NE in direzione del mare con gradienti elevati. Nelle aree a ridosso dei rilievi appenninici, dove prevalgono i materiali grossolani, la falda circola a pelo libero e giace 20-30 m sotto il piano campagna.

In tutte e tre le prove i risultati ottenuti dimostrano la presenza di terreni incoerenti che passano da moderatamente a molto addensati dopo pochi metri di profondità. In nessuna delle prove geotecniche è stata riscontrata la presenza della falda. Le caratteristiche del terreno sono risultate in buon accordo con quanto emerso dalla caratterizzazione geofisica.

14. SINTESI STUDIO IMPATTO AMBIENTALE

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

INTERFERENZE DEL PROGETTO CON GLI STRUMENTI DI PIANIFICAZIONE TERRITORIALE

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 UCP



(Ulteriori Contesti Paesaggistici) dei versanti con pendenza 20% e UCP aree soggette a vincolo idrogeologico a sud dell'area A e lungo alcune strade (strada vicinale e strada S.P. 97). 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 si trova all'interno della UCP Aree di rispetto dei parchi e riserve regionali (100 m).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 PPTR le aree in esame non intersecano alcun vincolo o tutela, per il cavidotto si rileva la presenza di UCP **Aree di rispetto delle componenti culturali e insediative** e UCP **strade a valenza paesaggistica** (SP 91 e SP97) e UCP **aree appartenenti alla rete dei tratturi** vicino alla SP95 e alla autostrada A16. Il cavidotto, in prossimità del collegamento con la SSE di Camerelle, attraversa una porzione di terreno gravata da **usi civici, BP Usi Civici**. 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 gli indirizzi e le direttive previste per le aree gravate da usi civici e con le prescrizioni del PPTR per le componenti culturali ed insediative e valori percettivi (art. 81 e art. 82 delle NTA, comma 2) p.elenco a7) e art. 88)

PTCP

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 non ricade in aree a pericolosità geomorfologica;
- l'intervento ricade in ambito di vulnerabilità degli acquiferi elevata;
- 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;
- l'intervento ricade in aree agricole ed in aree a tutela dei caratteri ambientali e paesaggistici dei corpi idrici, non interferisce 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.

Per quanto riguarda i contesti rurali, il PTCP ammette tra i vari interventi la **realizzazione degli impianti di pubblica utilità quali sono gli impianti fotovoltaici** ai sensi dell'art. 12 del DLgs 387/2003.

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 rientra nell'acquifero superficiale del Tavoliere ed in un'area 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 non è presente il vincolo idrogeologico. Il **cavidotto attraversa un'area soggetta a vincolo idrogeologico**, lungo una strada vicinale a sud dell'Area A

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 l'impianto non ricade in aree soggette a tutela del PAI.



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.

Inoltre il cavidotto attraversa in 14 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

Il Comune di Ascoli Satriano ed il comune di Candela 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.

PUG di Ascoli Satriano e PdF di Candela

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

Il comune di Candela è dotato di Programma di Fabbricazione (PdF) che risale al 1975.

Nella zonizzazione del PUG di Ascoli Satriano e nel PdF di Candela, i terreni in argomento ricadono rispettivamente in zona E – Territorio agricolo ed in zona H agricola. Tale destinazione d’uso risulta compatibile, secondo quanto stabilito dal D. Lgs. 387/03 "*Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità*", con l’installazione di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

Il progetto innovativo presentato inoltre prevede **un’integrazione virtuosa di Produzione di energia Rinnovabile e Agricoltura Innovativa, pertanto risulterebbe in linea con quanto previsto dalle**

15. SINTESI STUDIO IMPATTO ARCHEOLOGICO E ARTISTICO

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

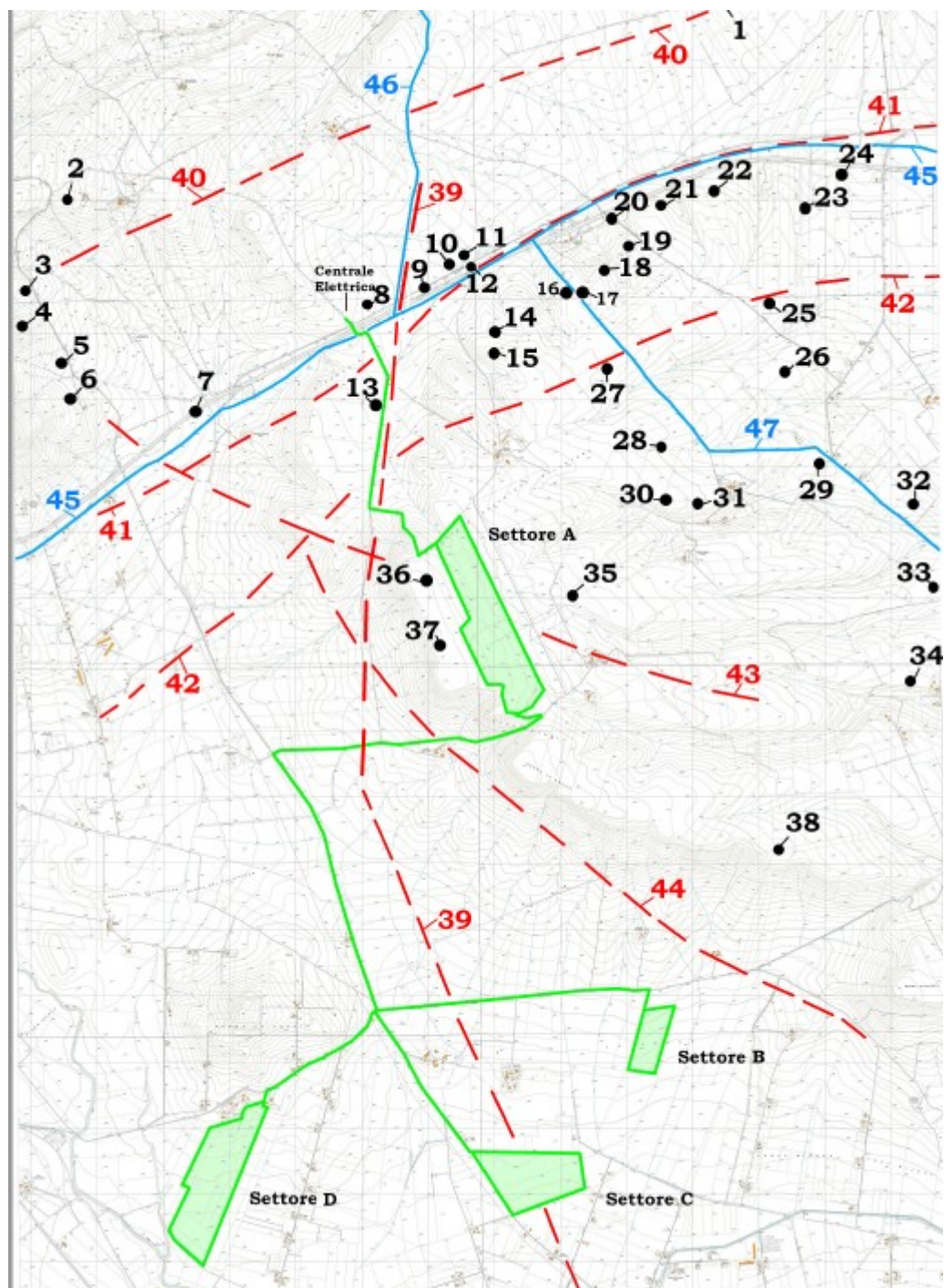
L’indagine bibliografica è stata redatta su incarico della Soc. Solarfields Sette S.r.l. ed è finalizzata all’inquadramento storico-archeologico del territorio interessato dal progetto di costruzione di un impianto fotovoltaico localizzato nei territori comunali di Ascoli Satriano e Candela (Foggia; **Fig. 1**).

La relazione è stata redatta sulla base di documentazione edita, dalla consultazione del Piano Paesistico Territoriale Regionale (sit.puglia.it) e della Carta dei Beni Culturali della Puglia (sirpac.regione.puglia.it).

Il Progetto, denominato "*Campo Agrosolare Camerelle*", consiste nella realizzazione di un impianto costituito da quattro settori, denominati nella Planimetria di progetto "Settori A-D", ubicati nelle località *Masseria Leone-Salvetere* (Ascoli Satriano; "Settore A"), *La Croce* (Candela; "Settore B"),

lungo la Strada Provinciale n. 91 "dell'Ofanto", tra i km 23 e 24, presso la *Masseria della Croce* (Candela; "Settore C") ed in località *Posta Fissa* (Candela; "Settore D").

Come si evince dalla mappa riportata di seguito, i siti interessati dal progetto non interferiscono con punti sensibili individuati in bibliografia.



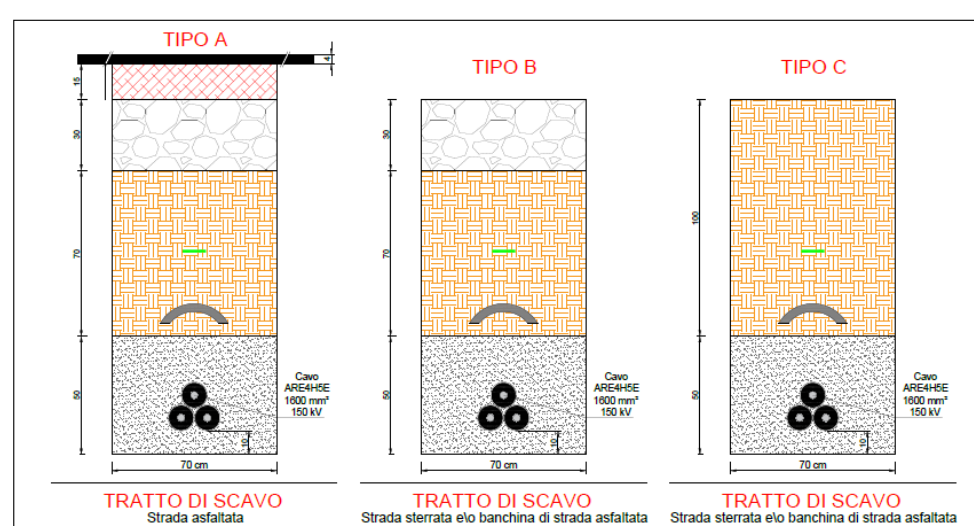
Mappa dei punti sensibili da bibliografia.

16. SINTESI STUDIO E SOLUZIONI INTERFERENZE LINEE ELETTRICHE

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 specialistiche allegate per i dettagli.









Come riportato in dettaglio nell'elaborato allegato "Percorso su strade pubbliche del cavidotto MT/AT", ci sono nel percorso dei cablaggi elettrici di connessione ci sono alcune Interferenze con linee aeree elettriche in attraversamento stradale Si rimanda al documento citato per le foto, mentre si riportano di seguito le sintesi delle soluzioni che verranno adottate.

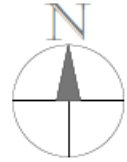
Come soluzione delle interferenze si prevedono soluzioni di cavidotti interrati (come riportati per esteso nell'elaborato allegato "Cavidotto MT/AT - Scavi e Particolari Costruttivi") per le quali l'interferenza con i cablaggi interrati del progetto sono praticamente nulle. Si riporta un estratto dell'elaborato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





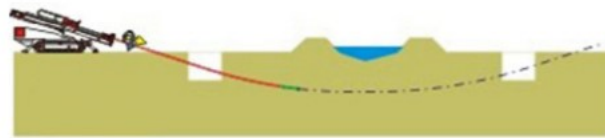
SCAVO MT

SIMBOLO	TIPOLOGICO
	Cavo 3x(1x400) mmq 15/20 kV Collegamento MT -ISO \ SSE
	Nastro monitore
	Pozzolana
	Tappetino d'usura
	Terreno di Risulta
	Binder
	Geomix
	Cabina ISO

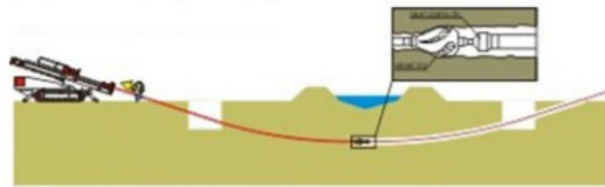


Come soluzione di attraversamento di tali situazioni si prevederanno attraversamenti mediante **trivellazione orizzontale teleguidata (T.O.C.)**, per via degli innegabili vantaggi rispetto alle modalità di attraversamento tradizionali (*aeree su palificazione, in trincea di scavo, interrati in sub alveo*),. 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 pressochè 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 (*pilot bore*)



2. alesatura (*back reaming*)



3. tiro (*pullback*)



4. assetto finale della tubazione

16.1 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:

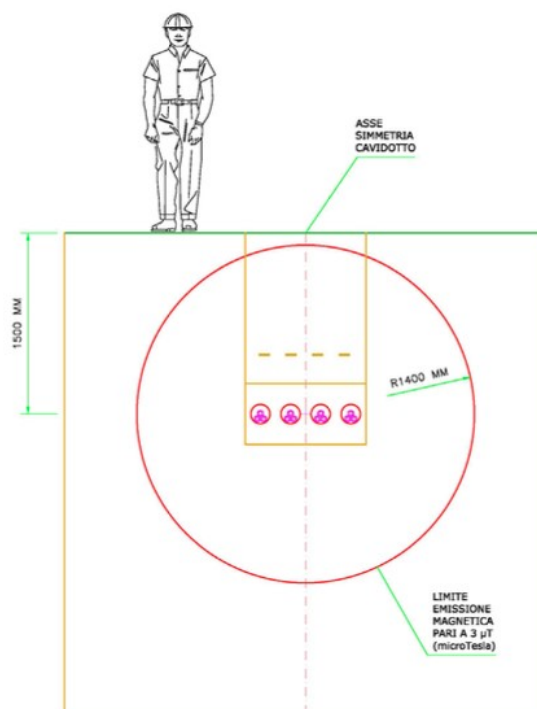
- CEI EN 50273 (CEI 95-9);
- CEI EN 61000-6-3 (CEI 210-65);
- CEI EN 61000-2-2 (CEI 110-10);
- CEI EN 61000-3-2 (CEI 110-31);
- CEI EN 61000-3-3 (CEI 110-28);

- 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 $3 \mu\text{T}$ (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 $3\mu\text{T}$, anche in condizioni limite con conduttori di sezione elevata, venga raggiunto già a brevissima distanza ($50\div 80 \text{ cm}$) 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 $3 \mu\text{T}$ 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 5kV/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.

17. 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											
		1				2				3			
		settimana											
		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																

18. 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.

18.1 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.

18.2 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.

18.3 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.

18.4 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.

18.5 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.

19. 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 allegata per i dettagli.**

Si è determinato il costo per la dismissione ed il ripristino dell'impianto fotovoltaico in oggetto della potenza nominale di 67.000 kWp installato al suolo.

Come dettagliato nella allegata relazione specialistica sulla dismissione ed il ripristino dei luoghi, il valore complessivo da garantire è pari a **25.000 € per ogni MW installato**. Di conseguenza la cifra esatta da tenere in considerazione, e quindi da garantire con fideiussione bancaria o assicurativa, è di **1.675.000 €**.

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.

20. SINTESI PIANO RICADUTE SOCIALI

Si sottolinea che il progetto prevede un innovativo Piano Agrosolare, che prevede di mantenere la maggior parte del terreno coinvolto nel progetto a vocazione agricola. In particolare nella relazione allegata denominata "RELAZIONE PIANO AGROSOLARE E RICADUTE SOCIO ECONOMICHE" si riportano i dettagli di questo piano agricolo innovativo, i vantaggi importanti e le ricadute economico-occupazionali per il territorio.

Inoltre, in aggiunta la piano agrosolare citato, secondo studi autorevoli di settore*, vi sono i seguenti posti di lavori creati per ogni MW installato:

Posti di lavoro per ogni MW installato	Posti di lavoro (a MW)
Fase di Costruzione (nell'intera filiera**): 35 posti	35/36
Fase di manutenzione e gestione: 1 ogni 2/5MW***	

* Dipartimento Ingegneria Università di Padova " Il Valore dell'energia fotovoltaico in Italia"

** Per filiera si intendono tutte le attività legate alla produzione delle varie parti del sistema (Dall'estrazione del silicio, alla completa realizzazioni di moduli, inverter e BOS in generale) fino all'installazione e messa in funzione dell'impianto stesso.

*** oggi il numero di posti di lavoro per la manutenzione è di circa 1 ogni 5 MW, ma il valore aumenta considerando le attività correlate.

21. 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)

Tabella riassuntiva delle principali fonti di perdita di efficienza

Potenza nominale impianto ad STC [kWp]	P	67.000	
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]	$E = EFV * A$		

