

Progetto definitivo di un impianto fotovoltaico di
potenza circa 12 MWp da realizzare al suolo
a Montalto di Castro (VT) denominato:
Impianto Fotovoltaico " MONTALTO MANDRIA
AGROSOLARE "



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>



SolarFields Sette 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:
		12 Gennaio 2023	Ing. M.Manenti  	SF Ele I S.r.l. P.IVA 02403350560 Via Cantorjivo 44/C 01021 sfele1@pec.it 	

Committente: SF Ele I S.r.l.

SOMMARIO:

1. PREMESSA	5
2. NORMATIVA E LEGGI DI RIFERIMENTO	7
3. DATI DI PROGETTO DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO	9
3.1 Descrizione del sito di installazione.....	9
3.2 Dati ambientali relativi al sito di installazione	9
3.3 Calcolo della radiazione solare disponibile	10
3.4 Stima dell'energia producibile	12
3.5 Tipologia e caratteristiche dell'impianto fotovoltaico	12
3.6 Calcolo della CO ₂ risparmiata	13
4. SCHEMA ELETTRICO GENERALE	13
4.1 Descrizione.....	13
5. CALCOLI E VERIFICHE DI PROGETTO	14
5.1 Variazione della tensione con la temperatura per la sezione c.c.....	14
5.2 Portata dei cavi in regime permanente	14
5.3 Sezione dei conduttori di protezione	16
5.4 Misure di protezione contro i contatti diretti	16
5.5 Misure di protezione contro i contatti indiretti.....	16
5.6 Misure di protezione sul collegamento alla rete elettrica	17
5.7 Misure di protezione contro gli effetti delle scariche atmosferiche.....	17
6. DETTAGLI DI INSTALLAZIONE	19
6.1 Caratteristiche tecniche	20
6.2 Caratteristiche Principali	21
6.2.1 Durata e trattamento protettivo dei componenti in acciaio	22
6.3 Driven Pile	22
6.3.1 Post-Head Component.....	23
6.3.2 Adjustment and Error Recovery	23
6.3.3 Scheda di Controllo Auto-Configurante	24
6.3.4 Gestione attuatore lineare	26
6.3.5 Tabella tempi assemblaggio stimata del tracker	28
6.4 SPECIFICHE TECNICHE "PROGETTO"	29
6.4.1 SPECIFICHE ELETTRICHE (SUBFIELD DI 10 TRACKER)	29
6.4.2 Computo dei materiali.....	30
6.4.3 MANUTENZIONE.....	30



6.4.4 ALTRE CARATTERISTICHE	31
7. SPECIFICHE TECNICHE DEI COMPONENTI	32
7.1 Inverter, Cabine Inverter e trasformatori	32
7.2 String box e Quadri di sottocampo.....	34
7.3 Collegamenti elettrici e cavidotti.....	37
7.4 Moduli Fotovoltaici	38
7.5 Controllo e monitoraggio dell'impianto fotovoltaico	38
7.6 Impianto di antifurto.....	38
7.7 Cavi elettrici e cablaggio	38
7.8 Storage.....	39
8. VERIFICA TECNICO-FUNZIONALE	39
8.1 Esame a vista.....	40
8.2 Prove	40
8.3 Montaggio componenti.....	41
APPENDICE A	43
Tabella riassuntiva delle principali fonti di perdita di efficienza	43

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

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

[Papa Francesco, dicembre 2014](#)

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



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



1. PREMESSA

FOTOVOLTAICO 2.0

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

Cosa ci dice l'Europa?

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

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

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

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

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

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

Nel Piano Energetico Nazionale (SEN 2017) l'Italia si è posta l'ambizioso obiettivo di installare oltre 30 GW di nuova potenza fotovoltaica entro il 2030. Questo traguardo permetterebbe una rivoluzione energetica epocale per il nostro paese, passando dalle fonti fossili ad una produzione di energia prevalentemente rinnovabile, con enormi vantaggi in termini ambientali, ma anche in chiave di autonomia energetica rispetto all'attuale situazione di dipendenza da importazione di fonti fossili o di energia elettrica dall'estero. Questa rivoluzione sarà di supporto inoltre ad un ulteriore passo in avanti verso un mondo sostenibile, quello della mobilità elettrica.

In generale l'applicazione della tecnologia fotovoltaica consente:



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

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

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

Solarfields si impegna, nella progettazione dei suoi grandi impianti fotovoltaici su suolo agricolo, di limitare al massimo l'impatto nel contesto ambientale del sito e di 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;
- **CEI 82-25** Guida realizzazione sistemi e fotovoltaici
- 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

I terreni nei quali verrà realizzato l'impianto fotovoltaico sono ubicati nel comune di Montalto di Castro (VT).

Il progetto è denominato **Montalto Mandria Agrosolare**.

Il sito si trova ad un'altitudine di circa 30 mt s.l.m. Le coordinate geografiche di riferimento. Vedere l'allegato "Piano Particellare" per la lista delle particelle catastali interessate, e la allegata Tavola "Planimetria Impianto" per i riferimenti catastali relativi.

Il terreno in esame ha destinazione d'uso agricola ed è caratterizzato da un'estensione totale di circa 46 ha sfruttati ai fini fotovoltaici. Sul terreno non sono presenti vincoli.

La zona circostante il terreno è occupata da altri campi agricoli. Intorno al sito è presente una macchia che aiuterà notevolmente l'inserimento paesaggistico dell'impianto, limitandone la visibilità. 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 strada idonea 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.

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 2B	Zona con pericolosità sismica media dove possono verificarsi forti terremoti. La sottozona 2B indica un valore di $a_g < 0,20g$.
----------------------------	--

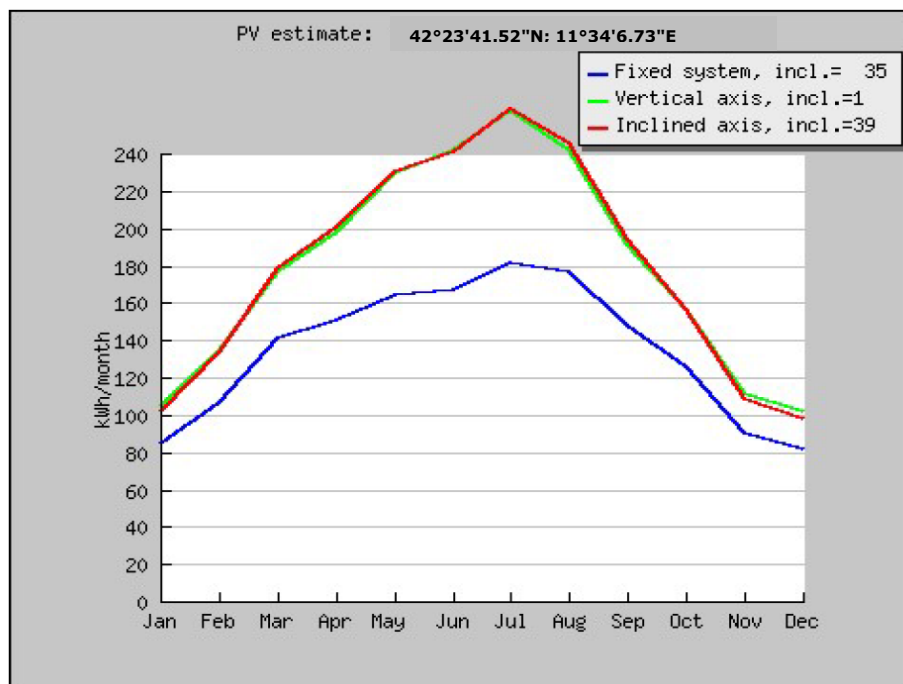
3.3 Calcolo della radiazione solare disponibile

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°23'41.52"N; 11°34'6.73"E, 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%

Vertical axis tracking system optimal inclination=1°				
Month	E_d	E_m	H_d	H_m
Jan	3.38	105	3.79	118
Feb	4.79	134	5.44	152
Mar	5.71	177	6.60	205
Apr	6.60	198	7.75	232
May	7.39	229	8.80	273
Jun	8.07	242	9.79	294
Jul	8.48	263	10.40	323
Aug	7.81	242	9.60	298
Sep	6.37	191	7.73	232
Oct	5.05	156	5.98	185
Nov	3.71	111	4.27	128
Dec	3.28	102	3.74	116



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 tenendo in considerazione l'incremento di producibilità dato dagli inseguitori monoassiali:

Radiazione Solare Media	1789 kWh/m²
PR*	0.84
Producibilità kWh/kWp*	1700

3.5 Tipologia e caratteristiche dell'impianto fotovoltaico

Il presente progetto è relativo alla realizzazione di un impianto fotovoltaico in silicio cristallino caratterizzato su terreno agricolo con le seguenti caratteristiche:

Dati Impianto

- Tipo di terreno: Terreno agricolo
- Potenza contrattuale: circa 12 MWp
- Posizionamento del generatore FV: installazione al suolo
- Orientamento asse 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 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 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 **16.000** 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 "*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:

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 ricalzo 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

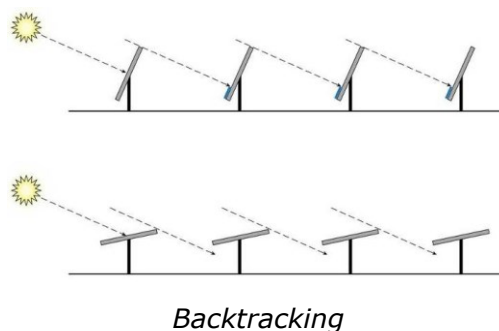
Descrizione tecnica generale Delle strutture di sostegno ad inseguimento monoassiale

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'inseguitore solare est-ovest 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 TRJ 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, dove 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. 2,3 m (variabile a seconda del tracker selezionato);
- 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 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, salvo il terreno non lo richieda. 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

SOLARFIELDS

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 auto configurante 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

Connessioni 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	$\pm 55^\circ$
Control Type	Astronomical Clock (no sensors required)
Tracking Error	$\pm 2^\circ$
Control System Architecture	Operation with 1 electronic control board for 10 trackers with built-in GPS for automatic acquisition of astronomical clock parameters.
Motor	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)
- 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: 30 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 disponibili 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

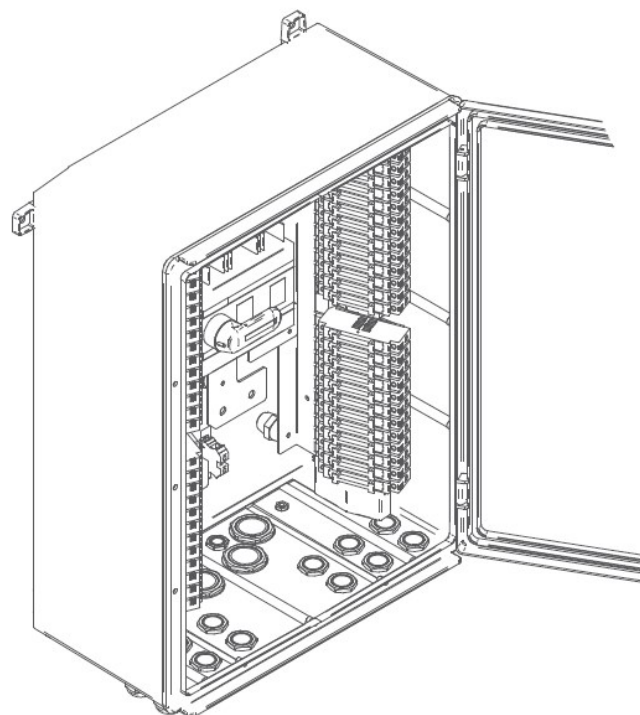
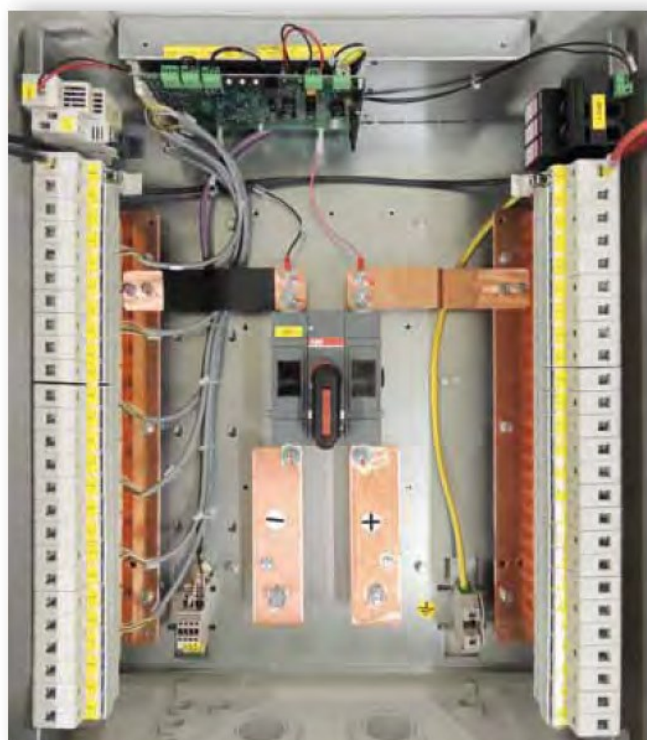
7.2 String box e Quadri di sottocampo

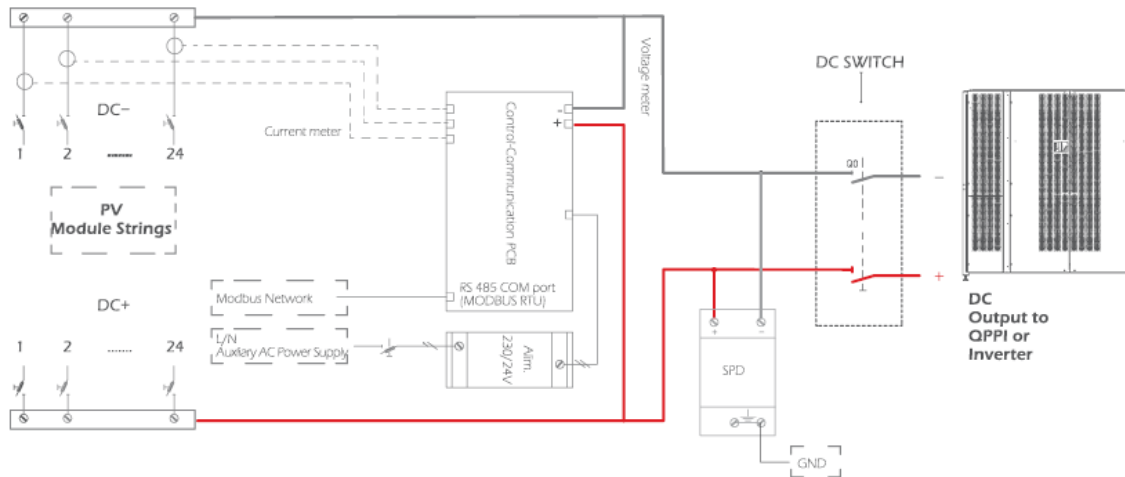
I Combiner box FIMER serie SBC, sono cassette di controllo intelligente (SMART) che consentono la misura della corrente di ogni singola stringa in ingresso dal generatore solare e permettono di realizzare in uscita il parallelo di tutte stringhe di moduli FV ad essi collegate. Questi prodotti, altamente 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

SOLARFIELDS

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 (miss-matching) è integrato e disponibile all'interno della logica di controllo di questi 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 di circa **695 Wp**.

Ogni modulo dispone di diodi di by-pass alloggiati in una cassetta IP65 e posti in antiparallelo alle celle così da salvaguardare il modulo in caso di contro-polarizzazione di una o più celle dovuta ad ombreggiamenti o danneggiamenti. I moduli scelti sono forniti di cornice e con garanzia di una potenza non inferiore al 90% del valore iniziale dopo 10 anni di funzionamento ed all'80% dopo 25 anni. Ogni stringa di moduli sarà munita di diodo di blocco per isolare ogni stringa dalle altre in caso di accidentali ombreggiamenti, guasti etc. La linea elettrica proveniente dai moduli fotovoltaici sarà messa a terra mediante appositi scaricatori di sovratensione con indicazione ottica di fuori servizio, al fine di garantire la protezione dalle scariche di origine atmosferica.

7.5 Controllo e monitoraggio dell'impianto fotovoltaico

Per garantire un controllo continuo e immediato dello stato dell'impianto saranno installati sia un sistema di controllo remoto via web sia un apparato di monitoraggio ed immagazzinamento dei dati di funzionamento dell'impianto. Per i dettagli riguardanti il sistema di telecontrollo si rimanda all'Allegato Tecnico A.

7.6 Impianto di antifurto

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

- | | |
|---|--|
| <input type="checkbox"/> Conduttori di protezione: | giallo-verde (obbligatorio) |
| <input type="checkbox"/> Conduttore di neutro: | blu chiaro (obbligatorio) |
| <input type="checkbox"/> Conduttore di fase: | grigio / marrone |
| <input type="checkbox"/> 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".

7.8 Storage

Si prevede l'impiego inoltre di un sistema di stoccaggio dell'energia fotovoltaica prodotta, mediante utilizzo di inverter-batterie Fimer R15015TL e Narada REXC-1500, per cui si rimanda all'apposita relazione allegata.

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.

APPENDICE A

Tabella riassuntiva delle principali fonti di perdita di efficienza

Potenza nominale impianto ad STC [kWp]	P	12000	
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%