

| | |
|-------------------|---|
| CLIENTE: | AgriEko Campomarino srl Via G. Pastore 1/A - 86039 Termoli (CB) |
| LOCALITA': | Terreni in agro di Campomarino (CB) individuati al N.C.T. al Foglio 45 Part. 30, 31, 35, 38, 39, 40, 41, 120, 122, 123, 124, 125, 126, 130, 135, 166, 168, 171 Foglio 39 Part. 75, 309 |
| OGGETTO: | Parco Agrivoltaico per la produzione congiunta di energia elettrica e coltivazione seminativa con immissione su RTN della potenza di picco di 46,75 MWp |

RELAZIONE GENERALE

| | | | | | | |
|----------------|-----------------|----------------|------------|--------------------|------------|-------|
| COMM. 02923 | SETT. ELETT. | TIP. RELAZ. | NUM. 01 | DETT. ESECUTIVO | REV. 01 | CM_01 |
|----------------|-----------------|----------------|------------|--------------------|------------|-------|

| REV. | DATA | DESCRIZIONE | RED. | VER. | APP. |
|------|------------|-----------------|---------|------|------|
| 1 | 20/12/2023 | PRIMA EMISSIONE | AC - SC | EG | GM |

| | | | | | | | | | | | |
|--|--|------------------------|--|----------------------|-------------------------|----------------------------|----------------------------------|---------------------------|--------------------------------|-------------------------------|--|
| <p>PROGETTAZIONE</p>  <p>STUDIO EKO' s.r.l. Società di Ingegneria Via Dante n. 6 86039 TERMOLI (CB) Tel/Fax: +39 0875 81344 E-mail: info@studioeko.biz Pec: studioeko@pec.it www.studioeko.biz P.IVA IT01658470701</p> <p><small>SISTEMA DI GESTIONE DELL'ENERGIA CERTIFICATO</small></p>  <p><small>UNICER ENISO 9001:2015</small></p> | <p>Proponente: AgriEko Campomarino srl</p> <hr style="width: 20%; margin: 10px auto;"/> <p>GRUPPO DI PROGETTAZIONE:</p> <table style="width: 100%; border: none;"> <tr> <td style="width: 50%;">Ing. Gianluca MEDULLI:</td> <td>progettazione generale, studio impatto ambientale, progettazione elettrica</td> </tr> <tr> <td>Ing. Ernesto STORTO:</td> <td>studio impatto acustico</td> </tr> <tr> <td>Dott. agr. Luciano GRILLI:</td> <td>studi e progettazione agronomica</td> </tr> <tr> <td>Dott. Rodolfo CARMAGNOLA:</td> <td>studi e indagini archeologiche</td> </tr> <tr> <td>Dott. geol. Carmine MARINARO:</td> <td>studi e indagini geologiche e sismiche</td> </tr> </table> <p style="text-align: center; margin-top: 20px;">Elaborato redatto da:</p> <p style="text-align: center;">Ing. Gianluca MEDULLI Ordine degli Ingegneri CB-A1310 Studio Eko' srl</p> | Ing. Gianluca MEDULLI: | progettazione generale, studio impatto ambientale, progettazione elettrica | Ing. Ernesto STORTO: | studio impatto acustico | Dott. agr. Luciano GRILLI: | studi e progettazione agronomica | Dott. Rodolfo CARMAGNOLA: | studi e indagini archeologiche | Dott. geol. Carmine MARINARO: | studi e indagini geologiche e sismiche |
| Ing. Gianluca MEDULLI: | progettazione generale, studio impatto ambientale, progettazione elettrica | | | | | | | | | | |
| Ing. Ernesto STORTO: | studio impatto acustico | | | | | | | | | | |
| Dott. agr. Luciano GRILLI: | studi e progettazione agronomica | | | | | | | | | | |
| Dott. Rodolfo CARMAGNOLA: | studi e indagini archeologiche | | | | | | | | | | |
| Dott. geol. Carmine MARINARO: | studi e indagini geologiche e sismiche | | | | | | | | | | |

Sommario

Sommario

| | | |
|-------|--|----|
| 1 | CONSISTENZA E TIPOLOGIA DELL’IMPIANTO | 4 |
| 1.1 | Premessa | 4 |
| 1.2 | Generalità dell’intervento | 5 |
| 1.3 | Criteri adottati per le scelte progettuali | 6 |
| 1.4 | Requisiti di rispondenza a norme, leggi e regolamenti | 7 |
| 1.5 | Definizioni | 7 |
| 1.6 | Leggi e norme tecniche di riferimento | 9 |
| 2 | DESCRIZIONE GENERALE IMPIANTO | 12 |
| 2.1 | Generalità tecniche | 12 |
| 2.1.1 | <i>Schema distribuzione stringhe/ gruppi di conversione/ cavidotti</i> | 12 |
| 2.2 | Moduli fotovoltaici/Power Station | 17 |
| 2.3 | Campo fotovoltaico | 20 |
| 2.3.1 | <i>Quadri DC</i> | 20 |
| 2.3.2 | <i>Inverter</i> | 20 |
| 2.3.3 | <i>Power Station</i> | 20 |
| 2.4 | <i>Control room (cabina)</i> | 21 |
| 2.5 | Cavi22 | |
| 2.6 | Canalizzazioni | 23 |
| 2.7 | Strutture di supporto moduli | 24 |
| 2.8 | Derivazione e pozzetti | 25 |
| 2.9 | Sistema acquisizione dati | 25 |
| 2.10 | Impianto di video sorveglianza | 25 |
| 2.11 | 1 Illuminazione ordinaria | 25 |
| 2.12 | Opere civili | 26 |
| 2.13 | Accessi all’impianto e strade interne | 26 |
| 3 | TEMPI E MODALITA’ DI REALIZZAZIONE DELL’INTERVENTO | 27 |
| 4 | VERIFICHE IMPIANTO REALIZZATO | 28 |

| | | |
|-----|--|----|
| 5 | MANUTENZIONE | 29 |
| 5.1 | Norme generali | 29 |
| 5.2 | Moduli fotovoltaici | 30 |
| 5.3 | Stringhe fotovoltaiche..... | 30 |
| 5.4 | Quadri elettrici | 31 |
| 5.5 | Convertitori | 31 |
| 5.6 | Collegamenti elettrici | 31 |
| 6 | SMANTELLAMENTO E RIPRISTINO AREA..... | 32 |
| 6.1 | Tipologia materiali..... | 33 |
| 7 | FATTORI DI IMPATTO E MODALITA' DI GESTIONE E RIDUZIONE | 34 |
| 7.1 | Impatti in fase di cantiere | 34 |
| 7.2 | Impatti in fase di esercizio | 35 |
| 7.3 | Impatti visivi sulle componenti del paesaggio | 35 |
| 7.4 | Fenomeno dell'abbagliamento | 36 |
| 7.5 | Variazione del campo termico | 36 |
| 7.6 | Impatti in fase di smantellamento | 36 |
| 8 | INTERFERENZE..... | 37 |

| | |
|--|-----|
| Figura 1 - Layout impianto, indicazione cabine ed accesso..... | 14 |
| Figura 2 - Cavidotto AT | 15 |
| Figura 3 - Posa Tipo "B" cavo AT..... | 16 |
| Figura 4 - Posa Tipo "A" cavo AT..... | 16 |
| Figura 5 - Scheda tecnica modulo fotovoltaico | 18 |
| Figura 6 - Particolare Struttura | 241 |
| Figura 7 - Evidenza accesso da strade esistenti..... | 273 |

1 CONSISTENZA E TIPOLOGIA DELL'IMPIANTO

1.1 Premessa

Il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC), presentato dal Ministero dello Sviluppo Economico, insieme ai Ministeri dell'Ambiente e delle Infrastrutture e dei Trasporti, in attuazione del Regolamento (UE) 2018/1999, è il documento che delinea le strategie energetiche nazionali per il periodo 2020-2030. Esso fa parte del pacchetto di provvedimenti comunitari indispensabili per assicurare il rispetto degli obiettivi 2030 in materia di energia e clima. In accordo col succitato PNIEC, una vera e propria riconversione industriale ed ecologica deve contraddistinguere il prossimo decennio. Tale transizione è segnata da ambiziosi impegni, vincolanti entro il 2030, e riassumibili nei seguenti obiettivi nazionali: conseguire almeno il 30% di copertura dei consumi finali lordi di energia da fonti energetiche rinnovabili (FER); ridurre di almeno il 43% i consumi di energia primaria rispetto allo scenario 2007; contenere del 33% le emissioni antropogeniche di gas serra (GHG) con riferimento ai settori non ETS e rispetto ai livelli del 1990. Per riuscire a conseguire tali ambiziosi risultati è del tutto evidente che, nel nostro Paese, le installazioni FER debbono progredire ad un ritmo pari ad almeno cinque volte quello attuale. In particolare, secondo il PNIEC, considerando il solo fotovoltaico, la crescita della potenza installata, da realizzarsi entro il 2030, deve essere pari a 30 GW, con installazioni sia a terra che sugli edifici. Ciò significa un incremento, in dieci anni, pari a 2,5 volte la potenza attualmente installata (+158%). Per quanto riguarda la generazione elettrica, si assume che essa debba aumentare del 65% rispetto ad oggi, arrivando a coprire oltre il 55% dei consumi nazionali.

Lo sviluppo delle installazioni riferibili ad impianti fotovoltaici dovrebbe realizzarsi secondo un tasso annuo di crescita, nel medio termine (2025) pari a 1,5 TWh, accompagnato da circa 0,9 GW di potenza installata ex-novo ogni anno. Ancor più accentuato l'incremento previsto tra il 2025 ed il 2030, pari a 7,6 TWh/anno di generazione elettrica e 4,8 GW/anno di potenza installata.

Per raggiungere questi ambiziosi obiettivi imposti dal legislatore, la Società Studio Ekò s.r.l. - p. iva 01658470701 con sede a Termoli (CB) in Via Dante n. 6, intende potenziare lo sviluppo industriale del territorio sfruttando le energie rinnovabili e prevedendo l'installazione di un impianto fotovoltaico del tipo "grid connected" nel Comune di Campomarino (CB). L'energia elettrica prodotta sarà immessa nella rete nazionale, ceduta totalmente alla rete in regime di "vendita diretta", con allaccio in alta

tensione in modalità trifase. Sono state prese in considerazione le aree esistenti con esposizione prevalente a sud senza ombre portate sul suolo di sviluppo dell'impianto, naturalmente oltre a tale caratteristica, l'area in esame presenta una facilità di allaccio alla rete di AT, per poter cedere l'energia elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico, come meglio indicato nelle planimetrie di progetto allegate al progetto preliminare.

1.2 Generalità dell'intervento

L'area di intervento in cui realizzare il campo agrivoltaico per la produzione congiunta di energia elettrica e coltivazione seminativa con immissione su RTN, l'opera ricade in terreno Agricolo nel Comune di Campomarino (CB).

Il progetto prevede la realizzazione di un impianto fotovoltaico della potenza di picco pari a 46.75MWp, con n° 80616 moduli fotovoltaici da 580 W da installare su strutture ad inseguimento monoassiale metalliche infisse a terra e l'integrazione fra attività di agricola e produzione elettrica, nel Comune di Campomarino (CB) censito in NCT al Foglio 45 Part. 30, 31, 35, 38, 39, 40, 41, 120, 122, 123, 124, 125, 126, 130, 135, 166, 168, 171 e al Foglio 39 Part. 75 e 309. per una superficie complessiva di circa 80 ha e una superficie d'impianto pari a circa 54 ha.

I moduli hanno dimensioni unitarie 2278×1134×30 mm ed una potenza di picco pari a 580wp ed al suolo occupano complessivamente il 29.5% del lotto di intervento.

Le coordinate del sito sono: Lat. 41°52'49.19"N, Long. 15° 4'50.91"E. con una altitudine media sul livello del mare di m 200, l'area di viabilità interna si prevede pari a 24000 mq.

Il sito è accessibile da Nord – Est, dalla strada via del Convento Vecchio L'impianto da realizzare sarà connesso alla rete di Alta Tensione. Il collegamento in antenna permetterà la connessione lato AT della nuova stazione elettrica (SE) a 380/150/36 kV denominata "Larino".

Al termine del ciclo di vita dell'impianto, si provvederà al ripristino dei luoghi allo stato preimpianto. Gli impianti fotovoltaici non sono fonte di emissioni inquinanti, sono esenti da vibrazioni e, data la loro modularità, possono assecondare l'architettura dei siti di installazione. L'impatto ambientale di un impianto alimentato a fonte solare è nullo in particolare per quanto riguarda il rilascio di inquinanti nell'aria e nell'acqua. Con la produzione di energia da fonte solare si contribuisce alla riduzione dei gas

responsabili dell'effetto serra e delle piogge acide.

In relazione alle caratteristiche di irraggiamento caratterizzanti la latitudine del sito, al numero e alla tipologia di moduli fotovoltaici in progetto, si stima per il generatore fotovoltaico una produzione di energia elettrica pulita di circa 79.404,5 MWh annui, che consentono di evitare così l'emissione di circa 0.6 milioni di kg di CO2 ogni anno per MWp di potenza installata.

1.3 Criteri adottati per le scelte progettuali

La realizzazione di un impianto fotovoltaico collegato alla rete elettrica di distribuzione ha principalmente lo scopo di immettere l'energia prodotta in rete contribuendo così a bilanciare l'assorbimento dell'energia necessaria ai fabbisogni elettrici.

In generale, l'applicazione della tecnologia fotovoltaica consente:

- la produzione di energia elettrica senza alcuna emissione di sostanze inquinanti;
- il risparmio di combustibile fossile;
- nessun inquinamento acustico;
- soluzioni di progettazione del sistema compatibili con le esigenze di tutela architettonica o ambientale (es. Impatto Visivo);

Le scelte delle varie soluzioni sulle quali è stata basata la progettazione dell'impianto fotovoltaico sono le seguenti:

- Soddisfazione di massima dei requisiti di base imposti dalla committenza;
- Rispetto delle Leggi e delle normative di buona tecnica vigenti;
- Conseguimento delle massime economie di gestione e di manutenzione degli impianti progettati;
- Ottimizzazione del rapporto costi/benefici ed impiego di materiali componenti di elevata qualità/efficienza, lunga durata e facilmente reperibili sul mercato;
- Riduzione delle perdite energetiche connesse al funzionamento dell'impianto al fine di massimizzare la quantità di energia elettrica immessa in rete.

L'impianto fotovoltaico oggetto della presente è stato progettato con riferimento a materiali e/o componenti di fornitori primari, dotati di marchio di qualità, di marchiatura o di autocertificazione del Costruttore, attestanti la loro costruzione a regola d'arte secondo la normativa tecnica e la legislazione

vigente

1.4 Requisiti di rispondenza a norme, leggi e regolamenti

L'impianto fotovoltaico sarà realizzato secondo le normative vigenti, a regola d'arte e come prescritto dalla Legge n°186 del 1° marzo 1968 e ribadito dal D.M. 37/08 del 22 gennaio 2008.

Rimane tuttora valido, sotto il profilo generale, quanto prescritto dal DPR 547/55 "Norme per la prevenzione degli infortuni sul lavoro". Le caratteristiche dell'impianto e dei suoi componenti dovranno corrispondere alle norme di legge e di regolamento vigenti ed in particolare essere conformi:

- alle prescrizioni delle Autorità locali, comprese quelle dei VVF;
- alle prescrizioni ed indicazioni dell'azienda distributrice dell'energia elettrica;
- alle prescrizioni ed indicazioni della Telecom;
- alle norme CEI/IEC

1.5 Definizioni

- Impianto fotovoltaico: impianto di produzione di energia elettrica, mediante l'effetto fotovoltaico; è composto dall'insieme di moduli fotovoltaici (Campo fotovoltaico) e dagli altri componenti (BOS), tali da consentire di produrre energia elettrica e fornirla alle utenze elettriche e/o di immetterla in rete;
- Condizioni di Prova Standard (STC): comprendono condizioni di prova normalizzate (CEI EN 60904-3)
 - Temperatura di cella: $25\text{ °C} \pm 2\text{ °C}$;
 - Irraggiamento: 1000 W/m^2 , con distribuzione spettrale di riferimento (massa d'aria AM 1,5);
- Energia elettrica prodotta da un impianto fotovoltaico: è l'energia elettrica misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, incluso l'eventuale trasformatore, prima che essa sia resa disponibile alle utenze elettriche del soggetto responsabile o immessa in rete;

- Punto di connessione: è il punto sulla rete elettrica del distributore, di competenza del gestore di rete, nel quale l'impianto fotovoltaico viene collegato alla rete elettrica;
- Soggetto responsabile: è il soggetto responsabile dell'esercizio dell'impianto e che ha diritto a richiedere ed ottenere le tariffe incentivanti;
- Soggetto attuatore: è il Gestore dei servizi elettrici – GSE S.p.a.;
- Produzione annua media di un impianto: è la media aritmetica, espressa in kWh, dei valori dell'energia elettrica effettivamente prodotta, negli ultimi due anni solari, al netto di eventuali periodi di fermata dell'impianto eccedenti le ordinarie esigenze manutentive;
- Cella fotovoltaica: dispositivo fotovoltaico fondamentale che genera elettricità quando viene esposto alla radiazione solare (CEI EN 60904-3). Si tratta sostanzialmente di un diodo con grande superficie di giunzione, che esposto alla radiazione solare si comporta come un generatore di corrente;
- Modulo fotovoltaico: il più piccolo insieme di celle fotovoltaiche interconnesse tra loro.
- Stringa fotovoltaica: insieme di moduli fotovoltaici collegati elettricamente in serie;
- Generatore fotovoltaico: insieme di stringhe fotovoltaiche collegate in parallelo per raggiungere la potenza desiderata;
- Inverter: apparecchiatura, tipicamente statica, impiegata per la conversione in corrente alternata della corrente continua prodotta dal generatore fotovoltaico.
- Dispositivo di interfaccia: dispositivo installato nel punto di collegamento della rete di utente in isola alla restante parte di rete del produttore, sul quale agiscono le protezioni d'interfaccia (CEI 11-20); esso controlla il collegamento elettrico dell'uscita del gruppo di conversione alla rete di utente non in isola e quindi alla rete del distributore. Questo dispositivo permette, in condizioni normali, all'impianto fotovoltaico di funzionare in parallelo con la rete del distributore e quindi all'energia elettrica generata di fluire in rete; comprende un organo di interruzione, sul quale agiscono le protezioni di interfaccia.

- Potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) dell'impianto fotovoltaico: è la potenza elettrica dell'impianto, determinata dalla somma delle singole potenze nominali (massima, di picco, o di targa) di ciascun modulo costituente l'impianto fotovoltaico.

PARAMETRI REQUISITI AGRIVOLTAICO

| Rispetto requisiti A Linee Guida AgriPV* | | Note |
|---|-----|---|
| *requisiti B e D2 rispettati o non valutabili | | In blu (grosseto) sono riportati i valori da inserire per il progetto specifico |
| GENERAL | | |
| Configurazione layout | - | 2P |
| Potenza | MWp | 46,7 |
| Pitch | m | 10,5 |
| Modulo selezionato | Wp | 580 |
| Recinzione al netto tare | m2 | 762.510 |
| Mitigazione produttiva | m2 | 0 |
| Stot | m2 | 762.510 |
| DESIGN AGRONOMICICO | | |
| Max angolo 1P per coltura | ° | - |
| Max angolo 2P per coltura | ° | 30 |
| Altezza minima modulo | m | 1,00 |
| Buffer coltura-modulo | m | 0,20 |
| Altezza massima coltivazione | m | 0,80 |
| Interfilare coltivato | m | 6,6 |
| Tara | m | 1,97 |
| TRACKER SPECIFIC DATA | | |
| Lunghezza Modulo | m | 2,278 |
| Larghezza Modulo | m | 1,134 |
| Area modulo | m2 | 2,6 |
| Altezza torque tube | m | 2,3 |
| Numero moduli per tracker | - | 24 |
| Numero di Tracker | - | 3359 |
| Diametro Torque tube | m | 0,1 |
| Distanze struttura PV | m | 0,35 |
| Spv-1 | m2 | 65,0 |
| Spv-n | m2 | 218.296 |
| ELECTRICAL SYSTEM DATA | | |
| Ingombro sistema di accumulo | m2 | 0,0 |
| Larghezza cabinato | m | 4,5 |
| Lunghezza cabinato | m | 18,0 |
| Offset cabinati (su tutti i lati) | m | 2,0 |
| Sc-1: Area impronta cabinato | m2 | 187,0 |
| Numero Cabinati | - | 11 |
| Sc | m2 | 2.057 |
| KEY PARAMETERS | | |
| Spv | m2 | 220.353 |
| Sn | m2 | 191.107 |
| Sagricola | m2 | 571.403 |
| Key outputs | | |
| LAOR | % | 28,9% |
| Superficie agricola | % | 74,9% |

Moduli AgriPV-2P: Jinko Solar da 580Wp n-type – 24 moduli/stringa o Trina Solar 600Wp – 32 moduli/stringa
 Moduli AgriPV-1P: Jinko Solar da 630 Wp n-type – 24 moduli/stringa o Trina Solar 695Wp n-type – 28
 S recinzione – tare (strade, fossi, canali ma non fasce di rispetto, etc) - Valore da inserire da PVCCase
 Prj PRELIMINARE: 50% mitigazione; Prj DEFINITIVO(avvio iter): da inserire valore in base piano agronomico
 Stot = S recinzione – tare (strade, fossi, canali ma non fasce di rispetto, etc) + mitigazione produttiva

Calcolo automatico basato su altezza palo, altezza massima coltivazione, buffer coltura-modulo, e vela
 Calcolo automatico basato su altezza palo, altezza massima coltivazione, buffer coltura-modulo, e vela
 Somma altezza massima coltivazione e buffer coltura-modulo
 Distanza da mantenere al di sopra della coltura per sicurezza (elettrica, variabilità hmax coltura), e per efficienza impianto FV
 Prj PRELIMINARE: 85cm; Prj DEFINITIVO(avvio iter): da inserire valore dell'altezza max coltura prevista nel piano agronomico
 Porzione di pitch coltivabile

Valori std a seconda della configurazione 1P o 2P
 Valore da inserire da PVCCase
 Lunghezza motore + distanza moduli
 Superficie di un tracker
 Superficie totale tracker

Desiderata di ING
 Desiderata di ING
 Si esclude di coltivare nell'intorno di 2mt dai cabinati
 Valore da inserire da PVCCase
 Superficie totale apparecchiature elettriche (cabinati + BESS)

Ingombro tracker orizzontali + cabinati + eventuali BESS
 Porzione della Stot non utilizzabile ai fini agricoli: tracker nella massima inclinazione per la coltura + cabinati + eventuali BESS.
 Stot - Sn

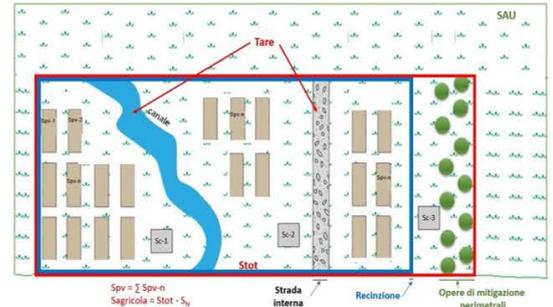


Figura 4-1 – Identificazione delle varie superfici di interesse per il sistema agrivoltaico; sono indicate la SAU (superficie agricola utilizzata), la Sstot (Superficie del sistema agrivoltaico) all'interno del perimetro rosso, la recinzione dell'impianto agrivoltaico (perimetro in blu), la Spv-n (Superficie totale di ingombro dei moduli fotovoltaici), come somma delle varie porzioni Spv-n, e la Sc (superficie occupata da apparecchiature elettriche); non fanno parte della Sstot le tare agricole (nel caso di questa figura, queste sono il canale e la strada interna), mentre ne fanno parte le opere di mitigazioni perimetrali con le condizioni indicate nel par. 4.3.3.

1.6 Leggi e norme tecniche di riferimento

Il sistema dovrà essere realizzato secondo la regola d'arte in accordo con la normativa vigente, in particolare:

- √ **DPR 547/55** e **D.L. 626/94** e succ. mod. per la sicurezza e la prevenzione degli infortuni sul lavoro;
- √ **Legge 186/68**: Disposizione concernete la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni e impianti elettrici ed elettronici;
- √ **D.M. 37/08** del 22 gennaio 2008 (aggiornamento L. 46/90 e succ. mod. per la sicurezza elettrica);
- √ **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 14.01.2008**: "Norme Tecniche per le Costruzioni";
- √ **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 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 con tensione nominale non superiore a 450/750V;
- √ **CEI 20-20**: Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750V;
- √ **CEI 64-8 VI edizione**: Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e a 1500V in corrente continua;
- √ **CEI 81-10**: Protezioni delle strutture contro i fulmini;
- √ **CEI 81-3**: Valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato.

- √ **CEI 82-25:** Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione;
- √ **CEI 64-8**, parte 7, sezione 712: Sistemi fotovoltaici solari (PV) di alimentazione;
- √ **CEI EN 60099-1-2:** Scaricatori;
- √ **CEI EN 60439-1-2-3:** Apparecchiature assiegate di protezione e manovra per bassa tensione;
- √ **CEI EN 60445:** Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati a regole generali per un sistema alfanumerico;
- √ **CEI EN 60529:** Gradi di protezione degli involucri (codice IP);
- √ **CEI EN 61215** o norme **JRC/ESTI215:** Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione tipo;
- √ Conformità al Marchio **CE** per i moduli fotovoltaici ed il gruppo di conversione (direttiva 93/68/EWG - MARCHIO CE);
- √ Norme **CEI EN 61724:** per la misura ed acquisizione dati;
- √ Norme **CEI EN 60904-1** (CEI 82-1): Dispositivi fotovoltaici parte 1: misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente;
- √ Norme **CEI EN 60904-2** (CEI 82-2): Dispositivi fotovoltaici parte 2: prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento;
- √ Norme **CEI EN 60904-3** (CEI 82-3): Dispositivi fotovoltaici parte 3: principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento;
- √ Norme **CEI EN 61724** (CEI 82-15): Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici – Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati;
- √ Norme **CEI EN 61727** (CEI 82-9): Sistemi fotovoltaici - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo con la rete;
- √ Norme **CEI EN 50380** (CEI 82-22): Fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici;
- √ **CEI EN 62093** (CEI 82-24): Componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) -Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali;
- √ **CEI EN 61000-3-2** (CEI 110-31): Compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti - Sezione 2: Limiti per emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso $\leq 16A$ per fase);
- √ **CEI EN 60555-1** (CEI 77-2): Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi

- elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili - Parte 1: Definizioni;
- √ **CEI EN 60099-1** (CEI 37-1): Scaricatori - Parte 1: Scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata;
 - √ **CEI 13-4**: Sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica;
 - √ **CEI EN 62053-21** (CEI 13-43): Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Prescrizioni particolari - Parte 21: Contatori statici di energia attiva (classe 1 e 2);
 - √ **EN 50470-1** ed **EN 50470-3** in corso di recepimento nazionale presso CEI;
 - √ **CEI EN 62053-23** (CEI 13-45): Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Prescrizioni particolari - Parte 23: Contatori statici di energia reattiva (classe 2 e 3);
 - √ **CEI 0-16** Ed. Il luglio 2008: Regola Tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica;
 - √ **DELIBERA N. 34/05**: Modalità e condizioni economiche per il ritiro dell'energia elettrica;
 - √ **DELIBERA N. 280/07**: Modalità e condizioni tecnico-economiche per il ritiro dell'energia elettrica ai sensi dell'Art. 13, commi 3 e 4, del Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387/07, e del comma 41 della Legge 23 agosto 2004, n. 239/04;
 - √ **DELIBERA 281/05**: Condizioni per l'erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche con tensione nominale superiore ad 1 KV i cui gestori hanno l'obbligo di connessione di terzi;
 - √ **DELIBERA 90/07**: Attuazione del Decreto del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare 19 febbraio 2007, ai fini dell'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante impianti fotovoltaici;
 - √ Norme UNI/ISO per le strutture meccaniche di supporto e di ancoraggio dei moduli fotovoltaici;
 - √ Norme **UNI 10349** e la collegata UNI 8477 per il dimensionamento del generatore fotovoltaico;
 - √ **L. 296/2006** per gli aspetti fiscali;
 - √ Autorizzazione Unica ai sensi Art. 12 - D.lgs. 387/2003 e Provvedimento Autorizzatorio Unico Regionale (P.A.U.R.) ai sensi dell'art. 27-bis del d.lgs. 152/2006.

2 DESCRIZIONE GENERALE IMPIANTO

2.1 Generalità tecniche

L'impianto fotovoltaico sarà montato su un sistema tracker, dimensionato in modo che la potenza installata in condizioni STC sia pari a 46.75 MWp; lo schema grafico allegato è indicativo della previsione di progetto; rilievi puntuali in fase esecutiva permetteranno di definire con esattezza la disposizione dei moduli e la superficie da impegnare.

2.1.1 Schema distribuzione stringhe/ gruppi di conversione/cavidotti

L'architettura elettrica del sistema in corrente continua sarà realizzata con serie di moduli fotovoltaici (stringhe) isolate dalla struttura ad una altezza minima di cm 8 e composte da moduli identici in numero, marca e prestazioni elettriche ed esposizione. Il sistema in corrente continua sarà collegato a più quadri di parallelo/stringhe fino al gruppo di conversione, composto da inverter in grado di convertire la corrente da continua in alternata, idonea al trasferimento della potenza del generatore fotovoltaico alla rete, secondo la normativa vigente. L'uscita elettrica degli inverter confluirà ad un quadro di collegamento ed all'interfaccia di rete, necessari per il parallelo alla stessa (36 kV c.a. trifase 50 Hz). L'alloggiamento dei gruppi di conversione e dei quadri di interfaccia saranno in idonee cabine elettriche prefabbricate, mentre i quadri di parallelo stringhe verranno fissati all'esterno al di sotto delle strutture di sostegno moduli. L'impianto ha potenza di picco complessiva di **46.70 MWp** ed è costituito da:

- 139 cassette di stringa da 24 stringhe - 24 moduli per stringa;
- 1 cassetta di stringa da 23 stringhe - 24 moduli per stringa;

Non essendo presenti fenomeni di ombreggiamento significativi, considerando la potenza di picco del sistema fotovoltaico, l'inclinazione che oscilla da **+55° a -55°**, a seconda della rotazione del tracker, l'azimut di **0°SE** (orientamento Sud), un valore di BOS pari al 85%, utilizzando le norme UNI 10349 e

UNI 8477 ed un fattore di albedo pari a 0,2 si può stimare una produzione energetica specifica annua di circa **1.715 kWh/kWp/anno**.

Il sistema di conversione è costituito da n.10 inverter alloggiati ognuno in una Power Station che, in collegamento entra-esce in MT confluiscono ad un unico prefabbricato in cui verrà posizionata un'ulteriore protezione (SPI + SPG + DDI + DG) e circuiti atti al controllo dell'impianto (Control Room). Da quest'ultima si giunge alla cabina utente-vano misure E-distribuzione, dal vano misure si giungerà alla Cabina MT e alla richiusura su palo.

Ogni Power Station ha una potenza massima di 4400 kVA.

I moduli fotovoltaici sono formati da celle di silicio monocristallino con una alta efficienza di conversione energetica. Le strutture che sorreggono i moduli sono in acciaio zincato e orientano i moduli in direzione **Sud** (AZIMUT) con inclinazione di 20° rispetto il piano orizzontale (TILT), esse sono ancorate a terra mediante infissione e, moduli posti al di sopra di esse verranno serrati mediante l'utilizzo di morsetti centrali e finali appositamente scelti.

L'accesso all'impianto, realizzato in corrispondenza della strada Comunale esistente "Via Convento Vecchio", sarà possibile con mezzi di sollevamento o scale appositamente installate.

Le strade esistenti permettono l'accesso al sito, mentre è prevista la costruzione di una viabilità interna (mediante l'uso di stabilizzato e misto di varia pezzatura) per consentire la movimentazione di mezzi e materiali all'interno dell'area di intervento.

È previsto inoltre un impianto di videosorveglianza.

I cavi elettrici di collegamento tra i quadri di stringa e le Power Station e, tra quest'ultime e la Control Room, saranno posizionati in cavidotti interrati, fino ad una profondità massima di circa 1,2 metri.

Tutti i componenti del sistema saranno cablati con idonei conduttori per tipologia e sezione. I conduttori in esterno (cablaggio stringhe) saranno in cavo per applicazioni fotovoltaiche di opportuna sezione, mentre i cavi di collegamento fra i quadri di parallelo stringa ed il gruppo di conversione avranno sezione adeguata in base alla portata ed alla distanza. Il cablaggio all'interno dei locali di alloggiamento convertitori e della Control Room sarà eseguito concordemente alle normative vigenti in materia.

L'impianto fotovoltaico verrà progettato con riferimento a materiali e componenti di fornitori primari, dotati di marchio di qualità, di marchiatura o di autocertificazione del costruttore, attestanti la loro

costruzione a regola d'arte secondo la normativa tecnica e la legislazione vigente.

Al fine di mitigare l'impatto visivo dei blocchi di moduli fotovoltaici, sarà mantenuta l'architettura dell'impianto in maniera tale da non alterare la condizione esistente.

La scelta dei moduli fotovoltaici da impiegare è stata fatta rispettando i requisiti minimi di garanzia ventennale relativa al decadimento prestazionale non superiore al 10% nell'arco dei dieci anni e non superiore al 20% nei venti anni di vita.

Saranno utilizzati moduli fotovoltaici realizzati in data non anteriore a due anni rispetto alla data di installazione.

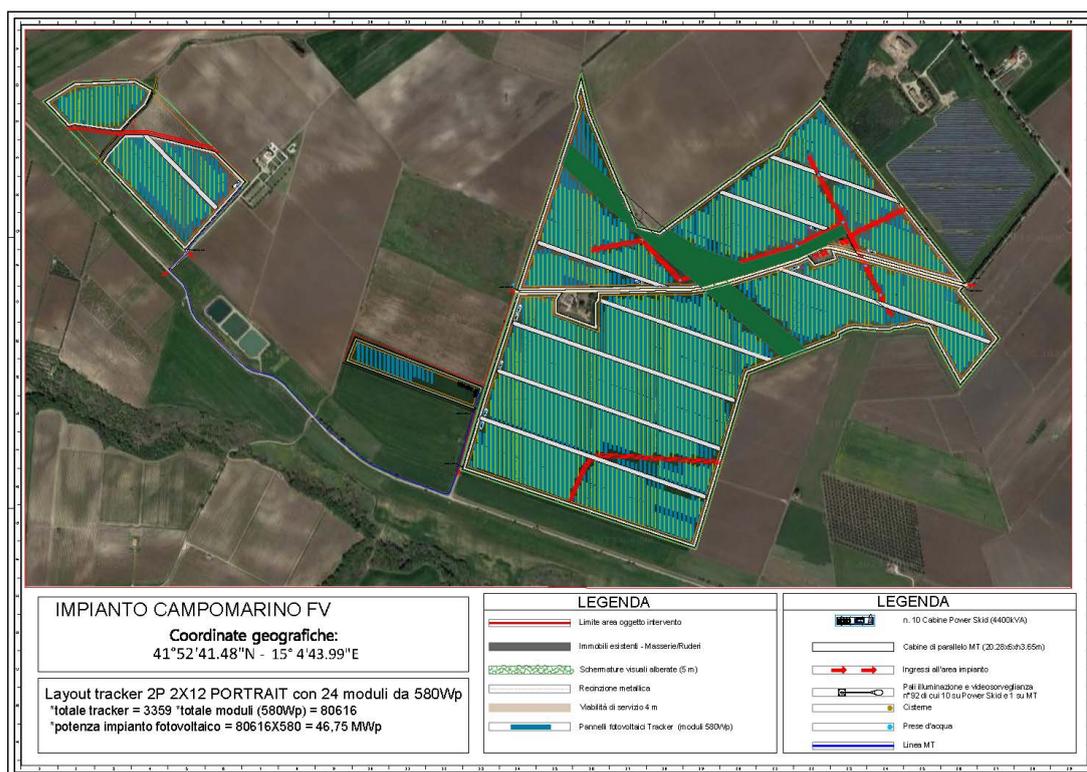


Figura 1 - Layout impianto



Figura 2 - Cavidotto MT

In sede di progettazione esecutiva potrà verificarsi, in seguito ad eventuali accorgimenti tecnici, una diminuzione del numero di stringhe e/o, a seguito di eventuale diversa disponibilità commerciale dei moduli fotovoltaici attualmente scelti, una variazione della potenza elettrica di impianto; quanto sopra non comporterà tuttavia incrementi di volumetria o nuove costruzioni.

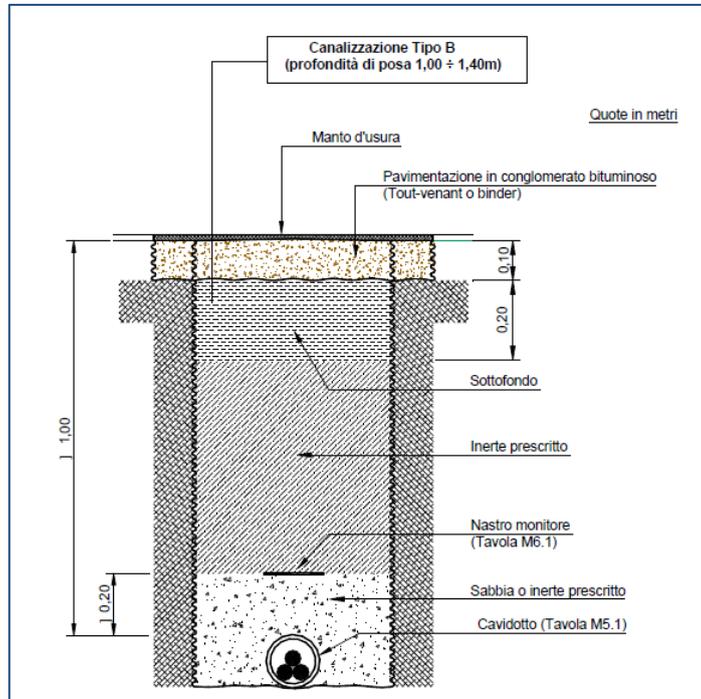


Figura 3 - Posa Tipo "B" cavo MT

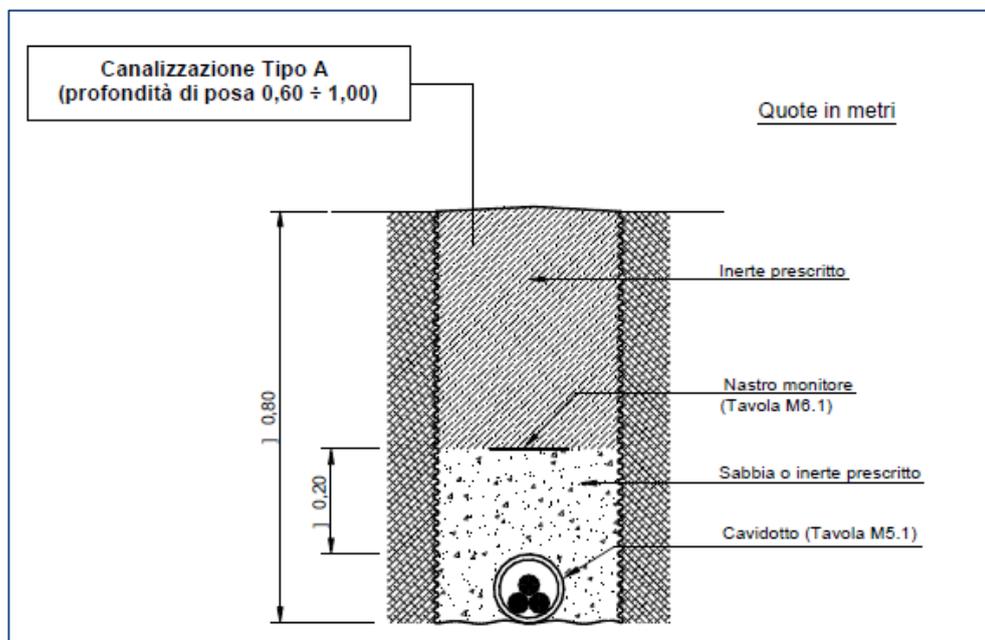


Figura 4 - Posa Tipo "A" cavo AT

2.2 Moduli fotovoltaici/Power Station

I moduli utilizzati per la realizzazione del progetto sono del tipo in silicio monocristallino di potenza compresa in un range tra 580 W, salvo diversa configurazione in fase esecutiva. Tali moduli sono realizzati in doppio isolamento (classe II), completi di cornice in alluminio anodizzato e cassetta di giunzione elettrica IP65, realizzata con materiale resistente alle alte temperature ed isolante, con diodi di by-pass, alloggiata nella zona posteriore del pannello.

I moduli dovranno essere costruiti secondo quanto specificato dalle vigenti norme IEC 61215, saranno coperti da una garanzia di almeno 20 anni, finalizzata ad assicurare il mantenimento delle prestazioni di targa. Le celle sono inglobate tra due fogli di E.V.A. (Etilvinile Acetato), laminati sottovuoto e ad alta temperatura. La protezione frontale pannello è costituita da un vetro a basso contenuto di sali ferrosi, temperato per poter resistere senza danno ad urti e grandine.

CARATTERISTICHE TECNICHE

| | | |
|-------------------------------------|-------------------------|----------------------------------|
| COSTRUTTORE | : | JINKO |
| TIPO | : | TIGER NEO N-type 72HL4BDV |
| CELLE FOTOVOLTAICHE | : | SILICIO MONOCRISTALLINO |
| POTENZA NOMINALE | P_n : | 580 Wp |
| TENSIONE ALLA MASSIMA POTENZA | V_{mp} : | 42.59 V |
| CORRENTE ALLA MASSIMA POTENZA | I_{mp} : | 13.62 A |
| TENSIONE MASSIMA DI CIRCUITO APERTO | V_{oc} : | 51.47 V |
| CORRENTE MASSIMA DI CORTO CIRCUITO | I_{sc} : | 14.37 A |
| PESO | : | 32 kg |
| DIMENSIONI | : | 2278×1134×30 mm |

www.jinkosolar.com



Tiger Neo N-type 72HL4-BDV 560-580 Watt

BIFACIAL MODULE WITH
DUAL GLASS

N-Type

Positive power tolerance of 0~+3%

ISO 14001:2015, ISO 9001:2015

ISO 14001:2015, Quality Management System

ISO 14001:2015, Environment Management System

ISO 45001:2018

Occupational Health and Safety Management System

Key Features



SMBB Technology

Better light trapping and current collection to improve module power output and reliability.



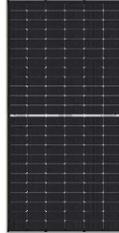
PID Resistance

Excellent Anti-PID performance guarantee via optimized mass production process and materials control.



Higher Power Output

Higher power tolerance, 560W per sq.m, bringing significantly lower CO2E and higher IRR.



HOT 2.0 Technology

The N-type module with HOT 2.0 Technology has better reliability and lower LID/LIGHT.



Enhanced Mechanical Load

Can face high mechanical load (2400 Pascal) and even load (400 Pascal).



LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

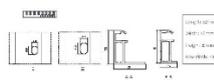
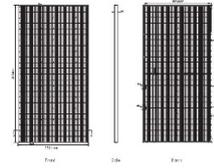


12 Year Product Warranty

30 Year Linear Power Warranty

0.40% Annual Degradation Over 30 years

Engineering Drawings

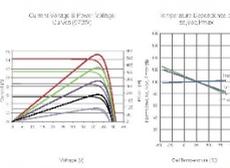


Packaging Configuration

1 module per tray (1.6m x 1.0m)

10 trays per pallet (1.6m x 1.0m x 1.2m)

Technical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

| | |
|--------------|---|
| Cell Type | N-Type Monocrystalline |
| Module Size | 1660 x 1000 x 35 mm |
| Weight | 22.1 kg (48.7 lbs) |
| Panel Type | 20 Years Life Time (25 Years Design Life) |
| Panel Type | 20 Years Life Time (25 Years Design Life) |
| Frame | Anodized Aluminum Alloy |
| Junction Box | IP68 Junction Box |
| Cable Type | 100% UV Resistant PV Cable |

SPECIFICATIONS

| Model | 72HL4-BDV |
|---|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Standard Power (Watt) | 560 | 570 | 580 | 590 | 600 | 610 | 620 |
| Maximum Power Voltage (Vmp) | 41.50V | 42.00V | 42.50V | 43.00V | 43.50V | 44.00V | 44.50V |
| Maximum Power Current (Imp) | 13.50A | 13.57A | 13.64A | 13.71A | 13.78A | 13.85A | 13.92A |
| Open Circuit Voltage (Voc) | 50.00V | 50.50V | 51.00V | 51.50V | 52.00V | 52.50V | 53.00V |
| Short Circuit Current (Isc) | 15.00A | 15.10A | 15.20A | 15.30A | 15.40A | 15.50A | 15.60A |
| Maximum System Voltage | 1500V DC |
| Maximum System Current | 30A |
| Power Tolerance | 0~+3% | 0~+3% | 0~+3% | 0~+3% | 0~+3% | 0~+3% | 0~+3% |
| Temperature Coefficient of Power | -0.40%/°C |
| Temperature Coefficient of Voc | -0.25%/°C |
| Temperature Coefficient of Isc | 0.05%/°C |
| Standard Test Conditions (STC) | 1000W/m² |
| NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) | 45°C |
| Panel Backsheet | ETFE |

BIFACIAL OUTPUT-REAR SIDE POWER GAIN

| Model | 72HL4-BDV |
|-------------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| FR (Front Side Power Gain) | 560W | 570W | 580W | 590W | 600W | 610W | 620W |
| RR (Rear Side Power Gain) | 560W | 570W | 580W | 590W | 600W | 610W | 620W |
| TSR (Total System Efficiency) | 21.0% | 21.5% | 22.0% | 22.5% | 23.0% | 23.5% | 24.0% |
| TSR (Total System Efficiency) | 21.0% | 21.5% | 22.0% | 22.5% | 23.0% | 23.5% | 24.0% |

STC: Standard Test Conditions (1000W/m², 25°C, AM1.5, 1m/s wind speed)
NOCT: Nominal Operating Cell Temperature (800W/m², 25°C, 1m/s wind speed)

©2022 Jinko Solar Co., Ltd. All rights reserved. Specifications indicated in this catalogue are subject to change without notice. JWSA-001-2744-000-01-FN

Figura 5 - Scheda tecnica modulo fotovoltaico



Inverter Sunny Central Up 4400 KVA



Trasformatore BT/MT



Quadro BT



Quadro MT

Descrizione campo fotovoltaico

2.3 Campo fotovoltaico

2.3.1 Quadri DC

Il campo risulterà costituito da n°80616 moduli fotovoltaici con una potenza di picco totale pari a 46.75 MWp.

Il numero dei moduli sarà così distribuito nelle 10 power station:

Ad ogni quadro di stringa saranno collegate 24 stringhe composte ciascuna da 24 moduli in serie per una.

2.3.2 Inverter

I 140 quadri di stringa sono connessi a 10 inverter di potenza ognuno di max 4400 kVA SMA.

L'uscita degli inverter viene elevata da 660V a 36kV mediante trasformatore BT/MT.

Viene derivata tensione BT a 400V mediante trasformatore BT/BT per alimentazione ausiliari interni alla Power Station.

In media tensione verrà installata protezione interfaccia.

L'uscita in MT è provvista di protezione generale.

Dalla Power Station l'uscita sarà in MT verso nuova cabina di trasformazione (entra-esci).

2.3.3 Power Station

La cabina di trasformazione da corrente continua a corrente alternata (Power Station) risulta costituita da un monoblocco prefabbricato contenente:

- Trasformatore BT/MT
- Trasformatore BT/BT
- Protezione Interfaccia
- Quadro BT ausiliari
- Quadro MT
- Sistema di Protezione Generale MT

2.4 Control room (cabina)

Le uscite in MT delle due Power Station verranno convogliate verso una cabina di controllo.

La Control Room conterrà:

- L'arrivo in MT
- Sistema di protezione Generale MT

Tale cabina sarà costituita dai locali aventi le caratteristiche previste dalle Normative vigenti.

È prevista l'installazione di una cabina di tipo prefabbricato, di dimensioni 6x2,48x2,57m, composta dall'assemblaggio di elementi monolitici realizzati con cemento Portland 425, con fondo realizzato in calcestruzzo alleggerito con argilla espansa per garantire una coibentazione termica che riduce gli effetti derivanti dal fenomeno della parete fredda (formazione di condensa); l'armatura sarà costituita da doppia maglia di rete metallica diam. 6 mm 20x20 e tondini di ferro ad aderenza migliorata con carico di snervamento superiore a 4400 kg/cm².

L'armatura funge da naturale superficie equipotenziale (gabbia di Faraday), risultando una valida protezione contro gli effetti delle scariche atmosferiche. Le tensioni di passo e contatto saranno inferiori ai limiti posti dalle norme CEI 11.8 art. 2.1.04.

Le pareti, di spessore 8 cm (norme n°5 del 5/89), sono internamente ed esternamente trattate con intonaco murale plastico, formulato con resine speciali e pigmenti di quarzo, che gli conferiscono un elevato potere coprente ed ottima resistenza agli agenti atmosferici anche in ambienti marini ed industriali con atmosfere inquinate, come indicato in specifiche ENEL.

Nelle pareti è fissato l'impianto elettrico realizzato a norme CEI.

Il tetto del monoblocco è realizzato a parte con calcestruzzo armato alleggerito; viene poi impermeabilizzato impiegando una guaina bituminosa ardesiata dello spessore di 4 mm.

Il pavimento è calcolato per sopportare un carico uniformemente distribuito non inferiore a 500 kg/m²; è predisposto con apposite aperture per consentire il passaggio dei cavi MT e BT e può sopportare le apparecchiature da installare all'interno anche durante il trasporto.

L'armatura elettrosaldata forma la rete equipotenziale di terra.

Le porte e le griglie sono ignifughe ed autoestinguenti.

La sala cavi, di altezza di 600mm, costituisce la fondazione stessa della cabina, è parzialmente interrata ed è progettata per distribuire, attraverso un fondo stabilizzato, od in casi particolari attraverso la platea di fondazione, il carico uniformemente sul terreno.

I vani tecnici ricavati saranno appositamente studiati per le apparecchiature inserite al fine di massimizzare il ricircolo d'aria interno e l'accessibilità per la manutenzione delle apparecchiature installate.

La cabina sarà quindi suddivisa in 2 vani:

- Consegna: le apparecchiature sono dimensionate in modo da permettere l'alimentazione in derivazione ed è costituito da interruttore di manovra e sezionamento.
- Misure + monitoraggio: il locale ospita gli strumenti necessari per la misurazione dei parametri elettrici, il sistema di monitoraggio e le apparecchiature per la videosorveglianza ed antintrusione.

2.5 Cavi

Le condutture elettriche dell'impianto devono essere in grado di supportare le severe condizioni ambientali a cui sono sottoposte (elevata temperatura, radiazione solare, pioggia, ecc.) in modo da garantire le prestazioni richieste per la durata di vita dell'impianto

Nell'impianto in oggetto saranno impiegate differenti tipologie di cavi in funzione anche delle condizioni di posa:

- cavo multipolare/unipolare in rame isolato in gomma etilenpropilenica qualità G7 sotto guaina di PVC, avente caratteristiche di non propagazione dell'incendio, conforme alle Norme CEI 20-22 II e 20-13, da posare prevalentemente in tubazioni interrato o entro canalizzazioni metalliche;
- cavo unipolare in rame isolato in PVC, avente caratteristiche di non propagazione dell'incendio, conforme alle Norme CEI 20-22 II e 20-20, da posare in tubazioni isolanti incassate o in vista;
- cavo unipolare precordato in rame isolato in gomma etilenpropilenica qualità G7, sotto guaina in PVC, con semiconduttore elastomerico estruso schermatura a filo di rame rosso tipo, conforme alle Norme CEI 20-13, da posare in tubazioni interrato per alimentazione MT.

La scelta delle sezioni dei cavi è effettuata in base alla loro portata nominale (calcolata in base ai criteri di unificazione e di dimensionamento riportati nelle Tabelle CEI-UNEL), alle condizioni di posa e di temperatura, al limite ammesso dalle Norme per quanto riguarda le cadute di tensione massime

ammissibili (inferiori al 4%) ed alle caratteristiche di intervento delle protezioni secondo quanto previsto dalle vigenti Norme CEI 64-8. Tutti i cavi appartenenti ad uno stesso circuito seguiranno lo stesso percorso e saranno quindi infilati nella stessa canalizzazione, cavi di circuiti a tensioni diverse saranno inseriti in tubazioni separate e faranno capo a scatole di derivazione distinte; qualora facessero capo alle stesse scatole, queste avranno diaframmi divisorii. I cavi che seguono lo stesso percorso ed in particolare quelli posati nelle stesse tubazioni, verranno chiaramente contraddistinti mediante opportuni contrassegni applicati alle estremità. Il collegamento dei cavi in partenza dai quadri e le derivazioni degli stessi cavi all'interno delle cassette di derivazione saranno effettuate mediante appositi morsetti. I cavi non trasmetteranno nessuna sollecitazione meccanica ai morsetti delle cassette, delle scatole, delle prese a spina, degli interruttori e degli apparecchi utilizzatori. I terminali dei cavi da inserire nei morsetti e nelle apparecchiature in genere saranno muniti di capicorda oppure saranno stagnati.

2.6 Canalizzazioni

La posa dei cavi elettrici costituenti l'impianto in oggetto è stata prevista in canalizzazioni distinte o comunque dotate di setti separatori interni per quanto riguarda le seguenti tipologie di circuiti:

- energia elettrica;
- segnalazione e speciali.

Le tubazioni impiegate per realizzare gli impianti saranno dei seguenti tipi:

- tubo flessibile in PVC autoestinguento (serie pesante), con Marchio di Qualità conforme alle Norme EN 50086, con colorazione differenziata in base all'impiego posato entro cavedio/parete prefabbricata o incassato a parete/pavimento
- tubo flessibile corrugato a doppia parete in polietilene alta densità, o tubo rigido in PVC serie pesante, conforme alle norme EN50086 per posa interrata 450N; caratteristiche dello scavo e profondità di interrimento sono riportate negli elaborati grafici di progetto.

Le canalizzazioni permetteranno ai cavi di essere infilati e sfilati con estrema facilità; nei punti di derivazione dove risulta problematico l'inserimento, saranno installate scatole di derivazione in metallo o in PVC a seconda del tipo di tubazioni.

2.7 Strutture di supporto moduli

Per strutture di sostegno di un generatore fotovoltaico si intende un sistema costituito dall'assemblaggio di profili, generalmente metallici in grado di sostenere e ancorare al suolo o a una struttura edile un insieme di moduli fotovoltaici, nonché di ottimizzare l'esposizione di quest'ultimi nei confronti della radiazione solare.

Nel presente progetto i moduli fotovoltaici saranno montati su struttura metallica mediante l'utilizzo di staffe e bulloni opportunamente posizionata al suolo mediante infissione. La struttura è realizzata in alluminio e acciaio zincato in modo da garantire resistenza alla corrosione e massima durata. In particolare, le travature sono in profilato di alluminio estruso, i montanti in acciaio zincato e le minuterie in acciaio inossidabile. I profili trasversali saranno dotati di un canale integrato per posare i cavi tra i moduli. La struttura Tracker 2Px12 permetterà di tenere inclinati i pannelli rispetto all'orizzontale con orientamento direzione **Sud**.

Nel posizionamento delle strutture sarà assicurata una distanza minima longitudinale tra le file di moduli tale da consentire il transito di mezzi e persone per la gestione e manutenzione dell'impianto.

Tali strutture di sostegno sono progettate, realizzate e collaudate in base ai principi generali delle leggi 1086/71 (Norme per la disciplina delle opere di conglomerato cementizio armato, normale e precompresso, ed a struttura metallica) e 64/74 (Provvedimenti per le costruzioni con particolari prescrizioni per le zone sismiche), nonché tenendo conto del Testo Unico Norme Tecniche per le Costruzioni (D.M. 14 Gennaio 2008) e delle indicazioni più specifiche contenute nei relativi decreti e circolari ministeriali.

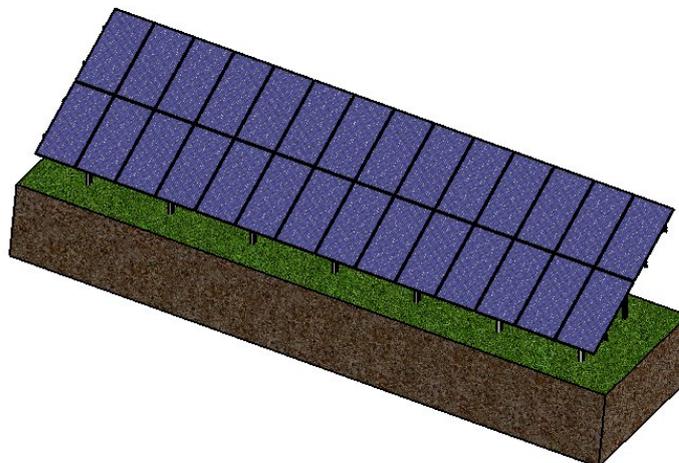


Figura 6-Particolare Struttura

2.8 Derivazione e pozzetti

Tutte le derivazioni e le giunzioni dei cavi saranno effettuate entro apposite cassette di derivazione di caratteristiche congruenti al tipo di canalizzazione impiegata. Tutte le cassette disporranno di coperchio rimovibile soltanto mediante l'uso di attrezzo. Per tutte le connessioni verranno impiegati morsetti da trafilato o morsetti volanti a cappuccio con vite isolati a 500 V. Per quanto riguarda lo smistamento e l'ispezionabilità delle tubazioni interrate verranno impiegati pozzetti prefabbricati in cemento vibrato. I chiusini saranno carrabili (ove previsto). I pozzetti saranno installati in corrispondenza di ogni punto di deviazione delle tubazioni rispetto all'andamento rettilineo, in ogni punto di incrocio o di derivazione di altra tubazione.

2.9 Sistema acquisizione dati

L'impianto sarà dotato di un sistema di monitoraggio delle prestazioni (data logger) al fine di verificarne, attraverso un software dedicato, la corretta funzionalità.

2.10 Impianto di video sorveglianza

L'impianto di videosorveglianza è dimensionato per coprire l'intera area interna alla recinzione ed è composto da:

- Barriere perimetrali a fasci infrarossi;
- Contatti magnetici di apertura porte;
- Lettore badge di tipo blindato;
- Combinatori telefonici GSM con modulo integrato;
- Telecamere day/night 1/3" CCD;
- Illuminatori infrarosso led da 150W.

2.11 Illuminazione ordinaria

L'illuminazione ordinaria artificiale dei vari ambienti e l'illuminazione perimetrale esterna saranno realizzate impiegando corpi illuminanti ad alta efficienza idonei al conseguimento del risparmio energetico. L'illuminazione artificiale sarà realizzata in conformità alle prescrizioni della norma UNI

10380.

2.12 Opere civili

I lavori consistono nelle seguenti opere:

- Eventuali scavi per canalizzazioni;
- Posa in opera di cavidotti e pozzetti relativi alla connessione in c.c.;
- Scavi e getti in calcestruzzo per platee di posizionamento Power Station.

2.13 Accessi all'impianto e strade interne

L'accesso principale carrabile e pedonale avverrà da Via Colloredo e proseguirà sulla strada comunale denominata via Convento Vecchio. Poiché il lotto di terreno interessato dalla realizzazione di campo fotovoltaico risulta diviso in due parti, in quanto attraversato dalla strada comunale denominata via Convento Vecchio, si prevederà una recinzione per ognuna delle due aree con annesso cancello di ingresso.

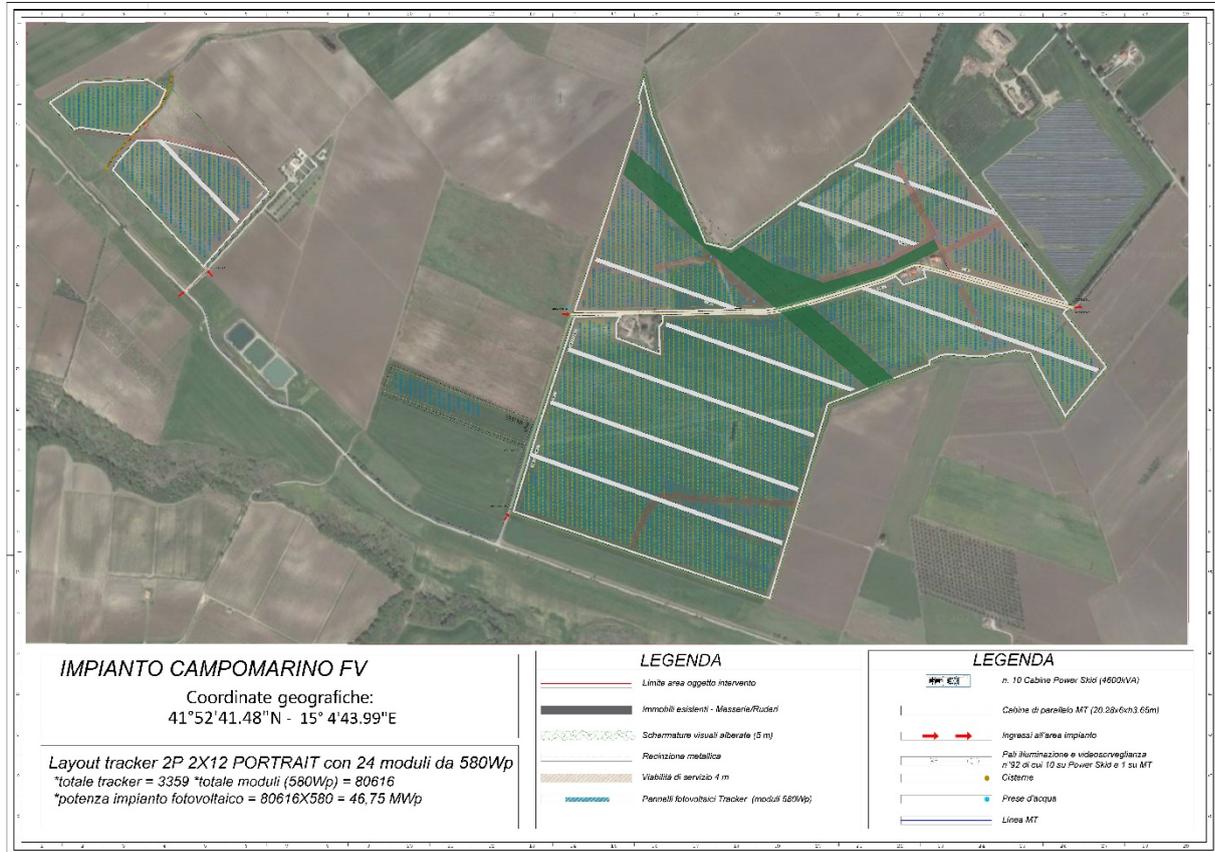


Figura 7- accesso da strade esistenti

L'impianto sarà caratterizzato da una strada interna perimetrale ed una strada di collegamento cabine di larghezza pari a 4 metri costituite da misto stabilizzato.

3 TEMPI E MODALITA' DI REALIZZAZIONE DELL'INTERVENTO

In merito ai tempi di realizzazione, sulla base delle esperienze maturate nell'installazione di impianti di dimensioni simili sia per potenzialità che per caratteristiche delle opere da realizzare, è ragionevole ipotizzare che:

- il montaggio della struttura sarà eseguito mediante l'ausilio di mezzi sollevatori ed impiegherà un periodo di circa 90 giorni solari;

- l'impianto, inteso come posizionamento di moduli, posa in opera di pozzetti e canalizzazioni, realizzazione di allacciamenti e collegamento al cavidotto sarà realizzato in un tempo variabile tra 50 e 60 giorni naturali e consecutivi;
- i locali tecnici (locali inverter, locale quadri, locali misure e locale ente distributore) saranno di tipo prefabbricato e verranno posizionati in loco ed eseguiti gli allacciamenti in 10 giorni, compreso la predisposizione dell'area di installazione;
- l'allacciamento alla rete Terna richiederà un tempo variabile in considerazione della soluzione tecnica definita dal Gestore;
- le varie operazioni di collaudo potranno essere espletate in 9 giorni.

In considerazione del tipo di intervento e del fatto che alcune lavorazioni possono ragionevolmente sovrapporsi, si stima una durata presunta dei lavori variabile tra **170** giorni solari.

4 VERIFICHE IMPIANTO REALIZZATO

Al termine dei lavori saranno effettuate tutte le verifiche tecnico-funzionali, in particolare:

- Esame a vista per accertare la rispondenza dell'opera e dei componenti alle prescrizioni tecniche e di installazione previste dal progetto definitivo;
- Verifica delle stringhe fotovoltaiche;
- Misura dell'uniformità della tensione a vuoto;
- Misura dell'uniformità della corrente di cortocircuito;
- Misura della resistenza di isolamento dei circuiti tra le due polarità lato corrente continua e terra e lato alternata tra conduttori e terra;
- Verifica del grado di protezione dei componenti installati;
- Verifica della continuità elettrica del circuito di messa a terra e scaricatori;
- Verifica e controllo tramite battitura dei cavi di collegamento del circuito elettrico di tutto il sistema;
- Isolamento dei circuiti elettrici e delle masse;
- Corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dai gruppi di conversione (accensione, spegnimento, mancanza rete).

5 MANUTENZIONE

5.1 Norme generali

I componenti dell'impianto fotovoltaico ed in particolare i moduli FV richiedono limitate e specifiche attività di manutenzione, tra cui l'operazione di lavaggio dei pannelli. Tale operazione ha lo scopo di rimuovere eventuali depositi di polvere e etc., che potrebbero ridurre il rendimento generale dell'impianto.

In generale il numero e l'entità delle precipitazioni meteoriche registrate nell'area sono sufficienti per l'effettuazione di una pulizia "naturale" del campo fotovoltaico.

La pulizia programmata si effettua invece rimuovendo lo strato di polvere con acqua e con l'aiuto, se necessario, di panni o spugne non abrasive. La frequenza dei lavaggi non viene stabilita a priori bensì effettuata solo se ritenuto necessario a seguito di esame visivo ed in base ai valori di potenza, in quanto i naturali eventi meteorici sono normalmente sufficienti a garantire un livello di pulizia tale da non alterare in modo sensibile l'efficienza dell'impianto. L'operazione di lavaggio, data l'estensione del campo fotovoltaico, richiederà la presenza di quattro addetti per un periodo pari a tre settimane e sarà programmata su base annuale. Il lavaggio verrà effettuato dagli operatori con cestello idoneo per lo svolgimento delle lavorazioni in quota.

Si sottolinea che per le pulizie periodiche non saranno utilizzati detergenti chimici, pertanto, le caratteristiche delle acque reflue derivanti sono comparabili a quelle di acque bianche, pertanto non inquinanti.

La quantità stimata di acqua necessaria per l'effettuazione delle operazioni di lavaggio è pari a circa 10 mc/MWp per ogni campagna di lavaggio dell'intero campo fotovoltaico.

Le apparecchiature elettroniche ed in particolare gli inverter, necessitano invece di periodica manutenzione programmata assicurata dal Costruttore e da apposito Contratto di manutenzione straordinaria per la durata almeno ventennale del previsto funzionamento.

Le restanti principali apparecchiature elettromeccaniche quali quadri MT e trasformatori di potenza non richiedono particolari necessità di manutenzione programmata ed hanno scarsa possibilità di subire guasti.

L'affidabilità complessiva del sistema fotovoltaico e i ridotti tempi necessari per le riparazioni sono

fortemente dipendenti dalla efficienza del sistema di supervisione a distanza di cui dovrà essere dotato l'impianto fotovoltaico. L'impianto di supervisione controllerà i seguenti dati:

- misura dell'energia elettrica prodotta;
- anomalie delle apparecchiature;
- anomalie dei moduli mediante controllo delle singole stringhe.

L'impianto di supervisione dovrà essere in grado di fornire i dati al centro di controllo a distanza e comunicare le anomalie riscontrate sulle apparecchiature alla ditta di manutenzione al fine di permetterne l'intervento di riparazione nei tempi stabiliti.

5.2 Moduli fotovoltaici

La manutenzione preventiva sui singoli moduli non richiede la messa fuori servizio di parte o di tutto l'impianto e consiste in:

- Ispezione visiva, tesa all'identificazione dei danneggiamenti ai vetri (o supporti plastici) anteriori, deterioramento del materiale usato per l'isolamento interno dei moduli, microscariche per perdita di isolamento ed eccessiva sporcizia del vetro (o supporto plastico);
- Controllo cassetta di terminazione, mirata ad identificare eventuali deformazioni della cassetta di terminazione, la formazione di umidità all'interno, lo stato dei contatti elettrici della polarità positive e negative, lo stato dei diodi di by-pass, il corretto serraggio dei morsetti di intestazione dei cavi di collegamento delle stringhe e l'integrità della siliconatura dei passacavi.
-

5.3 Stringhe fotovoltaiche

La manutenzione preventiva sulle stringhe viene effettuata dal quadro elettrico in continua, non richiede la messa fuori servizio di parte o tutto l'impianto e consiste nel:

- Controllo delle grandezze elettriche: l'ausilio di un normale multimetro controllare l'uniformità delle tensioni a vuoto e delle correnti di funzionamento per ciascuna delle stringhe che fanno parte dell'impianto; se tutte le stringhe sono nelle stesse condizioni di esposizione, risultano accettabili scostamenti fino al 10%.

5.4 Quadri elettrici

La manutenzione preventiva sui quadri elettrici non comporta operazioni di fuori servizio di parte o di tutto l'impianto e consiste in:

- Ispezione visiva: tesa alla identificazione di danneggiamenti dell'armadio e dei componenti contenuti ed alla corretta indicazione degli strumenti di misura eventualmente presenti sul fronte quadro;
 - Controllo protezioni elettriche: per verificare l'integrità dei diodi di blocco e l'efficienza degli scaricatori di sovratensione;
 - Controllo organi di manovra: per verificare l'efficienza degli organi di manovra;
 - Controllo cablaggi elettrici: per verificare, con prova di sfilamento, i cablaggi interni dell'armadio
- (solo in questa fase è opportuno il momentaneo fuori servizio) ed il serraggio dei morsetti;
- Controllo elettrico: per controllare la funzionalità e l'alimentazione del relè di isolamento installato, se il generatore è flottante, e l'efficienza delle protezioni di interfaccia.

5.5 Convertitori

Le operazioni di manutenzione preventiva sono limitate ad una ispezione visiva mirata ad identificare danneggiamenti meccanici dell'armadio di contenimento, infiltrazione di acqua, formazione di condensa, eventuale deterioramento dei componenti contenuti e controllo della corretta indicazione degli strumenti di misura eventualmente presenti. Tutte le operazioni è bene che vengano eseguite con impianto fuori servizio.

5.6 Collegamenti elettrici

La manutenzione preventiva sui cavi elettrici di cablaggio non necessita di fuori servizio e consiste, per i soli cavi a vista, in un'ispezione visiva tesa all'identificazione di danneggiamenti, bruciature, abrasioni, deterioramento isolante, variazioni di colorazioni del materiale usato per l'isolamento e fissaggio saldo nei punti di ancoraggio (per esempio la struttura di sostegno dei moduli).

6 SMANTELLAMENTO E RIPRISTINO AREA

Al termine del ciclo vita dell'impianto, si provvederà alla dismissione dello stesso ed alla riconsegna dell'area al proprietario che potrà destinarla all'uso precedente o ad altri usi.

La dismissione di un impianto fotovoltaico è una operazione non entrata in uso comune data la capacità dell'impianto fotovoltaico a continuare nel proprio funzionamento di conversione dell'energia anche oltre la durata di venti anni dell'incentivo da Conto Energia.

Per l'impianto oggetto di studio, i tempi previsti per adempiere alla dismissione dell'intero campo fotovoltaico sono di circa 1 mese.

Le fasi principali del piano di dismissione sono riassumibili in:

- Sezionamento impianto lato DC e lato CA (Dispositivo di generatore), sezionamento in BT e MT (locale cabina di trasformazione);
- Scollegamento serie moduli fotovoltaici mediante connettori tipo multicontact;
- Scollegamento cavi lato c.c. e lato c.a.;
- Smontaggio moduli fotovoltaici dalla struttura di sostegno;
- Impacchettamento moduli mediante contenitori di sostegno;
- Smontaggio sistema di illuminazione;
- Smontaggio sistema di videosorveglianza;
- Rimozione cavi da canali interrati;
- Rimozione pozzetti di ispezione;
- Rimozione parti elettriche dai prefabbricati per alloggiamento inverter;
- Smontaggio struttura metallica;
- Rimozione parti elettriche dalle cabine di trasformazione;
- Rimozione manufatti prefabbricati;
- Consegna materiali a ditte specializzate allo smaltimento dei moduli fotovoltaici recuperando così, il vetro di protezione, le celle al silicio, la cornice in alluminio ed il rame dei cavi, quindi circa il 95% del suo peso.

Tutti i cavi in rame potranno essere recuperati, così come tutto il metallo delle strutture di sostegno.

Tutti i prodotti appartenenti alla categoria RAEE che avranno esaurito il proprio ciclo vita, seguiranno l'iter dello smaltimento previsto per tale tipologia di rifiuti (Dlgs. N.151 del 25 Luglio 2005).

6.1 Tipologia materiali

Dismissione materiali Ante-Operam

Il posizionamento dei moduli fotovoltaici sul suolo in oggetto implica la rimozione di ingombri che saranno dismessi secondo la normativa vigente in base al relativo codice CER.

I materiali di scarto ed i rifiuti prodotti in fase di cantiere verranno anch'essi smaltiti secondo norma vigente.

Dismissione materiali Post-Operam

Al termine dei 20 anni di vita utile dell'impianto, le strutture presenti nell'area che dovranno essere smaltite sono principalmente le seguenti:

Codice C.E.R. e Descrizione

17 04 05 - parti strutturali in acciaio di sostegno dei pannelli

16 02 16 - pannelli fotovoltaici

17 09 04 - calcestruzzo prefabbricato dei locali cabine elettriche

17 04 11 - linee elettriche di collegamento dei vari pannelli fotovoltaici

16 02 16 - macchinari ed attrezzature elettromeccaniche

17 04 05 - infissi delle cabine elettriche

17 09 04 - materiale inerte per la formazione del cassonetto negli ingressi

I codici C.E.R. (o *Catalogo Europeo dei Rifiuti*) sono delle sequenze numeriche, composte da 6 cifre riunite in coppie, volte ad identificare un rifiuto, di norma, in base al processo produttivo da cui è originato.

I codici, in tutto 839, divisi in "pericolosi" e "non pericolosi" sono inseriti all'interno dell'"Elenco dei rifiuti" istituito dall'Unione Europea con la Decisione 2000/532/CE.

Il suddetto "Elenco dei rifiuti" della UE è stato recepito in Italia a partire dal 1° gennaio 2002 in sostituzione della precedente normativa. L'elenco dei rifiuti riportato nella decisione 2000/532/CE è stato trasposto in Italia con 2 provvedimenti di riordino della normativa sui rifiuti:

- il D.Lgs. 152/2006 (recante "Norme in materia ambientale"), allegato D, parte IV;
- il Decreto Ministero dell'Ambiente del 2 maggio 2006 ("Istituzione dell'elenco dei rifiuti") emanato in attuazione del D.Lgs. 152/2006.

7 FATTORI DI IMPATTO E MODALITA' DI GESTIONE E RIDUZIONE

Di seguito si riportano sinteticamente i possibili impatti generati dall'impianto.

All'interno del quadro di riferimento ambientale, tali aspetti verranno ripresi e trattati più approfonditamente.

I possibili impatti di un impianto fotovoltaico si suddividono in:

- impatti in fase di costruzione;
- impatti in fase di esercizio;
- impatti visivo sulle componenti del paesaggio;
- fenomeno di abbagliamento;
- variazione del campo termico;
- occupazione del suolo;
- impatti in fase di dismissione dell'impianto.

7.1 Impatti in fase di cantiere

In fase di cantiere i possibili impatti sono collegati all'utilizzo di mezzi meccanici d'opera e di trasporto, alla produzione di rumore e vibrazioni. La fase di cantiere è comunque limitata nel tempo.

Accorgimenti adottati:

Per quanto riguarda l'eventuale rumore prodotto dall'attività di cantiere verranno adottati degli accorgimenti circa gli orari di svolgimento delle attività rumorose, la loro distribuzione lungo il periodo di installazione dell'impianto e la non sovrapposizione di attività rumorose in prossimità delle proprietà limitrofe in cui possano essere individuati possibili ricettori.

Un contributo alla mitigazione della percezione della rumorosità connessa con le fasi di installazione dell'impianto è legato alla presenza della adiacente strada comunale.

Eventuali rifiuti generati, saranno opportunamente separati a seconda della classe, come previsto dalla normativa e debitamente riciclati o inviati a impianti di smaltimento autorizzati.

7.2 Impatti in fase di esercizio

In fase di esercizio l'impianto fotovoltaico non genera emissioni di alcun tipo. Gli unici impatti relativi a tale fase sono:

- l'occupazione del suolo;
- le emissioni elettromagnetiche;
- il disturbo acustico.

Accorgimenti adottati:

Per quanto riguarda l'occupazione del suolo, tale impatto è computato come "Costo Ambientale" ma non avrà l'effetto di una "perdita di Habitat". In ogni caso questa occupazione avrà una durata di circa 20 anni dopo i quali il sito potrà tornare alle originali condizioni. Infatti, in tale periodo temporale si creerà una situazione di "rigenerazione naturale del suolo" con contestuale ripresa del microhabitat naturale a livello podologico (humus, strato vegetale).

Il campo elettromagnetico generato rientra tra i campi a bassa frequenza (ELF) generati da impianti con frequenza di esercizio pari a 50 Hz. Il campo elettrico dipende dalla tensione e ha un'intensità tanto più alta quanto più aumenta la tensione di esercizio della linea (dai 400 Volt c.c. e 36 kV c.a. rispettivamente per l'impianto ed il collegamento alla linea elettrica). Il campo magnetico dipende invece dalla corrente che scorre lungo i fili conduttori delle linee ed aumenta tanto più è alta l'intensità di corrente sulla linea. Per effetto dell'interramento dei conduttori si ha una sensibile riduzione dei contributi dei campi che nelle aree circostanti l'impianto, già al ciglio della sede stradale o oltre il confine della proprietà, avranno valori estremamente bassi se non trascurabili.

Il disturbo acustico imputabile all'esercizio dell'impianto è prodotto in particolare dagli inverter cc/dc dislocati all'interno del campo fotovoltaico.

In relazione al disturbo acustico occorre rilevare che l'impianto in oggetto ricade in zona agricola.

7.3 Impatti visivi sulle componenti del paesaggio

Particolare importanza è stata data a questo tipo di impatto, anche nella scelta di aree non particolarmente esposte dal punto di vista percettivo rispetto al territorio circostante.

Si è prestata attenzione ai punti di vista da autostrade, strade statali, strade di tipo panoramico, belvedere e luoghi di particolare interesse pubblico.

7.4 Fenomeno dell'abbagliamento

Questo tipo di fenomeno è stato riscontrato esclusivamente per le superfici fotovoltaiche "a specchio" montate sulle architetture verticali degli edifici. Vista l'inclinazione contenuta (pari a circa 30°), si considera influente un fenomeno di abbagliamento per gli impianti posizionati su suolo nudo. Inoltre, i nuovi sviluppi tecnologici per la produzione delle celle fotovoltaiche, fanno sì che, aumentando il coefficiente di efficienza delle stesse, diminuisca ulteriormente la quantità di luce riflessa (riflettanza superficiale caratteristica del pannello), e conseguentemente la probabilità di abbagliamento.

7.5 Variazione del campo termico

Se non è garantita una sufficiente circolazione di aria al di sotto dei pannelli, ognuno di essi potrebbe generare campo termico che può comportare la variazione della temperatura tale da compromettere il funzionamento dello stesso. Date le altezze previste nella fase di montaggio dei moduli pari ad un minimo di cm 8, è garantita un'aerazione naturale e quindi la variazione della temperatura è prevenuta.

7.6 Impatti in fase di smantellamento

Gli impatti della fase di dismissione dell'impianto sono relativi alla produzione di rifiuti essenzialmente dovuti a:

- Dismissione dei pannelli fotovoltaici di silicio monocristallino o policristallino;
- Dismissione dei telai in alluminio (supporto dei pannelli) e plinti di fondazione;
- Dismissione di eventuali cavidotti ed altri materiali elettrici (compresa la cabina di trasformazione BT/MT in prefabbricato).

Accorgimenti adottati:

In fase di dismissione degli impianti fotovoltaici, le varie parti dell'impianto dovranno essere separate in modo da poter riciclare il maggior quantitativo possibile dei singoli elementi, quali alluminio e silicio, presso ditte che si occupano di riciclaggio e produzione di tali elementi; i restanti rifiuti dovranno essere smaltiti come previsto dalla normativa vigente.

8 INTERFERENZE

L'area interessata dall'impianto fotovoltaico e le zone individuate come percorso dei cavidotti elettrici, potrebbero presentare in alcuni punti, interferenze con strutture per l'erogazione di ulteriori servizi, in particolare si è individuati rete per il trattamento delle acque al servizio dell'irrigazione dei campi. Al fine di conoscere la natura di eventuali sottoservizi interferenti sono state inoltrate richieste agli enti competenti. In caso di interferenze saranno applicati i metodi di risoluzione suggeriti da Gestore di rete "Guida per la realizzazione dei cavidotti MT BT e degli alloggiamenti per i gruppi di misura".

