

MINISTERO DELLA TRANSIZIONE ECOLOGICA
VALUTAZIONI ED AUTORIZZAZIONI AMBIENTALI



COMUNI DI VILLASOR E DECIMOPUTZU
Provincia SU

TITOLO
TITLE

REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO SU PENSILINA SITO NEI COMUNI
DI VILLASOR E DECIMOPUTZU (SU) PER UNA POTENZA TOTALE DI 48 MW
Impianto Agrivoltaico

PROGETTAZIONE
ENGINEERING

Studio Ing. Giuliano Giuseppe Medici

Studio Ing. Valeria Medici

COMMITTENTE
CLIENT

ENERGETICA CAMPIDANO SRL

REV_01

OGGETTO
OBJECT

RELAZIONE TECNICA ILLUSTRATIVA_VIA

REL

A

DATA / DATE

NOVEMBRE 2022

REGIONE AUTONOMA DELLA SARDEGNA

COMUNI DI VILLASOR E DECIMOPUTZU (SU)

**REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO SU PENSILINA SITO NEI COMUNI
DI VILLASOR E DECIMOPUTZU (SU) PER UNA POTENZA TOTALE DI 48 MW**

IMPIANTO AGRIVOLTAICO

Commento [U1]: NUOVA DEFINIZIONE

RELAZIONE TECNICO ILLUSTRATIVA

Progettisti:

Studio Dott. Ing. Giuliano G. Medici

Studio Dott. Ing. Arch. Valeria Medici

Società Proponente:

Energetica Campidano s.r.l.

novembre 2022

INDICE

| | |
|--|-----------|
| 1. PREMESSA | 4 |
| 1.1 GLI IMPIANTI AGRIVOLTAICI | 4 |
| 1.2 NORMATIVA DI RIFERIMENTO | 6 |
| 1.2.1 IL D.L. 77/2021 E LA DEFINIZIONE DI AGRIVOLTAICO | 7 |
| 1.2.2 LINEE GUIDA IMPIANTI AGRIVOLTAICI | 8 |
| 2. LOCALIZZAZIONE DEL PROGETTO | 10 |
| 2.1. INQUADRAMENTO GEOGRAFICO..... | 11 |
| 2.2. INQUADRAMENTO CATASTALE..... | 13 |
| 2.3. INQUADRAMENTO URBANISTICO | 14 |
| 2.3.1 PIANO DI FABBRICAZIONE DEL COMUNE DI VILLASOR | 14 |
| 2.3.2 PUC DECIMOPUTZU | 15 |
| 2.4. PARAMETRI URBANISTICI STATO DI PROGETTO | 16 |
| 2.4.1 PARAMETRI LINEE GUIDA AGRIVOLTAICO..... | 17 |
| 3. DESCRIZIONE OPERE IN PROGETTO | 19 |
| 3.1 IMPIANTO AGRIVOLTAICO | 19 |
| 3.1.1 DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO AGV | 19 |
| 3.2 MODALITÀ DI ESECUZIONE DELL'OPERA | 20 |
| 3.3 OPERE CIVILI | 21 |
| 3.3.1 DATI CARATTERISTICI DEL CANTIERE E PREPARAZIONE DEL SITO | 21 |
| 3.3.2 AREA LOGISTICA DI CANTIERE | 24 |
| 3.3.3 REALIZZAZIONE STRADELLI | 25 |
| 3.3.4 REALIZZAZIONE RECINZIONE PERIMETRALE E CANCELLI | 26 |
| 3.3.5 REALIZZAZIONE SIEPE PERIMETRALE..... | 28 |
| 3.3.6 SISTEMA DI ILLUMINAZIONE E VIDEOSORVEGLIANZA | 29 |
| 3.3.6.1 Impianto di Illuminazione | 29 |
| 3.3.6.2 Video Sorveglianza..... | 29 |
| 3.3.7 STRUTTURE DI SOSTEGNO DEI MODULI FOTOVOLTAICI..... | 30 |
| 3.3.8 REALIZZAZIONE DI SCAVI PER GRUPPO INVERTER/TRASFORMATORI E CABINA GENERALE | 31 |
| 3.3.9 REALIZZAZIONE DI TRINCEE E CAVIDOTTI RETE BT E MT INTERNA | 31 |
| 3.4 OPERE ELETTRICHE | 32 |
| 3.4.1. MODULI FOTOVOLTAICI..... | 34 |
| 3.4.2 GRUPPO INVERTER-TRASFORMATORI (SHELTER)..... | 35 |
| 3.4.3 SOTTOSTAZIONE ELETTRICA PRODUTTORE (SSE) | 36 |
| 3.4.3.1 Cabina Generale MT/AT..... | 37 |
| 3.4.3.2 Trasformatori MT/AT | 39 |
| 3.4.3.3 Apparecchiature AT | 39 |
| 3.4.3.4 Servizi Ausiliari..... | 40 |
| 3.4.3.5 Rete di terra..... | 42 |
| 3.4.4 CAVIDOTTO AT..... | 42 |
| 3.5 OPERE AGRICOLE | 44 |
| 3.5.1 GESTIONE DEL SUOLO..... | 44 |
| 3.5.2 OMBREGGIAMENTO | 44 |
| 3.5.3 MECCANIZZAZIONE E SPAZI DI MANOVRA | 45 |
| 3.5.4 PRESENZA DI CAVIDOTTI INTERRATI | 46 |
| 3.5.5 DEFINIZIONE DEL PIANO COLTURALE..... | 46 |
| 3.5.5.1 SCELTA DELL'INDIRIZZO PRODUTTIVO | 46 |
| 3.5.5.2 DESCRIZIONE DEL PIANO COLTURALE DEFINITO PER L'IMPIANTO AGRIVOLTAICO | 47 |

| | |
|--|-----------|
| 4. DISMISSIONE DELL'IMPIANTO | 49 |
| 4.1 SMALTIMENTO DELL'IMPIANTO AGV..... | 50 |
| 4.2 piano di ripristino ambientale..... | 52 |
| 5. EMISSIONI ELETTROMAGNETICHE ED INTERFERENZE | 54 |
| 5.1 RIFERIMENTI NORMATIVI | 55 |
| 5.1.1 VALUTAZIONE DELL'ESPOSIZIONE UMANA. VALORI LIMITE | 55 |
| 5.2 ESPOSIZIONE AI CAMPI A FREQUENZE ESTREMAMENTE BASSE (ELF -EXTREMELY LOW FREQUENCY) | 56 |
| 5.2.1 CAMPO ELETTRICO | 56 |
| 5.2.2 CAMPO MAGNETICO | 56 |
| 5.2.3 FONTI DI EMISSIONE..... | 57 |
| 5.3 EMISSIONI ELETTROMAGNETICHE INDOTTE DAGLI ELETTRODOTTI A SERVIZIO DELL'IMPIANTO | 57 |
| 5.3.1 DIFFERENZA TRA CAMPI INDOTTI DA LINEE ELETTRICHE AEREE E CAVI INTERRATI | 57 |
| 5.3.1.1 <i>Campo elettrico</i> | 57 |
| 5.3.1.2 <i>Campo magnetico</i> | 57 |
| 5.4 ANALISI DELL'IMPATTO ELETTROMAGNETICO DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO IN PROGETTO..... | 59 |
| 5.4.1 CALCOLO DEL CAMPO DI INDUZIONE ELETTROMAGNETICA GENERATO DAGLI ELETTRODOTTI..... | 59 |
| 5.4.2 GRUPPO DI TRASFORMAZIONE..... | 63 |
| 5.4.3 SOTTOSTAZIONE ELETTRICA UTENTE 30/150 KV | 64 |
| 5.4.3.1 <i>Determinazione della fascia di rispetto</i> | 65 |
| 5.4.4 CONCLUSIONI E DISTANZE DI PRIMA APPROSSIMAZIONE (DPA)..... | 67 |
| 6. RISCHIO INCENDIO | 69 |
| 6.1 ANALISI DELLE PRINCIPALI CAUSE DI INCENDIO | 70 |
| 6.1.1 OSSIDAZIONE INTERNA A BAVA DI LUMACA | 71 |

1. **PREMESSA**

Commento [A2]: PARAGRAFO REVISIONATO

Il progetto oggetto della presente relazione prevede la realizzazione di un impianto fotovoltaico situato nell'agro dei comuni di Villasor e Decimoputzu, avente potenza pari a 48 MW.

Tale iniziativa rappresenta un caso favorevole nel campo delle Energie rinnovabili (fotovoltaico) per la sua giusta collocazione ambientale (terreno attualmente adibito prevalentemente a pascolo) per la sua caratteristica di esclusiva Proprietà Privata, e soprattutto per la sua vasta estensione, che rendono disponibile la proprietà a dedicare la sua superficie ad una iniziativa energetica, senza andarne a modificare o inficiare lo sfruttamento agricolo.

La società proponente ENERGETICA CAMPIDANO s.r.l., nasce con l' intento di sviluppare energie rinnovabili e nello specifico sistemi solari fotovoltaici ma allo stesso tempo intraprendere iniziative agricole di concerto con imprese leader nel settore e/o imprese locali. L'obbiettivo è infatti quello di creare occasioni di crescita imprenditoriale e professionale, sia per i professionisti direttamente coinvolti nella parte progettuale, sia per i soggetti interessati nella parte realizzativa dei sistemi e nell'esercizio dell'impianto e non in ultimo, per la comunità locale che beneficerà degli introiti in termini energetici, lavorativi ed ambientali.

Con la realizzazione dell'impianto si intende tra l'altro conseguire un significativo risparmio energetico mediante il ricorso alla fonte energetica rinnovabile rappresentata dal sole. Il ricorso a tale tecnologia nasce dall'esigenza di coniugare:

- la compatibilità con esigenze paesaggistiche e di tutela ambientale;
- nessun inquinamento acustico;
- un risparmio di combustibile fossile;
- una produzione di energia elettrica senza emissioni di sostanze inquinanti.

Il progetto mira a contribuire inoltre al soddisfacimento delle esigenze di "Energia Verde" e allo "Sviluppo Sostenibile" invocate dal Protocollo di Kyoto, dalla Conferenza sul clima e l'ambiente di Copenaghen 2009 e dalla Conferenza sul clima di Parigi del 2015, oltre che a far fronte alla crisi energetica legata agli scenari geopolitici creatisi nell'ultimo anno.

Commento [A3]: NUOVO PARAGRAFO

1.1 **GLI IMPIANTI AGRIVOLTAICI**

L'ultimo ventennio ha rappresentato a livello globale un periodo di fortissimi cambiamenti irreversibili sia a livello energetico che a livello di climatico. La perdita progressiva di suoli fertili e lo sfruttamento intensivo dei terreni ritenuti idonei alla coltivazione ha portato ad una ricerca in campo agricolo sempre più orientata alla sperimentazione di soluzioni innovative e quanto più sostenibili possibile, sia per la natura che per le comunità, in prospettiva di scenari futuri decisamente preoccupanti.

In questo clima di crisi e di fabbisogno energetico ed alimentare, i sistemi agro-fotovoltaici rappresentano attualmente una delle applicazioni più promettenti per accelerare lo sviluppo delle energie rinnovabili e di produzione agricola

Questa tipologia di sistemi consiste in impianti che producono energia rinnovabile tramite pannelli solari, senza sottrarre terreni produttivi all'agricoltura e all'allevamento, ma bensì andando ad integrare le due attività; infatti, sfrutta i terreni agricoli per produrre energia solare ma senza

entrare in competizione con la produzione di cibo e senza consumare suolo. Questo obiettivo è raggiungibile tramite la collocazione dei pannelli non più al suolo, come avviene per i classici impianti fotovoltaici, ma al di sopra di pensiline orientabili chiamate tracker le quali, orientandosi sistematicamente in direzione della fonte solare (orientamento mono o bi-assiale) permettono un incremento della captazione solare e della produzione energetica. Inoltre, il posizionamento di tali strutture permette ai mezzi agricoli di poter effettuare tutte le lavorazioni previste ai fini della produzione agricola.

I vantaggi che tale sistema offre quindi sono molteplici, ad esempio:

- **creazione di zone d'ombra** che vanno a proteggere le colture da eventi climatici estremi
- **miglioramento della competitività delle aziende agricole** perché ne riduce fortemente i costi energetici;
- **raggiungimento degli obiettivi di de carbonizzazione;**
- **utilizzo di una parte dei terreni agricoli** abbandonati in maniera proficua;
- **diminuzione dell'evaporazione** dei terreni;
- **innovazione dei processi agricoli** rendendoli ecosostenibili e maggiormente competitivi.

Per sostenere l'agrivoltaico è necessario ripensare l'impianto fotovoltaico e, nello sviluppo attuale del settore, si sono delineate due diversi approcci:

- nuovo impianto a terra con moduli al suolo le cui fila sono poste ad una distanza maggiore rispetto al tradizionale impianto a terra;
- impianto agrivoltaico con moduli sopraelevati ad una altezza che permette la pratica agricola sull'intera superficie (sotto i moduli e tra le fila dei moduli c.d. interlinee).

L'obiettivo è quello di garantire in futuro l'integrazione del fotovoltaico con l'agricoltura e di permettere l'installazione di impianti solo a determinate condizioni, tra cui:

- presenza della figura agricola come imprescindibile nel processo;
- mantenimento del fondo a carattere agricolo principale;
- integrazione di reddito tra produzione di energia e produzione agricola;
- il posizionamento delle strutture portanti ad altezze maggiori favorirebbe la pratica agricola; per tali impianti agro-fotovoltaici, conformi alle disposizioni del DL. 77/2021, convertito nella L. 108/2021, sono previsti degli incentivi;
- aumento della forza lavoro in seguito ai processi di manutenzione del campo fotovoltaico oltre il mantenimento della forza lavoro agricola;
- fiscalità rivista per gli agricoltori che investono in prima persona sull'agrivoltaico.

1.2 NORMATIVA DI RIFERIMENTO

Negli ultimi anni l'ONU, l'Unione Europea e le principali agenzie internazionali che ricoprono un ruolo fondamentale in materia ambientale si sono occupate, con particolare attenzione, delle problematiche riguardanti la produzione di energie rinnovabili.

A livello internazionale, nel settembre del 2015, l'ONU ha adottato un Piano mondiale per la sostenibilità denominato Agenda 2030 che prevede 17 linee di azione, tra le quali è presente anche lo sviluppo di impianti agro-fotovoltaici per la produzione di energia rinnovabile.

L'Unione Europea ha recepito immediatamente l'Agenda 2030, obbligando gli Stati membri ad adeguarsi a quanto stabilito dall'ONU.

Il 10 novembre 2017, in Italia, è stata approvata la SEN 2030, Strategia Energetica Nazionale fino al 2030. Questa contiene obiettivi più ambiziosi rispetto a quelli dell'agenda ONU 2030, in particolare:

- la produzione di 30 GW di nuovo fotovoltaico;
- la riduzione delle emissioni CO₂;
- lo sviluppo di tecnologie innovative per la sostenibilità.

A livello europeo, invece, l'art. 194 del Trattato sul funzionamento dell'Unione Europea prevede che l'Unione debba promuovere lo sviluppo di energie nuove e rinnovabili per meglio allineare e integrare gli obiettivi in materia di cambiamenti climatici nel nuovo assetto del mercato.

Nel 2018 è entrata in vigore la direttiva riveduta sulle energie rinnovabili (Direttiva UE/2018/2001), nel quadro del pacchetto «Energia pulita per tutti gli europei», inteso a far sì che l'Unione Europea sia il principale leader in materia di fonti energetiche rinnovabili e, più in generale, ad aiutare l'UE a rispettare i propri obiettivi di riduzione di emissioni ai sensi dell'accordo di Parigi.

La nuova direttiva stabilisce un nuovo obiettivo in termini di energie rinnovabili per il 2030, che deve essere pari ad almeno il 32% dei consumi energetici finali, con una clausola su una possibile revisione al rialzo entro il 2023.

Gli Stati membri potranno proporre i propri obiettivi energetici nazionali nei piani nazionali decennali per l'energia e il clima. I predetti piani saranno valutati dalla Commissione Europea, che potrà adottare misure per assicurare la loro realizzazione e la loro coerenza con l'obiettivo complessivo dell'UE. I progressi compiuti verso gli obiettivi nazionali saranno misurati con cadenza biennale, quando gli Stati membri dell'UE pubblicheranno le proprie relazioni nazionali sul processo di avanzamento delle energie rinnovabili.

Dunque, negli ultimi anni, l'Unione Europea ha incentivato notevolmente l'utilizzo di pannelli fotovoltaici al fine di produrre nuova energia "pulita" che dovrebbe contribuire a soddisfare il fabbisogno annuo di energia elettrica di ogni Stato.

A livello nazionale nel 2020 il MISE (Ministero dello Sviluppo Economico), ha adottato il Piano nazionale integrato energia e clima (PNIEC), che rappresenta uno strumento fondamentale per far volgere la politica energetica e ambientale del nostro Paese verso la decarbonizzazione.

Più nel dettaglio, il Piano nazionale integrato energia e clima prevede che in Italia per raggiungere gli obiettivi prefissati si dovrebbero installare circa 50 GW di impianti fotovoltaici entro al 2030, con una media di 6 GW l'anno e, considerando che l'attuale potenza installata annuale è inferiore a 1 GW, è chiaro che è necessario trovare soluzioni alternative per accelerare il passo; basti pensare che solamente in Italia il fabbisogno annuo di energia elettrica è pari a 320 TWh (dati Terna) e solo 24 TWh derivano da impianti fotovoltaici.

Nel processo di transizione ecologica che il nostro Paese sta affrontando appare necessaria una riforma dell'attuale sistema di incentivi. Basti pensare che, nell'ipotesi di ritardi o problematiche che limitino l'installazione degli impianti fotovoltaici sui tetti, resterebbe da collocare un buon 40% dei già menzionati impianti sui terreni agricoli e di conseguenza verrebbe utilizzato lo 0,34% della superficie agricola, pari a circa 40.000 ettari. Importante che il decreto FER2 dovrà prevedere particolari premialità anche per l'installazione di impianti agro-fotovoltaici sui terreni agricoli in Italia.

1.2.1 IL D.L. 77/2021 E LA DEFINIZIONE DI AGRIVOLTAICO

La categoria degli impianti agro-fotovoltaici ha trovato una recente definizione normativa in una fonte di livello primario che ne riconosce la diversità e le peculiarità rispetto ad altre tipologie di impianti. Infatti, l'articolo 31 del D.L. 77/2021, come convertito con la recentissima L. 108/2021, anche definita *governante del Piano nazionale di ripresa e resilienza e prime misure di rafforzamento delle strutture amministrative e di accelerazione e snellimento delle procedure*, ha introdotto, al comma 5, una definizione di impianto agrivoltaico, per le sue caratteristiche utili a coniugare la produzione agricola con la produzione di energia green, è ammesso a beneficiare delle premialità statali.

Nel dettaglio, gli impianti agro-fotovoltaici sono impianti che "adottino soluzioni integrative innovative con montaggio di moduli elevati da terra, anche prevedendo la rotazione dei moduli stessi, comunque in modo da non compromettere la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale, anche consentendo l'applicazione di strumenti di agricoltura digitale e di precisione".

Inoltre, sempre ai sensi della su citata legge, gli impianti devono essere dotati di "sistemi di monitoraggio che consentano di verificare l'impatto sulle colture, il risparmio idrico, la produttività agricola per le diverse tipologie di colture e la continuità delle attività delle aziende agricole interessate."

Tale definizione, imprime al settore un preciso indirizzo programmatico e favorisce la diffusione del modello agrivoltaico con moduli elevati da terra che consente la coltivazione delle intere superfici interessate dall'impianto.

Nella norma non si rinviene un riferimento puntuale all'altezza di elevazione dei pannelli da terra idonea a consentire la pratica agricola ma tale norma deve essere letta insieme alla normativa storica, e tuttora attuale nella sostanza, che ha definito questo settore in Italia.

Tradizionalmente, infatti, gli impianti fotovoltaici si distinguevano, nei fatti e a livello normativo, in "impianti a terra", ovvero con moduli al suolo, ed "impianti integrati", montati sui tetti o sulle serre agricole.

Commento [A5]: NUOVO PARAGRAFO

Come previsto dall'art. 2 del D.M. 19.2.2007 e dall'art. 20 del D.M. 6.8.2010, "gli impianti a terra" ovvero "con moduli ubicati al suolo" vengono individuati e definiti normativamente come quelli "i cui moduli hanno una distanza minima da terra inferiore ai due metri". Tale definizione, individuata a fini incentivanti nel periodo dei "conti energia", non è stata superata e modificata da nessuna fonte regolamentare o legislativa successiva e risulta data per valida e acquisita ovunque e ogni volta che da allora si parla di "impianti a terra" a qualsiasi fine.

Parallelamente, ai sensi delle definizioni del D.M. 5 luglio 2012, troviamo la definizione di serra fotovoltaica identificata come "struttura di altezza minima di 2 metri, nella quale i moduli fotovoltaici costituiscono gli elementi costruttivi della copertura".

Già da principio, mentre gli impianti integrati, ed in particolare le serre nel contesto agricolo, sono stati visti con favore ed incentivati, gli impianti a terra vengono da sempre considerati negativamente a causa del consumo del suolo che comportano, poiché lo sottraggono all'uso agricolo. Per questo motivo, ed in particolare per effetto dell'art. 65 del D.L. n. 1/2012, gli impianti a terra sono stati esclusi dagli incentivi statali per il fotovoltaico, prima ancora che questi ultimi cessassero di esistere.

Il nuovo D.L. 77/2021, quindi, si inserisce legittimamente in questo percorso definitorio e riconosce agli impianti agro-fotovoltaici i benefici del supporto statale, differenziandoli, ancora una volta, dagli impianti a terra. Seguendo il filone suddetto, potremmo facilmente paragonare il nuovo impianto agrivoltaico ad "moderna serra aperta" o meglio ad un nuovo sistema green per la protezione delle colture tramite coperture fotovoltaiche mobili (senza comportare comunque costruzione di volumi chiusi), le cui caratteristiche strutturali conformi alla normativa, si sostanziano nel sopraelevare i moduli su strutture di altezza minima da terra pari a due metri, così da permettere pienamente la continuità delle attività di coltivazione.

Dalle esperienze riportate nei paragrafi successivi, si nota come alcuni dei nuovi impianti agro fotovoltaici oggi in proposta vanno in questa direzione, prevedendo altezze delle strutture pari a circa 3 metri con altezza minima da terra (a inclinazione massima del modulo montato su tracker – 60°) di circa 1,05 metri. Tale altezza permette la coltivazione delle intere superfici interessate dall'impianto e la gestione del campo con le consuete pratiche e macchine agricole.

1.2.2 LINEE GUIDA IMPIANTI AGRIVOLTAICI

Nell'ambito del quadro normativo sopra esposto è stato elaborato e condiviso il documento definito "Linee guida in materia di impianti Agrivoltaici", prodotto nell'ambito di un gruppo di lavoro coordinato dal Ministero della Transizione Ecologica - Dipartimento per L'energia, e composto da:

- CREA - Consiglio per la ricerca in agricoltura e l'analisi dell'economia agraria;
- GSE - Gestore dei servizi energetici S.p.A.;
- ENEA - Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile;
- RSE - Ricerca sul sistema energetico S.p.A.

Commento [A6]: NUOVO PARAGRAFO

Il lavoro prodotto ha lo scopo di chiarire quali sono le caratteristiche minime e i requisiti che un impianto fotovoltaico dovrebbe possedere per essere definito agrivoltaico, sia per ciò che riguarda gli impianti più avanzati, che possono accedere agli incentivi PNRR, sia per ciò che concerne le altre tipologie di impianti agrivoltaici, che possono comunque garantire un'interazione più sostenibile fra produzione energetica e produzione agricola.

Possono in particolare essere definiti i seguenti requisiti:

- REQUISITO A: Il sistema è progettato e realizzato in modo da adottare una configurazione spaziale ed opportune scelte tecnologiche, tali da consentire l'integrazione fra attività agricola e produzione elettrica e valorizzare il potenziale produttivo di entrambi i sottosistemi;
- REQUISITO B: Il sistema agrivoltaico è esercito, nel corso della vita tecnica, in maniera da garantire la produzione sinergica di energia elettrica e prodotti agricoli e non compromettere la continuità dell'attività agricola e pastorale;
- REQUISITO C: L'impianto agrivoltaico adotta soluzioni integrate innovative con moduli elevati da terra, volte a ottimizzare le prestazioni del sistema agrivoltaico sia in termini energetici che agricoli;
- REQUISITO D: Il sistema agrivoltaico è dotato di un sistema di monitoraggio che consenta di verificare l'impatto sulle colture, il risparmio idrico, la produttività agricola per le diverse tipologie di colture e la continuità delle attività delle aziende agricole interessate;
- REQUISITO E: Il sistema agrivoltaico è dotato di un sistema di monitoraggio che, oltre a rispettare il requisito D, consenta di verificare il recupero della fertilità del suolo, il microclima, la resilienza ai cambiamenti climatici.

Si ritiene dunque che:

- Il rispetto dei requisiti A, B è necessario per definire un impianto fotovoltaico realizzato in area agricola come "agrivoltaico". Per tali impianti dovrebbe inoltre previsto il rispetto del requisito D.2.
- Il rispetto dei requisiti A, B, C e D è necessario per soddisfare la definizione di "impianto agrivoltaico avanzato" e, in conformità a quanto stabilito dall'articolo 65, comma 1-quater e 1-quinquies, del decreto-legge 24 gennaio 2012, n. 1, classificare l'impianto come meritevole dell'accesso agli incentivi statali a valere sulle tariffe elettriche.
- Il rispetto dei A, B, C, D ed E sono pre-condizione per l'accesso ai contributi del PNRR, fermo restando che, nell'ambito dell'attuazione della misura Missione 2, Componente 2, Investimento 1.1 "Sviluppo del sistema agrivoltaico", come previsto dall'articolo 12, comma 1, lettera f) del decreto legislativo n. 199 del 2021, potranno essere definiti ulteriori criteri in termini di requisiti soggettivi o tecnici, fattori premiali o criteri di priorità.

2. LOCALIZZAZIONE DEL PROGETTO

Commento [A7]: PARAGRAFO
REVISIONATO

Il progetto oggetto della seguente relazione, come già citato nella premessa, consiste in un impianto agrivoltaico sito nelle aree agricole nei comuni di Villasor e Decimoputzu, provincia del Sud Sardegna. Per lo sviluppo del progetto è stata individuata un'area pianeggiante pari a circa 90 ettari, attualmente interessata da colture foraggere e da attività pastorizie. **Come si evince da una prima analisi sull'area vasta, questa è caratterizzata da diverse tipologie di attività agricole che spaziano da colture a pieno campo (foraggere e cerealicole) ai frutteti e agli orti, vera e propria vocazione dell'area.**



Figura 1: Stralcio aerofotogrammetria area vasta con indicazione delle aree a disposizione per l'impianto AGV (fonte Google Earth).



Figura 2: Stralcio aerofotogrammetria zona di intervento con indicazione delle aree occupate dalle strutture di impianto AGV (fonte Google Earth).

2.1. INQUADRAMENTO GEOGRAFICO

Commento [A8]: PARAGRAFO
REVISIONATO

Il sito individuato per la realizzazione della centrale fotovoltaica, si trova in località "Sartu Is Coccus" parte in agro del Comune di Villasor parte in agro del Comune di Decimoputzu nella Provincia del Sud Sardegna, nell'area a Ovest del territorio comunale di Villasor.

I dati per l'individuazione sono i seguenti:

- Latitudine di e Longitudine di; altitudine di 28 m s.l.m.;
- Carta Tecnica Regionale della Sardegna in scala 1:10.000 fogli

I dati per l'individuazione sono i seguenti:

- Latitudine: 39°22' 15.39" N;
- Longitudine: 8° 53'02.56" E;
- Altitudine media: circa 28 m s.l.m.;
- Carta IGM: Foglio 547;
- Carta Tecnica Regionale: Fogli 556030 e 556040.

ENERGETICA CAMPIDANO s.r.l.
REALIZZAZIONE IMPIANTO AGRIVOLTAICO SU INSEGUITORI MONOASSIALI



Figura 3: Stralcio mappa CTR Fogli 556030 e 556040 con indicazione delle aree interessate dall'impianto AGV in grigio e le aree interessate da attività agricole in verde chiaro.

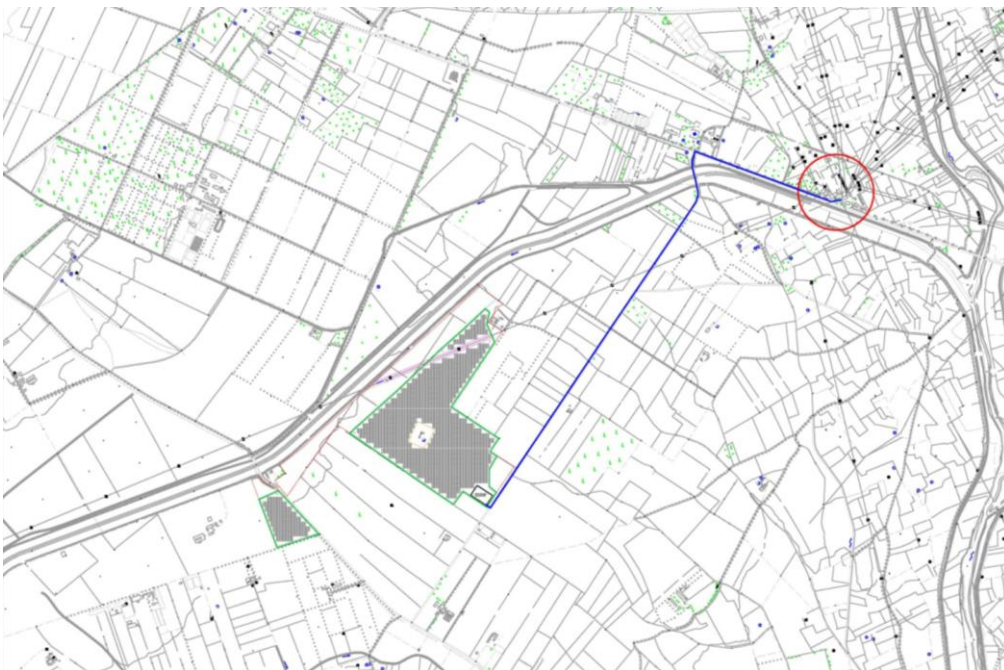


Figura 4: Stralcio mappa CTR Fogli 556030 e 556040 con indicazione del campo AGV e della linea di connessione.

2.2 INQUADRAMENTO CATASTALE

Commento [A9]: PARAGRAFO
REVISIONATO

I lotti su cui verranno realizzate le strutture dell'impianto sono individuati al Catasto dei Terreni dei Comuni di Villasor e Decimoputzu come di seguito riportato:

- a. Comune di Villasor
 - Foglio 20 mappale 403;
 - Foglio 21 mappale 566;
 - Foglio 44 mappali 20, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 45, 121, 130, 152, 153, 154, 155, 156, 157, 158, 159, 188, 195, 206;
- b. Comune di Decimoputzu
 - Foglio 2 mappale 825.



Figura 5: Stralcio planimetria catastale con indicazione delle aree interessate dall'installazione delle pensiline fv dell'impianto agrivoltaico.

Per quanto concerne i parametri urbanistici di progetto, il lotto a disposizione della società proponente possiede un'estensione pari a circa 900'000 mq, mentre la superficie interessata per le opere di impianto avrà un'estensione pari a circa 600'000 mq (comprese le aree libere tra le schiere fv). Ne consegue che saranno presenti più aree libere dall'installazione delle pensiline fotovoltaiche (le quali potranno essere destinate a colture a pieno campo o a pascolo); mentre la superficie coperta occupata sarà pari a circa 229'100 mq ripartiti secondo la tabella seguente.

| CALCOLO SUPERFICI COPERTE | | | | | |
|--|-----------|--------------|------------------|-----------------------------|----------------------------|
| ELEMENTO DI IMPIANTO | n° | L [m] | Largh [m] | Parz.[m²] | TOT [m²] |
| Superficie coperta moduli FV | 2'559 | 37,50 | 2,384 | 89,40 | 228'774,60 |
| Area gruppi inverter/trasformatori 4 moduli | 2 | 13,50 | 1,50 | 20,25 | 40,50 |
| Area gruppi inverter/trasformatori 3 moduli | 9 | 12,00 | 1,50 | 18,00 | 162,00 |
| Area gruppi inverter/trasformatori 2 moduli | 4 | 10,00 | 1,50 | 61,25 | 60,00 |
| Area Cabina generale MT/AT | 1 | 18,00 | 2,50 | 45,00 | 45,00 |
| TOTALE MQ | | | | | 229.082,10 |

Tabella 2.1: calcolo superfici coperte.

2.3. INQUADRAMENTO URBANISTICO

2.3.1 PIANO DI FABBRICAZIONE DEL COMUNE DI VILLASOR

La pianificazione territoriale nel Comune di Villasor è effettuata mediante il Programma di Fabbricazione ed il Regolamento Edilizio (il Piano Urbanistico Comunale è stato predisposto e deve essere presentato per l'approvazione al consiglio comunale e il piano degli insediamenti produttivi è stato approvato ed è in fase di attuazione).

L'area di progetto risulta situata in zona omogenea E (agricola-pastorale). A livello di regolamento comunale non sussistono impedimenti alla realizzazione di impianti fotovoltaici.

Le NTA per queste zone omogenee non prevedono limitazioni alla costruzione di impianti alimentati da energie rinnovabili.

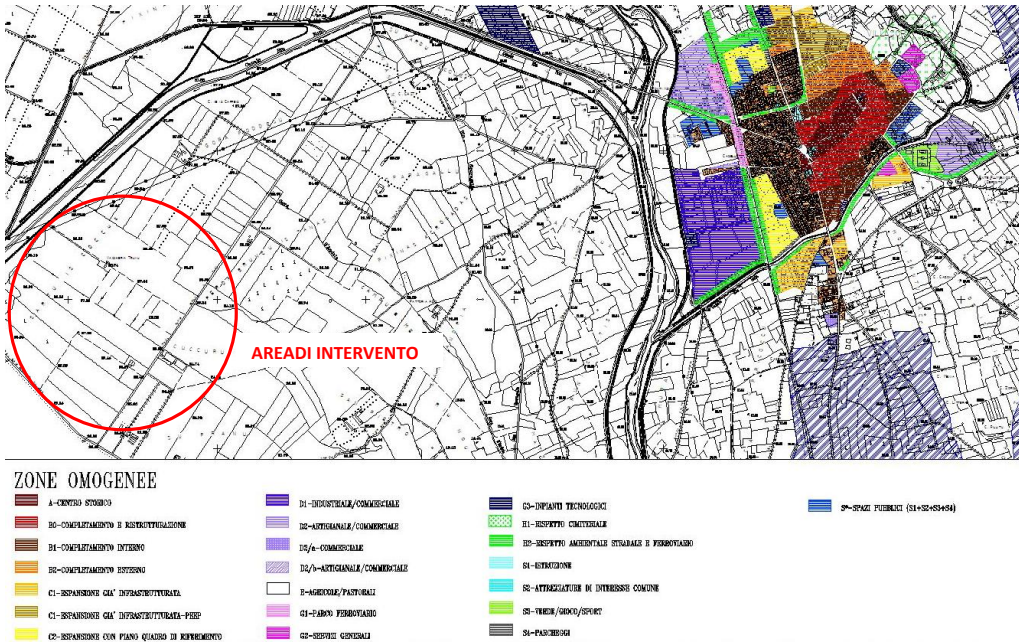


Figura 4: Stralcio Tav. 2.1.1.B di variante al PDF del Comune di Villazor.

2.3.2 PUC DECIMOPUTZU

Il PUC di Decimoputzu, adottato con Delibera c.c. n. 27 del 19/07/2002 e approvato in via definitiva con Delibera n. 16 del 28/03/2003, individua le aree di progetto come ricadenti in zona E, sottozona E2 "aree di primaria importanza per la funzione agricolo-produttiva" ed E5 "aree marginali per l'attività agricola nelle quali viene ravvisata l'esigenza di garantire condizioni adeguate di stabilità ambientale".

Le NTA per queste zone omogenee non prevedono limitazioni alla costruzione di impianti alimentati da energie rinnovabili.

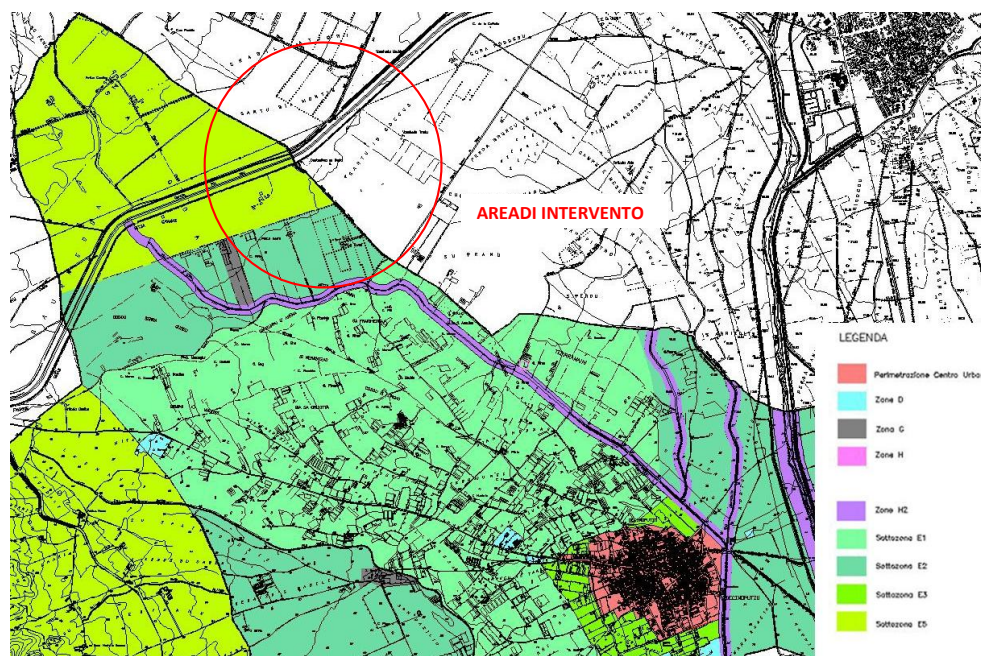


Figura 5: Stralcio Tav. zonizzazione PUC del Comune di Decimoputzu.

2.4. PARAMETRI URBANISTICI STATO DI PROGETTO

Commento [A10]: PARAGRAFO REVISIONATO

Il lotto oggetto di intervento possiede un'estensione pari a 900'000 m² (vedi elaborati grafici), mentre la configurazione definitiva dello stato di progetto, prevede una superficie coperta pari a circa 230'000 mq.

Nelle zone E, secondo le NTA dei comuni di Villasor e Decimoputzu, sono ammessi diversi tipi di costruzione, tra cui:

Impianti tecnologici di interesse pubblico, quali: cabine ENEL, centraline telefoniche, stazioni di ponti radio, ripetitori e simili.

L'indice massimo nell'edificazione risulta:

- Comune di Decimoputzu
1,00 mc/mq
- Comune di Villasor
Indice fondiario massimo di 0,03 mc/mq con la possibilità di aumento di detto limite fino ad un massimo di 1,00 mc/mq previa specifica deliberazione del Consiglio Comunale.

Per i fondi compresi in zona agricola, allo scopo di mantenere l'attuale paesaggio agrario a "campi aperti", è possibile autorizzare solo recinzioni di tipo precario (a paletti e rete).

tali recinzioni devono essere realizzate nel rispetto dei distacchi dalle strade previsti dalle norme del nuovo Codice della strada e nel caso di strada comunali e vicinali, comunque, deve essere rispettata la distanza minima di 4,00 ml dall'asse stradale.

2.4.1 PARAMETRI LINEE GUIDA AGRIVOLTAICO

L'impianto in oggetto, in ottemperanza alle "Linee Guida in materia di Impianti agrivoltaici" pubblicate nel giugno 2022, rispetta i seguenti requisiti:

- REQUISITO A: Il sistema è progettato e realizzato in modo da adottare una configurazione spaziale ed opportune scelte tecnologiche, tali da consentire l'integrazione fra attività agricola e produzione elettrica e valorizzare il potenziale produttivo di entrambi i sottosistemi;
- REQUISITO B: Il sistema agrivoltaico è esercito, nel corso della vita tecnica, in maniera da garantire la produzione sinergica di energia elettrica e prodotti agricoli e non compromettere la continuità dell'attività agricola e pastorale;
- REQUISITO C: L'impianto agrivoltaico adotta soluzioni integrate innovative con moduli elevati da terra, volte a ottimizzare le prestazioni del sistema agrivoltaico sia in termini energetici che agricoli;
- REQUISITO D: Il sistema agrivoltaico è dotato di un sistema di monitoraggio che consenta di verificare l'impatto sulle colture, il risparmio idrico, la produttività agricola per le diverse tipologie di colture e la continuità delle attività delle aziende agricole interessate;
- REQUISITO E: Il sistema agrivoltaico è dotato di un sistema di monitoraggio che, oltre a rispettare il requisito D, consenta di verificare il recupero della fertilità del suolo, il microclima, la resilienza ai cambiamenti climatici.

Si riassumono in tabella i dati relativi alle due caratteristiche principali che definiscono l'impianto "Agrivoltaico", ovvero:

A.1 Superficie minima coltivata: è prevista una superficie minima dedicata alla coltivazione.

Si dovrebbe garantire sugli appezzamenti oggetto di intervento (superficie totale del sistema agrivoltaico, S_{tot}) che almeno il 70% della superficie sia destinata all'attività agricola, nel rispetto delle Buone Pratiche Agricole (BPA).

$$S. agricola \geq 0,7 \cdot S_{tot}$$

A.2 LAOR massimo: è previsto un rapporto massimo fra la superficie dei moduli e quella agricola (LAOR= *Land Area Occupation Ratio*).

Il LAOR è il rapporto tra la superficie totale di ingombro dell'impianto agrivoltaico (S_{pv}), e la superficie totale occupata dal sistema agrivoltaico (S_{tot}). Il valore è espresso in percentuale.

$$LAOR \leq 40\%$$

| S.Tot IMPIANTO (mq) | S. agricola IMPIANTO (mq) | S. coperta MODULI FV (mq) | S. agricola/S. tot (%) | LAOR (%) | RISPETTO REQUISITI |
|---------------------|---------------------------|---------------------------|------------------------|----------|--------------------|
| 920.000 | 860.925 | 228.775 | 93,6 | 26,5 | SI |

Tabella 2.2: Rispetto dei requisiti A delle Linee guida sugli impianti agro voltaici dell'impianto in progetto.

B.1 Continuità dell'attività agricola.

a) L'esistenza e la resa della coltivazione.

Come si evince dai dati presenti nella relazione specialistica, attualmente i lotti sono destinati ad attività di pastorizia e coltivazione in conto terzi di cereali per foraggio.

La resa fornita dall'azienda agricola operante nei lotti, la Società Semplice Agricola Cualbu Moriconi, in riferimento alle colture foraggere, risulta pari a: 2,5 q.li/ha. Analizzando le opere previste in progetto, la resa di coltivazione subirà un incremento positivo legato alla conversione di una porzione di terreno ad indirizzo orticolo, più produttivo e remunerativo rispetto a quello attuale (per una analisi puntuale dei dati si rimanda alla relazione specialistica: Business plan Relazione Agronomica).

In riferimento ai capi di bestiame presenti in azienda, vengono forniti i seguenti dati:

- Ovini: 300 capi;
- Bovini: 20 capi;
- Equini: 5 capi.

Il pascolo del bestiame è operato sia nei lotti interessati dall'impianto in progetto, sia in aree limitrofe. Il latte ricavato dalla mungitura viene in parte trasformato dalla stessa azienda ed in parte venduto.

b) Il mantenimento dell'indirizzo produttivo.

Ove sia già presente una coltivazione a livello aziendale, andrebbe rispettato il mantenimento dell'indirizzo produttivo o, eventualmente, il passaggio ad un nuovo indirizzo di valore economico più elevato.

Nel caso di progetto si è optato per il mantenimento dell'indirizzo produttivo attualmente in essere per una porzione di lotto (parte da destinarsi al pascolo e parte alle colture foraggere); mentre per una porzione di terreno si è optato per la riconversione agricola a colture orticole, indirizzo produttivo più redditizio rispetto a quello attuale (per una analisi puntuale dei dati si rimanda alla relazione specialistica: Business plan Relazione Agronomica).

B.2 Producibilità elettrica minima.

In base alle analisi svolte, si ritiene che, la produzione specifica di un impianto agrivoltaico, paragonata alla producibilità elettrica specifica di riferimento di un impianto fotovoltaico standard, non dovrebbe essere inferiore al 60% di quest'ultima, ovvero:

$$FV_{agri} \geq 0,6 FV_{standard}$$

Nel caso in progetto, si ritiene che la producibilità specifica del sistema agrivoltaico, in base alla potenza ed efficienza dei pannelli utilizzati ed al sistema di inseguimento di rollio monoassiale, si attesti su valori decisamente superiori al 60% della producibilità di un impianto FV standard. Infatti, i sistemi solari ad inseguimento di rollio forniscono un incremento di energia rispetto ai sistemi tradizionali di almeno il 15%. Si riportano di seguito dati di producibilità per entrambi i sistemi ricavati da software di calcolo (PV syst):

- Producibilità annua presunta sistema Agrivoltaico: 1,09 GWh/ha/anno
- Producibilità annua presunta sistema FV tradizionale: 0,84 GWh/ha/anno.

3. DESCRIZIONE OPERE IN PROGETTO

Il progetto si compone di due aspetti differenti ma che saranno coniugati tra loro:

- produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile (solare);
- organizzazione agricola dell'area.

Questo si traduce in una serie di opere progettuali così identificate:

- opere legate alla realizzazione dell'impianto agrivoltaico;
- opere legate alla preparazione del suolo e all'organizzazione agricola dei fondi (approvvigionamento idrico, ricovero attrezzi e macchinari...).

3.1 IMPIANTO AGRIVOLTAICO

La Committente intende realizzare nel territorio dei Comuni di Villasor e Decimoputzu (SU), Località Sartu Is Coccus, un impianto agrivoltaico da 48.000 kWp con inseguitori monoassiali (tracker), comprensivo delle relative opere di connessione in AT alla RTN.

A seguito del ricevimento della STMG da parte del gestore di Rete in data 07.05.2020, è stato possibile definire puntualmente le opere progettuali da realizzare, che si possono così sintetizzare:

- impianto agrivoltaico ad inseguimento monoassiale, della potenza complessiva installata di 48.000 kWp;
- futura stazione elettrica di trasformazione 150/30 kV SSE (Sottostazione Utente-SSE), di proprietà della Società, da realizzarsi nel Comune di Villasor (SU), in un'area facente parte del lotto di impianto;
- collegamenti interrati in BT per il collegamento dei moduli fotovoltaici ai gruppi inverter/trasformatori dell'impianto;
- collegamenti interrati in MT, per il collegamento dei gruppi inverter/trasformatori dell'impianto alla cabina di consegna MT/AT della Sottostazione Utente (SSE);
- collegamento in cavo interrato in AT tra lo stallo della Sottostazione Utente ed il nuovo stallo arrivo produttore nella sezione a 150 kV dell'esistente Stazione RTN di Serramanna, avente una lunghezza di circa 3,5 km;
- nuovo stallo arrivo produttore a 150 kV che dovrà essere realizzato nella sezione a 150 kV dell'esistente Stazione elettrica 380/150 kV della RTN di Serramanna, di proprietà del gestore di rete.

3.1.1 DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO AGV

L'impianto in progetto, del tipo ad inseguimento monoassiale, prevede l'installazione di strutture di supporto dei moduli fotovoltaici (realizzate in materiale metallico), disposte in direzione Nord-Sud su file parallele ed opportunamente spaziate tra loro (interasse di 5 m), per ridurre gli effetti degli ombreggiamenti. I moduli ruotano sull'asse da Est a Ovest, seguendo l'andamento giornaliero del sole. L'angolo massimo di rotazione dei moduli di progetto è di +/- 60°. L'altezza dell'asse di rotazione dal suolo è pari a 2,80 m.

Commento [A12]: NUOVO
PARAGRAFO

Commento [A13]: NUOVO
PARAGRAFO

Commento [A14]: NUOVO
PARAGRAFO

Lo spazio libero minimo tra una fila e l'altra di moduli, quando questi sono disposti parallelamente al suolo (ovvero nelle ore centrali della giornata), risulta essere pari a 2,50 m.

L'ampio spazio disponibile tra le strutture (i pali di ciascun tracker sono disposti ogni 7 m), come si vedrà in dettaglio ai paragrafi seguenti, fanno in modo che non vi sia alcun problema per quanto concerne il passaggio di varie tipologie di macchine trattatrici ed operatrici in commercio.

In sintesi l'impianto sarà costituito da:

- 71.652 moduli fotovoltaici di potenza unitaria paria a 670 Wp, installati su strutture di sostegno in acciaio di tipo mobile (inseguitori), con relativi motori elettrici per la movimentazione. Le strutture saranno ancorate al suolo tramite paletti in acciaio direttamente infissi nel terreno evitando qualsiasi struttura in calcestruzzo, riducendo sia i movimenti in terra (scavi e rinterrati) che le opere di ripristino conseguenti. È previsto in particolare che siano installati 2.559 inseguitori che sostengono 28 moduli ,
- 2 gruppi conversione/trasformazione + Quadri BT/MT preassemblati costituiti da 4 moduli aventi ciascuno potenza DC pari a 1.250 kW, di dimensioni pari a circa 13,5m x 3,76m x 1,5m (L x H x P);
- 1 gruppo conversione/trasformazione + Quadri BT/MT preassemblato costituito da 3 moduli aventi ciascuno potenza DC pari a 1.250 kW, di dimensioni pari a circa 12m x 3,76m x 1,5m (L x H x P);
- 8 gruppi conversione/trasformazione + Quadri BT/MT preassemblati costituiti da 3 moduli aventi ciascuno potenza DC pari a 1.000 kW, di dimensioni pari a circa 12m x 3,76m x 1,5m (L x H x P);
- 2 gruppi conversione/trasformazione + Quadri BT/MT preassemblati costituiti da 2 moduli aventi ciascuno potenza DC pari a 1.250 kW, di dimensioni pari a circa 10m x 3,76m x 1,5m (L x H x P);
- 2 gruppi conversione/trasformazione + Quadri BT/MT preassemblati costituiti da 2 moduli aventi ciascuno potenza DC pari a 1.000 kW, di dimensioni pari a circa 10m x 3,76m x 1,5m (L x H x P);
- Una Cabina Generale MT/AT nell'area della SSE Produttore per la raccolta dell'energia prodotta dall'Impianto in MT e la successiva trasformazione in AT;
- Tutta la rete BT, ovvero dei cavi BT in c.c. (cavi solari) e relativa quadristica elettrica (quadri di parallelo stringhe), dei cavi BT in c.a. e relativa quadristica elettrica di comando, protezione e controllo;
- Tutta la rete MT, per il trasferimento dell'energia prodotta dall'impianto agrivoltaico verso la SSE Produttore 150/30 kV di trasformazione;
- Il cavidotto AT per la connessione della SSE Produttore alla SE Terna a cui sarà elettricamente connessa.

3.2 MODALITÀ DI ESECUZIONE DELL'OPERA

Il progetto prevede la realizzazione dell'opera mediante la seguente sequenza di operazioni:

- Pulizia del terreno e preparazione del piano di posa della strutture porta moduli e cabine;

Commento [A15]: PARAGRAFO
REVISIONATO

- Realizzazione delle recinzioni;
- Realizzazione scavi a sezione ristretta per la posa dei cavidotti e posa dei pozzetti di raccolta;
- Posa in opera delle strutture portanti (tracker) mediante infissione nel terreno dei pali di sostegno;
- Posa in opera dei basamenti per le cabine e shelter, relativi allacci alle reti tecnologiche;
- Montaggio e cablaggio moduli e degli shelter (gruppo inverter/trasformatori);
- Installazione dei quadri di campo;
- Costruzione Sottostazione MT/AT con allestimento cabine (uffici e cabina Generale MT/AT).
- Posa della linea di connessione alla rete RTN;
- Collaudi intermedi e finale.

Gli interventi proposti per la realizzazione degli edifici e dei locali contenuti utilizzeranno nelle parti non strutturali e per quanto possibile materiali leggeri, innovativi ed amovibili.

Il materiale proveniente dagli scavi per la posa dei cavidotti sarà utilizzato per il dovuto rinterro.

Dati i tempi di realizzazione dell'impianto (stimati in 10 mesi) ed il numero di imprese e di maestranze impiegate sarà necessario l'allestimento di un'area di cantiere adeguata, completa di tutti i baraccamenti necessari a garantire i servizi (ad esempio: locale spogliatoio, mensa, direzione lavori, servizi sanitari, ecc...).

3.3 OPERE CIVILI

Le opere Civili riguarderanno dapprima la preparazione del sito e poi la posa in opera delle varie componenti d'Impianto, quindi:

- eventuale preparazione sito;
- realizzazione stradelli;
- recinzione Impianto agrivoltaico;
- cancelli di accesso all'Impianto;
- impianti di illuminazione e Videosorveglianza;
- siepe perimetrale;
- strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici;
- cabine elettriche;
- trincee per cavidotti BT, MT e AT.

3.3.1 DATI CARATTERISTICI DEL CANTIERE E PREPARAZIONE DEL SITO

Si riportano di seguito i dati utili previsti per la definizione del cantiere in termini di durata e di macchinari/personale occupati per le lavorazioni.

- Durata cantiere: 12 mesi
- Numero medio di operai impiegati 100

Commento [A16]: PARAGRAFO
REVISIONATO

Commento [A17]: NUOVO
PARAGRAFO

- Numero massimo di operai impiegati 300
- Ampiezza area di intervento 92 ettari

Numero macchine presenti in cantiere 34 di cui:

- Avvitatori per pali 5
- Trinciatutto 3
- Pala meccanica 3
- Escavatori 3
- Trattori con rimorchio 6
- Muletti 2
- Manitou 2
- Camioncini 2
- Miniescavatori 3
- Rulli compattatori 2
- Autobotti per abbattimento polveri 2

Sottocantieri

- Numero sottocantieri 6

Ogni sottocantiere dispone di:

- Ufficio 1
- Toilette 2
- Docce 2
- Spogliatoio 2
- Operai da 30 a 80

Cantiere principale

- Uffici 2
- Ricovero attrezzi 1

Il ricovero attrezzi sarà ricavato preferibilmente all'interno di strutture preesistenti nelle aziende occupate ed idoneamente adatte.

- Officina 1

L'officina sarà ricavata preferibilmente all'interno di struttura preesistente nelle aziende occupate ed idoneamente adattata.

- Mensa con pasti preparati da struttura esterna 1

La mensa sarà allestita in struttura prefabbricata temporanea (per la sola durata temporale del cantiere) idonea all'uso dotata di tavoli e panche per la seduta e capace di ospitare il personale impegnato nella realizzazione dell'opera. I pasti saranno forniti direttamente in cantiere da azienda specializzata in servizi per comunità che dovrà distribuire il pasto nell'arco di 15 minuti dal momento di arrivo al cantiere

ENERGETICA CAMPIDANO s.r.l.
REALIZZAZIONE IMPIANTO AGRIVOLTAICO SU INSEGUITORI MONOASSIALI

- Toilette e bagni con scarico in minidepuratore 8
- Spogliatoi 8
- Container infermeria e pronto soccorso 1
- accumulo per acqua potabile Litri 10.000
- impianto antincendio Litri 10.000



Figura 6: Esempi di macchine operatrici impegnate per la costruzione dell'impianto (Autocarro e Pala cingolata).



Figura 7: Esempi di macchine operatrici impegnate per la costruzione dell'impianto (Escavatore e macchina battipalo o avvitatore).

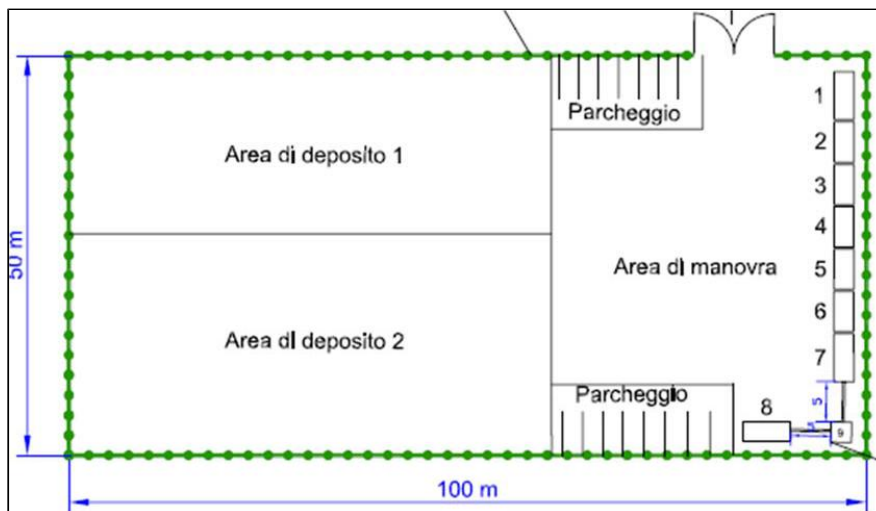


Figura 8 Esempi di macchine operatrici impegnate per la costruzione dell'impianto (Bobcat e Manitou).

Se sarà necessaria verrà effettuata una pulizia propedeutica del terreno dalle graminacee e dalle piante selvatiche preesistenti o qualsiasi altro tipo di coltura arborea; queste ultime potranno eventualmente essere espianate e collocate in aree del terreno non interessate dall'impianto fv. In generale gli interventi di spianamento e di livellamento, dovendo essere ridotti al minimo, saranno ottimizzati in fase esecutiva.

3.3.2 AREA LOGISTICA DI CANTIERE

Per l'alloggiamento dei prefabbricati di cantiere si prevede l'occupazione di un'area di 50 m x 100 m e per lo stoccaggio dei materiali l'occupazione di un'area di 30 m x 80 m; organizzate secondo lo schema seguente:



Commento [A18]: NUOVO PARAGRAFO

| | |
|-------|---|
| 1 | Modulo prefabbricato adibito a sala riunioni (6x2.5x2.5m) |
| 2-3-4 | Moduli prefabbricati adibito ad uffici (5x2.5x2.5m) |
| 5 | Modulo prefabbricato adibito a spogliatoio (5x2.5x2.5m) |
| 6 | Modulo prefabbricato adibito a refettorio (5x2.5x2.5m) |
| 7 | Modulo bagni attrezzato con 4 docce, 2 lavabi e 3 WC (6x2.5x2.5m) |
| 8 | Modulo bagni attrezzato con 4 docce, 2 lavabi e 3 WC (6x2.5x2.5m) |
| 9 | Pozzo nero |

N.B.

- n.3 turche da cantiere saranno di volta in volta ubicate in posizione diverse a seconda delle esigenze
- n.2 moduli prefabbricati (5x2.5x2.5m) saranno posizionati in prossimità dell' area di costruzione della SSE ed adibiti uno ad ufficio e l' altro a refettorio / riposo
- n. 1 turca da cantiere sarà posizionata in prossimità dell'area di costruzione della SSE

Figura 9: Organizzazione tipo area di cantiere.



Figura 10: Collocazione area logistica di cantiere e area di stoccaggio nel sito di intervento.

3.3.3 REALIZZAZIONE STRADELLI

La viabilità interna all'impianto agrivoltaico, come indicato negli elaborati di progetto, sarà costituita da una strada perimetrale interna alla recinzione e da una serie di stradelli che

Commento [A19]: NUOVO PARAGRAFO

attraversano trasversalmente le aree di impianto. E' prevista una larghezza pari a circa 4 metri per le strade perimetrali e pari a circa 3,5-4 m per gli stradelli interni al lotto. Dal punto di vista strutturale, le strade perimetrali di impianto saranno costituite da una massiciata tipo Macadam, per la quale sono previste le seguenti fasi di lavorazione:

- scoticamento superficiale per una profondità massima di 20 cm;
- posa di strato di base costituito da materiale lapideo proveniente da cave di prestito o scavi di cantiere, per uno spessore di 20 cm – pezzatura 70-100 mm;
- posa di uno strato superiore a formare il piano viabile, in misto di cava per uno spessore di 10 – pezzatura 0-20 mm.

In base alla tipologia del terreno di sottofondo riscontrato, potrebbe essere necessario l'utilizzo di telo di geo-tessuto ad ulteriore rinforzo del sottofondo, così da evitare cedimenti al passaggio dei mezzi di servizio, e crescita di erbe infestanti durante la fase di esercizio dell'impianto.

Il materiale di posa sopraccitato potrà essere rinvenuto direttamente in sito durante le fasi di scavo per la posa delle Cabine di Campo. Ciò consentirà di ridurre notevolmente l'apporto di materiale da cave di prestito, riducendo così anche i costi dell'intero progetto.

Per gli stradelli interni all'impianto invece non sarà previsto alcun intervento rispetto alla situazione attuale del sito, se non il taglio periodico della vegetazione spontanea nel caso in cui dovesse arrecare disturbo al passaggio dei mezzi agricoli.

Le strade perimetrali e quelle interne, seguiranno l'andamento orografico attuale, che di per se risulta pressoché pianeggiante.

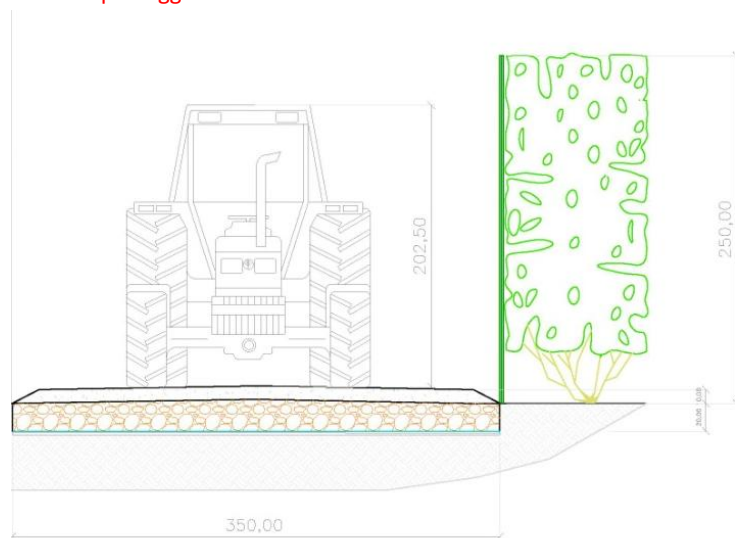


Figura 11: Sezione tipo strada perimetrale impianto.

3.3.4 REALIZZAZIONE RECINZIONE PERIMETRALE E CANCELLI

L'area nella quale sorgerà l'impianto sarà recintata con pannelli di rete metallica con maglia

Commento [A20]: NUOVO PARAGRAFO

50x200 mm, di lunghezza pari a 2,00 m ed altezza di 2,50 m; per assicurare una adeguata protezione dalla corrosione il materiale sarà zincato e rivestito con PVC di colore verde. I pannelli saranno fissati a paletti di acciaio anche essi con colorazione verde. I paletti saranno infissi nel terreno e alcuni saranno poi opportunamente controventati.

Alcuni dei moduli elettrosaldati saranno rialzati in modo da lasciare uno spazio verticale tra 20 e 30 cm circa tra terreno e recinzione, per permettere il movimento interno-esterno (rispetto l'area di impianto) della piccola fauna.

I cancelli saranno realizzati in acciaio zincato anch'essi grigliati e sostenuti da paletti in tubolare di acciaio.

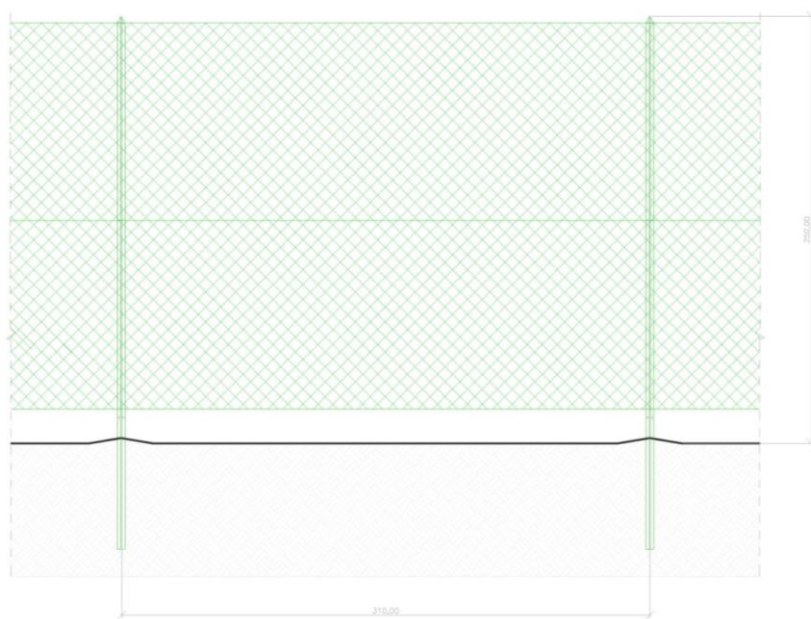


Figura 12: Prospetto tipo recinzione perimetrale con apertura inferiore (20-30 cm) per il passaggio della piccola fauna.

La recinzione tipo presenterà le seguenti caratteristiche tecniche:

Dimensioni

- Maglia 50x200 mm;
- Tondo diametro 5 mm;
- Larghezza mm 2000;
- Maglie mm 150x50;

Materiale

- Acciaio S235 Jr EN10025–zincato second la Norma EN10244-2;

Rivestimento

- Verniciatura con poliestere;
- **Colore**
- Verde RAL6005.

N.B. In fase di progettazione esecutiva le caratteristiche della recinzione potrebbero subire modifiche.

L'impianto sarà dotato di cancelli carrabili, uno ogni per ogni lotto recintato (per una precisa descrizione si rimanda agli elaborate grafici di progetto). Ogni cancello sarà costituito da 2 pilastri in acciaio zincato a sostegno della struttura. I pilastri saranno ancorati ad una trave di fondazione sulla quale sarà anche posizionato il binario per lo scorrimento dello stesso cancello.

3.3.5 REALIZZAZIONE SIEPE PERIMETRALE

Al di fuori della recinzione sarà installata una siepe perimetrale di altezza pari a quella della stessa recinzione, il cui scopo è quello di mitigare l'impatto visivo. Nei punti in cui è presente vegetazione spontanea esistente, la siepe potrebbe essere non installata.

La specie arborea ipotizzata per l'installazione perimetrale è il corbezzolo, il quale non richiede un ingente apporto idrico per la crescita. Per il primo anno di crescita della siepe è previsto l'approvvigionamento idrico tramite l'utilizzo di autobotti; successivamente si valuterà se proseguire con questa soluzione o di prevedere un differente sistema di irrigazione.

Contestualmente alla piantumazione della siepe perimetrale, verranno fissati ogni 10 m lungo la recinzione, dei pali tutori per l'avifauna come ulteriore misura di mitigazione, per permettere la creazione e/o il ripristino di corridoi ecologici.

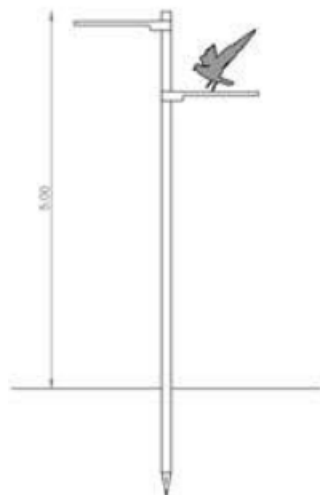


Figura 13: Esempio palo tutore per volatili.

Commento [A21]: NUOVO
PARAGRAFO

3.3.6 SISTEMA DI ILLUMINAZIONE E VIDEOSORVEGLIANZA

Commento [A22]: NUOVO
PARAGRAFO

3.3.6.1 Impianto di Illuminazione

Commento [A23]: NUOVO
PARAGRAFO

L'impianto di illuminazione sarà costituito da 2 sistemi:

Illuminazione perimetrale:

- Tipo lampada: Proiettori LED, Pn = 250W;
- Tipo armatura: proiettore direzionabile;
- Numero lampade: 500;
- Numero palificazioni: 250;
- Funzione: illuminazione stradale notturna e anti-intrusione;
- Distanza tra i pali: circa 40 m.

Illuminazione esterno cabina:

- Tipo lampade: Proiettori LED - 40W;
- Tipo armatura: corpo Al pressofuso, forma ogivale;
- Numero lampade: 4;
- Modalità di posa: sostegno su tubolare ricurvo aggraffato alla parete. Posizione agli angoli di cabina;
- Funzione: illuminazione piazzole per manovre e sosta.

Il suo funzionamento sarà esclusivamente legato alla sicurezza dell'impianto. Ciò significa che qualora dovesse verificarsi un'intrusione durante le ore notturne, il campo verrà automaticamente illuminato a giorno dai proiettori a led, installati sugli stessi pali montanti le telecamere dell'impianto di videosorveglianza. Quindi sarà a funzionamento discontinuo ed eccezionale. Inoltre la direzione di proiezione del raggio luminoso, sarà verso il basso, senza quindi oltrepassare la linea dell'orizzonte o proiettare la luce verso l'altro.

3.3.6.2 Video Sorveglianza

Commento [A24]: NUOVO
PARAGRAFO

L'accesso all'area recintata sarà sorvegliato automaticamente da un sistema di Sistema integrato Anti-intrusione composto da:

- N. 250 telecamere TVCC tipo fisso Day-Night, per visione diurna e notturna, con illuminatore a IR, ogni 40 m circa così suddivisi:
- cavo *alfa* con anime magnetiche, collegato a sensori microfonici, aggraffato alle recinzioni a media altezza, e collegato alla centralina d'allarme in cabina;
- barriere a microonde sistemate in prossimità della muratura di cabina e del cancello di ingresso;
- N.1 badge di sicurezza a tastierino, per accesso alla cabina;
- N.1 centralina di sicurezza integrata installata in cabina. I sistemi appena elencati funzioneranno in modo integrato.

Il cavo alfa sarà in grado di rilevare le vibrazioni trasmesse alla recinzione esterna in caso di tentativo di scavalco o danneggiamento.

Le barriere a microonde rileveranno l'accesso in caso di scavalco o effrazione nelle aree del cancello e/o della cabina. Le telecamere saranno in grado di registrare oggetti in movimento all'interno del campo, anche di notte; la centralina manterrà in memoria le registrazioni.

I badges impediranno l'accesso alla cabina elettrica e alla centralina di controllo ai non autorizzati. Al rilevamento di un'intrusione, da parte di qualsiasi sensore in campo, la centralina di controllo, alla quale saranno collegati tutti i sopradetti sistemi, invierà una chiamata alla più vicina stazione di polizia e al responsabile di impianto tramite un combinatore telefonico automatico e trasmissione via antenna *gsm*.

3.3.7 STRUTTURE DI SOSTEGNO DEI MODULI FOTOVOLTAICI

Le strutture di supporto dei moduli fotovoltaici saranno costituite da inseguitori (tracker) monoassiali, ovvero strutture di sostegno mobili che nell'arco della giornata "inseguono" il movimento del sole orientando i moduli fotovoltaici su di essi installati da est a ovest, con range di rotazione completo del tracker da est a ovest pari a 120° ($-60^\circ/+60^\circ$).

I moduli fotovoltaici saranno installati sull'inseguitore su una fila con configurazione portrait (verticale rispetto l'asse di rotazione del tracker).

Il numero dei moduli posizionati su un inseguitore è variabile. Nell'impianto in progetto si avranno inseguitori da 28 moduli.

La loro installazione avverrà mediante infissione diretta nel terreno, con l'ausilio di opportuna macchina battipalo; i pali di sostegno raggiungeranno una profondità minima di 1,5 m dal piano campagna e saranno poi sottoposti a idonee prove di resistenza allo sfilaggio.

Tuttavia in fase esecutiva in base alle caratteristiche del terreno ed ai calcoli strutturali tale valore potrebbe subire modifiche che tuttavia si prevede siano non eccessive. La scelta di questo tipo di inseguitore evita l'utilizzo di cemento e minimizza i movimenti terra per la loro installazione.

Commento [A25]: NUOVO PARAGRAFO

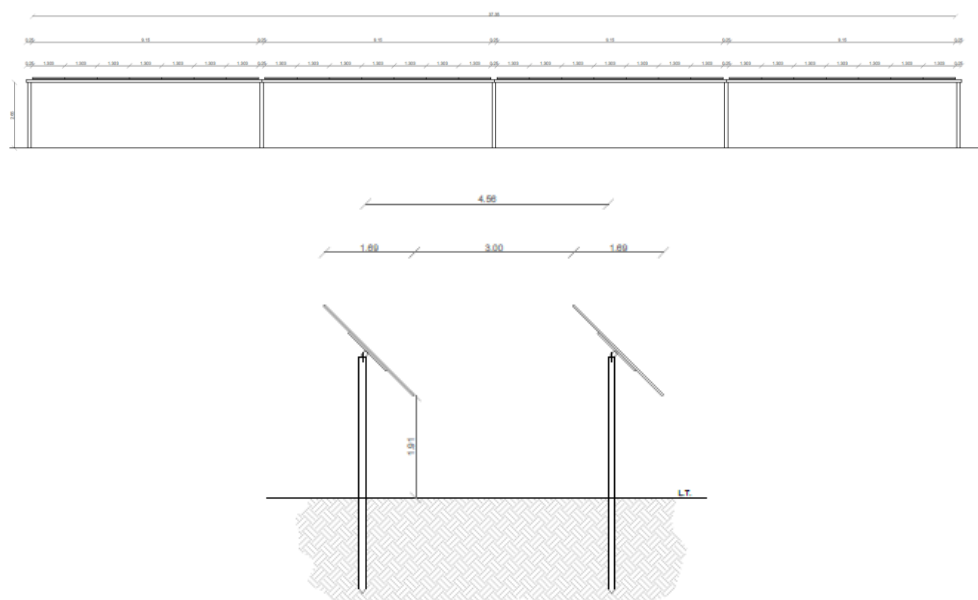


Figura 14: Sezioni tipo inseguitori monoassiali (longitudinale - trasversale).

Ciascun tracker si muove in maniera indipendente rispetto agli altri poiché ognuno è dotato

di un proprio motore. La movimentazione dei tracker nell'impianto agrivoltaico è controllata da un software che include un algoritmo di backtracking per evitare ombre reciproche tra file adiacenti. Quando l'altezza del sole è bassa, i pannelli ruotano dalla loro posizione ideale di inseguimento per evitare l'ombreggiamento reciproco, che ridurrebbe la potenza elettrica delle stringhe. L'inclinazione non ideale riduce la radiazione solare disponibile ai pannelli fotovoltaici, ma aumenta l'output complessivo dell'impianto, in quanto globalmente le stringhe fotovoltaiche sono esposte in maniera più uniforme all'irraggiamento solare.

Da un punto di vista strutturale il tracker è realizzato in acciaio da costruzione in conformità agli Eurocodici, con maggior parte dei componenti zincati a caldo. I tracker possono resistere fino a velocità del vento di 55 km/h, ed avviano la procedura di sicurezza (ruotando fin all'angolo di sicurezza) quando le raffiche di vento hanno velocità superiore a 50 km/h. L'angolo di sicurezza non è zero (posizione orizzontale) ma un angolo diverso da zero, per evitare instabilità dinamica ovvero particolari oscillazioni che potrebbero danneggiare i moduli ed il tracker stesso.

Per quanto attiene le fondazioni i tracker saranno fissati al terreno tramite pali infissi direttamente "battuti" nel terreno. La profondità standard di infissione è di 1,5 m, tuttavia in fase esecutiva in base alle caratteristiche del terreno ed ai calcoli strutturali tale valore potrebbe subire modifiche che tuttavia si prevede siano non eccessive. La scelta di questo tipo di inseguitore evita l'utilizzo di cemento e minimizza i movimenti terra per la loro installazione.

3.3.8 REALIZZAZIONE DI SCAVI PER GRUPPO INVERTER/TRASFORMATORI E CABINA GENERALE

Per il posizionamento del gruppo Inverter/Trasformatori e della Cabina Generale verrà realizzato uno scavo a sezione ampia di profondità che varia dai 65 cm ai 100 cm a seconda delle dimensioni della cabina. Lo sbancamento sarà eseguito per un'area di 1 m oltre l'ingombro massimo della cabina in tutti i lati, questo per consentire la realizzazione dell'impianto di terra esterno, secondo quanto previsto dalle specifiche Enel, che a sua volta sarà collegato all'anello perimetrale di terra dell'impianto.

Il materiale di risulta dello scavo, sarà destinato al riutilizzo o al conferimento in idonea discarica.

Nel caso in progetto è prevista l'installazione di n°15 Shelter preassemblati (gruppo inverter/trasformatori BT/MT) di ingombro massimo pari a circa 13,00m x 3,70m x 1,50m (L x H x p) e di n°1 Cabina Generale di ingombro massimo pari a 20,00 x 3,10 x 2,50 m (L x H x p).

3.3.9 REALIZZAZIONE DI TRINCEE E CAVIDOTTI RETE BT E MT INTERNA

Gli scavi (trincee) a sezione ristretta necessari per la posa dei cavi avranno ampiezza variabile in relazione al numero di terne di cavi che dovranno essere posate (da 40 a 60 cm), avranno profondità variabile in relazione alla tipologia di cavi che si andranno a posare. Per i cavi BT la profondità di posa sarà di minimo 0,7 m, per i cavi MT ed AT sarà di minimo 0,8 m.

Il percorso dei cavidotti sarà tale da minimizzare i movimenti di materiale. La posa dei cavi MT dagli Shelter dei sottocampi alla SSE Utente, e del cavo AT dalla SSE Utente alla SE Terna, sarà ottimizzato in termini di impatto ambientale, intendendo con questo che i cavidotti saranno realizzati, per quanto più possibile, al lato di strade esistenti ovvero delle piste di nuova

Commento [A26]: NUOVO PARAGRAFO

Commento [A27]: NUOVO PARAGRAFO

realizzazione all'interno dell'area di impianto.

Pur prevedendo il progetto scavi in trincea a cielo aperto, nel caso siano presenti ostacoli e/o interferenze che comportino degli attraversamenti, i cavi saranno posati mediante TOC (Trivellazione Orizzontale Controllata) al fine di evitare qualsiasi movimento di materia su tutta la fascia di rispetto di pertinenza.



Figura 15: Scavo tipo per posa cavidotto.

3.4 OPERE ELETTRICHE

Da un punto di vista elettrico, il generatore fotovoltaico è costituito da stringhe. Una stringa sarà formata da 28 moduli collegati in serie, pertanto la tensione di stringa è data dalla somma delle tensioni a vuoto dei singoli moduli, mentre la corrente di stringa coincide con la corrente del singolo modulo.

| Moduli per stringa | VOC (V) - STC | Impp (A) – STC | Tensione stringa |
|--------------------|---------------|----------------|------------------|
| 28 | 41,6 | 17,55 | 1.164,80 V |

L'energia prodotta dalle stringhe afferrisce nei Quadri di Parallelo Stringhe, posizionati in campo in prossimità delle strutture di sostegno dei moduli. L'energia raccolta in ciascuno di essi viene poi trasportata all'interno degli Shelter preassemblati in stabilimento dal fornitore, contenenti il gruppo conversione/trasformazione, dove afferrirà a degli inverter centralizzati, 1 o 2 per ogni Shelter. L'inverter sarà dotato di un numero di ingressi pari a 32 (18 nel caso di inverter singolo da 1.000 kVA), con una massima tensione di ingresso pari a 1.500 V e range operativo 875/1.300 V. Come detto, in ciascuno dei 32 ingressi dell'inverter potrà afferrire un quadro di parallelo stringhe. Nel particolare caso del presente progetto avremo un massimo di 32 stringhe

Commento [A28]: PARAGRAFO
REVISIONATO

per Inverter.

L'inverter effettua la conversione della corrente continua in corrente alternata a 550 V trifase, con frequenza di 50 Hz. È prevista l'installazione di:

- n° 6 gruppi inverter (costituiti da 1 fino a 4 moduli) con massima potenza in uscita lato AC pari a 1.250 kVA, o 2.500 kVA (2 moduli), o 3.750 kVA (3 moduli), o 5.000 kVA (4 moduli).
- n° 9 gruppi inverter (costituiti da 1 fino a 4 moduli) con massima potenza in uscita lato AC pari a 1.000 kVA, con massima potenza in uscita lato AC pari a 1.000 kVA, o 2.000 kVA (2 moduli), o 3.000 kVA (3 moduli), o 4.000 kVA (4 moduli).
- Adiacente ai moduli di inverter, l'energia a 550 V in c.a. subirà un innalzamento di tensione sino a 36 kV. In ciascun gruppo inverter sarà installato infatti un trasformatore MT/BT.

In uscita dal gruppo inverter/trasformatori, l'energia in MT in corrente alternata sarà trasportata verso la Cabina Generale MT/AT.

Nella tabella seguente sono riassunte le caratteristiche principali dell'impianto.

| Tipologia Tracker | n. Tracker | n. Stringhe | n. Pannelli | Peak Power (kWp) |
|-------------------|------------|-------------|-------------|------------------|
| Trck 28 | 2.378 | 2.559 | 71.652 | 48.006,84 |

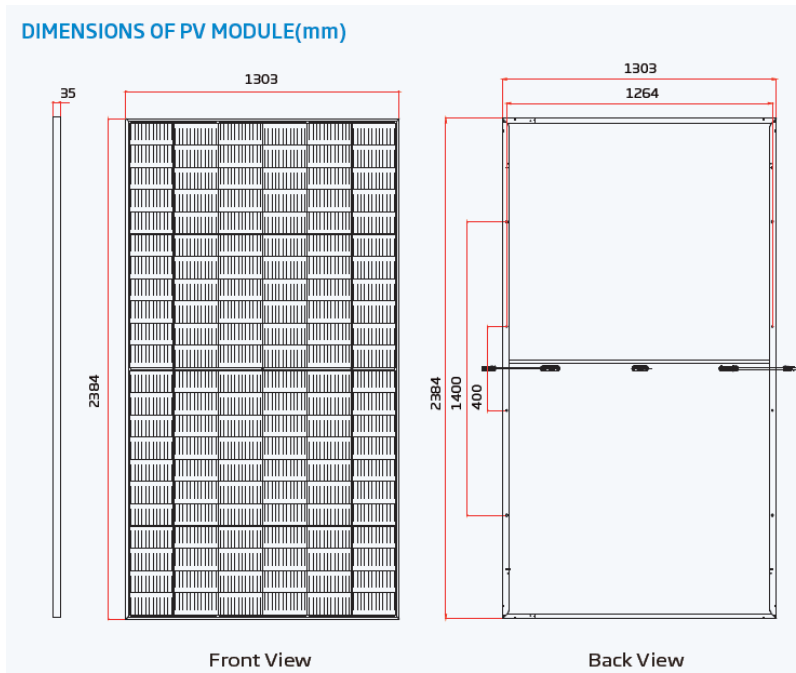
L'energia di ciascun sottocampo (in totale 8) sarà convogliata (sempre tramite linee MT in cavo), nella Cabina Raccolta del tipo MT/AT nella *SSE Produttore*. Qui avverrà un altro innalzamento di tensione da MT (36 kV) ad AT (150 kV). La SSE sarà collegata tramite un cavidotto AT a 150 kV, di lunghezza pari a circa 3,5 km, alla Stazione Terna "Villasor" per la cessione dell'energia prodotta.

Il collegamento alla rete RTN di TERNA avverrà tramite cavidotto interrato lungo la banchina stradale delle infrastrutture presenti; nel caso di interferenze quali incroci stradali o corsi d'acqua, la posa dei cavi avverrà o tramite tecnica TOC -trivellazione orizzontale controllata (per i dettagli sulle interferenze presenti si rimanda agli elaborati progettuali specifici) o attraverso il passaggio dei cavidotti nelle strutture dei ponti presenti.

Commento [A29]: NUOVO PARAGRAFO

3.4.1. MODULI FOTOVOLTAICI

I moduli fotovoltaici che si prevede di utilizzare saranno in silicio monocristallino di potenza pari a 670 Wp. Avranno dimensioni pari a 2.384 x 1.303 x35 mm.



ELECTRICAL DATA (STC)

| | | | | | | | | |
|-------------------------------------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Peak Power Watts- P_{max} (Wp)* | 635 | 640 | 645 | 650 | 655 | 660 | 665 | 670 |
| Power Tolerance- P_{max} (W) | 0 ~ +5 | | | | | | | |
| Maximum Power Voltage- V_{mp} (V) | 36.8 | 37.0 | 37.2 | 37.4 | 37.6 | 37.8 | 38.0 | 38.2 |
| Maximum Power Current- I_{mp} (A) | 17.26 | 17.30 | 17.35 | 17.39 | 17.43 | 17.47 | 17.51 | 17.55 |
| Open Circuit Voltage- V_{oc} (V) | 44.7 | 44.9 | 45.1 | 45.3 | 45.5 | 45.7 | 45.9 | 46.1 |
| Short Circuit Current- I_{sc} (A) | 18.30 | 18.34 | 18.39 | 18.44 | 18.48 | 18.53 | 18.57 | 18.62 |
| Module Efficiency η_m (%) | 20.4 | 20.6 | 20.8 | 20.9 | 21.1 | 21.2 | 21.4 | 21.6 |

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass 1.5. *Measuring tolerance: ±3%.

ELECTRICAL DATA (NOCT)

| | | | | | | | | |
|-------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Maximum Power- P_{max} (Wp) | 481 | 485 | 488 | 492 | 496 | 500 | 504 | 508 |
| Maximum Power Voltage- V_{mp} (V) | 34.3 | 34.6 | 34.8 | 34.9 | 35.1 | 35.3 | 35.4 | 35.6 |
| Maximum Power Current- I_{mp} (A) | 13.97 | 14.01 | 14.05 | 14.09 | 14.13 | 14.17 | 14.22 | 14.26 |
| Open Circuit Voltage- V_{oc} (V) | 42.1 | 42.3 | 42.5 | 42.7 | 42.9 | 43.0 | 43.2 | 43.4 |
| Short Circuit Current- I_{sc} (A) | 14.75 | 14.78 | 14.82 | 14.86 | 14.89 | 14.93 | 14.96 | 15.01 |

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

MECHANICAL DATA

| | |
|----------------------|--|
| Solar Cells | Monocrystalline |
| No. of cells | 132 cells |
| Module Dimensions | 2384x1303x35 mm (93.86x51.30x1.38 inches) |
| Weight | 33.9 kg (74.7 lb) |
| Glass | 3.2 mm (0.13 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass |
| Encapsulant material | EVA |
| Backsheet | White |
| Frame | 35mm(1.38 inches) Anodized Aluminium Alloy |
| J-Box | IP 68 rated |
| Cables | Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), Portrait: 280/280 mm(11.02/11.02 inches) Length can be customized |
| Connector | MC4 EVO2 / TS4* |

*Please refer to regional datasheet for specified connector.

TEMPERATURE RATINGS

| | |
|---|-------------|
| NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) | 43°C (±2°C) |
| Temperature Coefficient of P_{max} | -0.34%/°C |
| Temperature Coefficient of V_{oc} | -0.25%/°C |
| Temperature Coefficient of I_{sc} | 0.04%/°C |

MAXIMUM RATINGS

| | |
|-------------------------|----------------|
| Operational Temperature | -40 ~ +85°C |
| Maximum System Voltage | 1500V DC (IEC) |
| Max Series Fuse Rating | 30A |

WARRANTY

12 year Product Workmanship Warranty
 25 year Power Warranty
 2% first year degradation
 0.55% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box: 31 pieces
 Modules per 40' container: 558 pieces

Figura 16: Caratteristiche dimensionali e tecniche del pannello fotovoltaico.

3.4.2 GRUPPO INVERTER-TRASFORMATORI (SHELTER)**Commento [A30]: NUOVO PARAGRAFO**

Cabinati preassemblati dal fornitore (shelter), dotati dalla fabbrica al loro interno di Inverter e Trasformatore MT/BT (gruppo conversione-trasformazione), saranno installati in campo. L'energia prodotta dai moduli in bassa tensione, tramite la rete BT arriverà ai Quadri di Parallelo Stringa posizionati in prossimità delle strutture di sostegno dei moduli. Da questi poi verrà trasportata all'interno degli shelter per la conversione in corrente alternata e la trasformazione in Media Tensione a 30-36 kV.

Il gruppo di conversione / trasformazione centralizzato di 1.250 kVA è costituito da:

- 1/2/3/4 moduli Inverter centralizzati da 1.250 kVA ciascuno, per la conversione della corrente proveniente dai Quadri di Parallelo Stringhe, da corrente continua a corrente alternata;
- 1 trasformatore MT/BT per l'innalzamento di tensione da 0,6 kV a 36 kV.

Il gruppo di conversione / trasformazione centralizzato di 1.000 kVA è costituito da:

- 1/2/3/4 moduli Inverter centralizzati da 1.000 kVA ciascuno, per la conversione della corrente proveniente dai Quadri di Parallelo Stringhe, da corrente continua a corrente alternata;
- 1 trasformatore MT/BT per l'innalzamento di tensione da 0,6 kV a 36 kV.

La corrente in uscita dal gruppo di conversione/trasformazione viene trasportata, tramite cavidotto in MT alla Cabina Generale.



- 1- MV GIS swgr
- 2- Converter TR
- 3- Central PV Inverter
- 4- Skid Structure

Figura 17: Gruppo Inverter/trasformatore centralizzati Siemens (modello composto da 2 moduli).

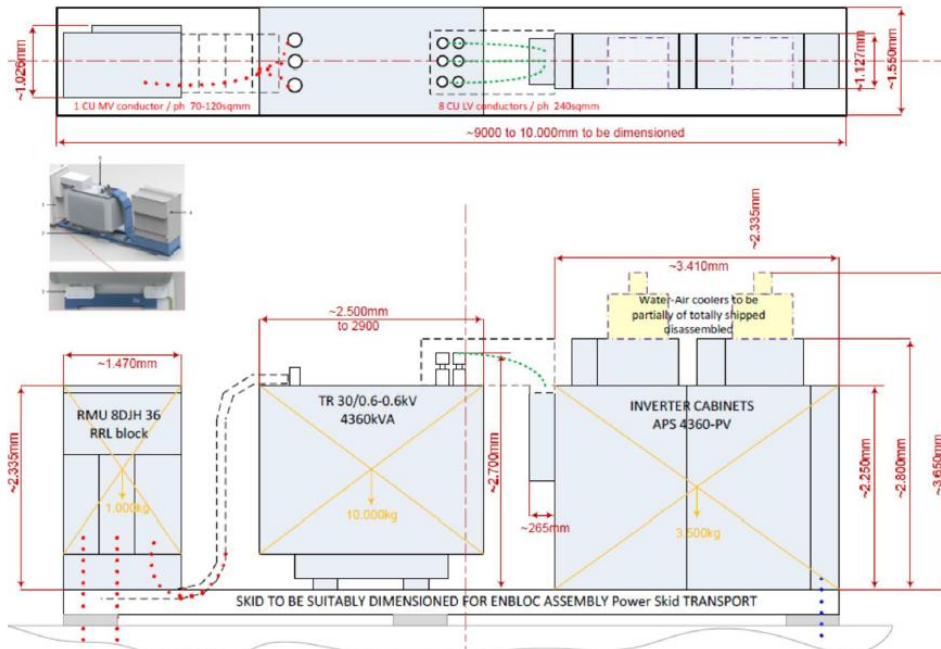


Figura 18: Ingombro gruppo Inverter/trasformatori centralizzati Siemens (modello composto da 2 moduli).

3.4.3 SOTTOSTAZIONE ELETTRICA PRODUTTORE (SSE)

Commento [A31]: NUOVO PARAGRAFO

L'energia prodotta dall'impianto agrivoltaico viene convogliata verso la Stazione Elettrica Produttore (tramite linea MT a 36 kV in cavo interrato); nella SSE viene effettuata la trasformazione di tensione (30/150 kV) e la consegna dell'energia. La SSE sarà ubicata in un'area situata nel sito di intervento.

La Sottostazione sarà costituita da:

- Cabina Generale MT/AT;
- Un edificio servizi;
- 2 stalli AT.

La SSE si prevede che occupi complessivamente una superficie di 3.500 m² circa, per l'installazione dei 2 trasformatori MT/AT e dei locali tecnici.

L'area sarà recintata perimetralmente con recinzione realizzata con moduli in cls prefabbricati "a pettine" di altezza pari a 2,5 m circa. L'area sarà dotata di ingresso carrabile e pedonale.

I componenti elettrici principali della SSE Utente sono:

- il quadro MT
- i trasformatori MT/AT – 30/150 kV
- le apparecchiature AT di protezione e controllo.

ENERGETICA CAMPIDANO s.r.l.
REALIZZAZIONE IMPIANTO AGRIVOLTAICO SU INSEGUITORI MONOASSIALI



Figura 20: Planimetria tipo SSE Produttore.

3.4.3.1 Cabina Generale MT/AT

In linea generale le cabine elettriche svolgono la funzione di edifici tecnici adibiti a locali per la posa dei quadri, degli inverter, del trasformatore, delle apparecchiature di telecontrollo, di consegna e misura.

Nel caso in oggetto la *Cabina Generale MT/AT* sarà a struttura monoblocco del tipo prefabbricato, in genere composta da n° 2-3 vani atti a contenere le apparecchiature elettriche: il quadro generale in MT, gli organi di comando e protezione MT contenuti negli appositi scomparti, il locale misure, il locale trafo di riserva.

La cabina, come accennato, sarà a struttura prefabbricata (tuttavia in fase di progettazione esecutiva si potrà optare per una struttura gettata in opera), che pertanto non necessita di fondazioni in cemento, fatta eccezione per la base di supporto della cabina stessa che sarà costituita da una platea in cemento dello spessore di 30 cm ed armata con rete elettrosaldata 20x20 ϕ 10.

La cabina sarà dotata di impianto di illuminazione ordinario e di emergenza, forza motrice, alimentate da apposito quadro BT installato in loco, nonché di accessori normalmente richiesti dalle normative vigenti (schema del quadro, cartelli comportamentali, tappeti isolanti 30 kV, guanti di protezione 30 kV, estintore ecc.). Il sostegno dei circuiti ausiliari dei quadri per la sicurezza e per il funzionamento continuativo dei sistemi di protezione elettrica avverrà da gruppi di continuità (UPS) installati in loco.

Commento [A32]: NUOVO PARAGRAFO

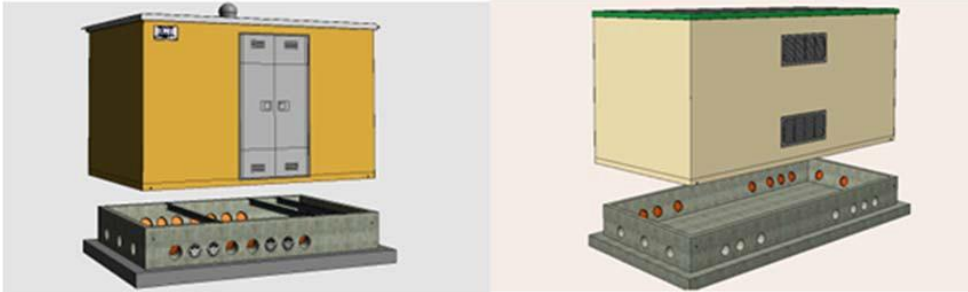


Figura 19: tipico Cabina prefabbricata monoblocco.

In linea generale, il box viene realizzato ad elementi componibili (il che consente anche in fase esecutiva di modificare le dimensioni della Cabina prevista, semplicemente accoppiando altri elementi ma sempre rimanendo nella sagoma volumetrica del presente progetto) prefabbricati in cemento armato vibrato, materiale a bassa infiammabilità (come previsto dalla norma CEI 11-1 al punto 6.5.2 e CEI 17-63 al punto 5.5) e prodotto in modo tale da garantire pareti interne lisce e senza nervature e una superficie interna costante lungo tutte le sezioni orizzontali come indicato nelle tavole allegate.

Il calcestruzzo utilizzato per la realizzazione degli elementi costituenti il box viene additivato con idonei fluidificanti-impermeabilizzanti al fine di ottenere adeguata protezione contro le infiltrazioni d'acqua per capillarità secondo quanto previsto dalla norma CEI 11-1 al punto 6.5.2.1.

Le dimensioni e le armature metalliche delle pareti sono sovrabbondanti rispetto a quelle occorrenti per la stabilità della struttura in opera, in quanto le sollecitazioni indotte nei vari elementi durante le diverse fasi di sollevamento e di posa in opera sono superiori a quelle che si generano durante l'esercizio.

Come appena detto, nelle cabine è prevista una fondazione prefabbricata in c.a.v. interrata, costituita da una o più vasche in c.a. unite e di dimensioni uguali a quelle esterne del box e di altezza variabile da 60 cm fino a 100 cm a seconda della tipologia impiegata.

Per l'entrata e l'uscita dei cavi vengono predisposti nella parete della vasca dei fori a frattura prestabilita, idonei ad accogliere le tubazioni in PVC contenenti i cavi; gli stessi fori appositamente flangiati possono ospitare dei passa cavi a tenuta stagna; entrambe le soluzioni garantiscono comunque un grado di protezione contro le infiltrazioni anche in presenza di falde acquifere.

L'accesso alla vasca avviene tramite una botola ricavata nel pavimento interno del box; sotto le apparecchiature vengono predisposti nel pavimento dei fori per permettere il cablaggio delle stesse.

Come già detto, il posizionamento delle cabine e dei gruppi Inverter/trasformatori prevede la realizzazione di uno scavo a sezione ampia di profondità che varia dai 65 cm ai 100 cm a seconda delle dimensioni della cabina. Lo sbancamento sarà eseguito per un'area di 1 m oltre l'ingombro massimo della cabina in tutti i lati, questo per consentire la realizzazione dell'impianto di terra esterno secondo quanto previsto dalle specifiche Enel DG10061 ed. V, che a sua volta sarà collegato all'anello perimetrale di terra dell'impianto.

Il materiale di risulta dello scavo, sarà destinato al riutilizzo o al conferimento in idonea discarica.

Nel caso di progetto è prevista l'installazione di n°1 Cabina Generale di ingombro massimo pari a (L, H, p) 20,00 x 3,10 x 2,50 m.

Il Quadro MT sarà installato in apposito locale nell'ambito della cabina facente parte della SSE Utente, si compone di:

- interruttori Linee MT;
- protezione trasformatore ausiliari;
- interruttore generale;
- sezionatore;
- arrivo linea da trasformatore MT/AT (30/150 kV);
- scomparto misure/ TV sbarra.

Si tratta di un quadro MT di tipo protetto (più una risalita sbarre). Per quanto riguarda il trasformatore dei Servizi Ausiliari (SA) è prevista l'installazione un trasformatore da 100 kVA.

Il quadro sarà in esecuzione da interno, di tipo protetto, realizzato in lamiera d'acciaio con spessore minimo 2 mm, saldata, ripiegata e rinforzata opportunamente, sarà completo di sbarre principali e di derivazione dimensionate secondo i carichi e le correnti di corto circuito.

Ciascuno scomparto sarà composto dalle seguenti celle segregate tra loro:

- cella interruttore MT, allacciamento cavi e sezionatore di terra con porta esterna di accesso cernierata;
- cella sbarre omnibus (comune per tutto il quadro);
- cella per circuiti ausiliari BT con porta esterna di accesso cernierata.

Nei quadri saranno inseriti tutti gli interblocchi necessari per prevenire errate manovre, che possano compromettere l'efficienza delle apparecchiature e la sicurezza del personale addetto all'esercizio dell'impianto.

A valle del trasformatore ausiliari sarà installato un quadro BT utilizzato per l'alimentazione di tutte le utenze BT della SSE Utente.

3.4.3.2 Trasformatori MT/AT

Per la trasformazione di tensione 30/150 kV saranno utilizzati 2 trasformatori trifase con avvolgimenti immersi in olio, da esterno, di potenza nominale pari a 30 MVA, muniti di variatore di rapporto sotto carico (150+/- 10 x 1,25%), con neutro ad isolamento pieno verso terra, gruppo vettoriale YNd11, esercito con il centro stella lato AT non collegato a terra, ma comunque accessibile e predisposto al collegamento futuro se necessario e/o richiesto.

3.4.3.3 Apparecchiature AT

Le apparecchiature AT, dello stallo utente, saranno collegate tra di loro tramite conduttori rigidi o flessibili in alluminio.

Commento [A33]: NUOVO
PARAGRAFO

Commento [A34]: NUOVO
PARAGRAFO

A partire dal trasformatore, la disposizione elettromeccanica delle apparecchiature AT sarà la seguente:

1. Scaricatori di tensione – n. 3
2. Trasformatori di corrente in SF6 (TA di misura e protezione) – n. 3
3. Interruttore tripolare in SF6
4. Trasformatori di tensione induttivi (TVI) – n. 3
5. Sezionatore a doppia apertura con lame di terra

Ciascuno dei 2 stalli sarà poi collegato allo Stallo di consegna all'interno della SE Terna "Villasor", nodo della RTN su cui avverrà la cessione dell'energia, mediante linea interrata AT.

3.4.3.4 Servizi Ausiliari

Per l'alimentazione dei Servizi Ausiliari in corrente alternata sarà prevista una fonte interna derivata direttamente dal quadro MT di sottostazione ed il gruppo elettrogeno di emergenza in grado di alimentare tutte le utenze della sottostazione.

Trasformatore MT/BT

L'alimentazione dal quadro MT avverrà per il tramite di trasformatore di distribuzione trifase / formatore di neutro, isolato in olio, tipo ermetico senza conservatore, installato all'interno del locale MT, con le seguenti caratteristiche:

- | | |
|--|-----------------------------|
| - Potenza nominale avvolgimento secondario | kVA100 |
| - Corrente di neutro | 500 A |
| - Ciclo di carico | 4% continuo / 100% x 1 sec. |
| - Rapporto di trasformazione | 30 ± 2x2,5% / 0,400kV |
| - Livelli di isolamento I | 36 / 70 / 170kV |
| - Livelli di isolamento II | 1,1/ 3 / -kV |
| - Collegamento | Zig-Zag / Stella con neutro |
| - Gruppo vettoriale | ZNn11 |
| - Raffreddamento | ONAN |

Quadro BT corrente alternata

Sarà previsto un armadio dedicato opportunamente dimensionato, prevedendo gli adattamenti necessari alle effettive esigenze di impianto, con struttura auto-portante, fondo chiuso da piastre asportabili per ingresso cavi, accessibilità dal fronte :

- | | |
|-----------------------|-----------|
| - Tensione nominale: | 1.000 V |
| - Tensione esercizio: | 400/230 V |

Commento [A35]: NUOVO
PARAGRAFO

- Corrente nominale: 160 A
- Corrente corto circuito: 10 kA
- Grado di protezione: IP30

ed indicativamente sarà composto da:

- n. 1 interruttore 4x160 A di arrivo dal trasformatore di distribuzione, scatolato, protezione magneto-termica, contatti ausiliari segnalazione scatto; equipaggiato con un gruppo misura costituito da voltmetro e amperometro
- n. 1 interruttore 4x100 A di arrivo dal gruppo elettrogeno GE, scatolato, protezione magneto-termica, contatti ausiliari segnalazione scatto; l'interruttore sarà interbloccato con l'interruttore di arrivo del trasformatore di distribuzione
- interruttori modulari bipolari-quadripolari, protezione magneto-termica, contatto ausiliario di segnalazione posizione; alcuni interruttori saranno previsti con blocco differenziale 300 mA
- n. 1 relè di minima tensione
- n. 1 contatore statico multifunzione tipo FRER o equivalente classe 0,5, ad uso UTF.

Sistema di distribuzione corrente continua

Per l'alimentazione dei Servizi Ausiliari in corrente continua sarà previsto un sistema di distribuzione costituito da:

- n. 1 raddrizzatore carica batteria a due rami
- n. 1 inverter con by-pass completo di distribuzione 230 V CA (utenze privilegiate)
- n. 1 quadro di distribuzione 110 V CC.

Gruppo elettrogeno

I servizi ausiliari di stazione saranno alimentati solo dalla rete a 150 kV, per il tramite di trasformazioni AT/MT e MT/BT, e sarà presente un gruppo elettrogeno di emergenza da 25kVA. La commutazione rete gruppo avverrà in automatico in modo che nessun parallelo con la Rete possa verificarsi.

Il gruppo elettrogeno di emergenza sarà destinato ad alimentare le utenze BT nel caso di mancata tensione del trasformatore di distribuzione dei servizi ausiliari e sarà posizionato all'interno dell'edificio di stazione in apposito locale dedicato.

Il gruppo elettrogeno sarà dotato di:

- serbatoio combustibile di 50 litri, secondo circolare 31 MI.SA 78 (11), completo di indicatore di livello carburante a quadrante e di sensore di allarme min/max livello e avviamento arresto elettropompa carburante.
- quadro elettrico di comando e controllo per il funzionamento in automatico che, al mancare della tensione di rete, anche su una sola fase, inizia il ciclo di avviamento automatico, con

- un breve ritardo, per evitare partenze in caso di microinterruzioni della rete. Appena il gruppo ha raggiunto le condizioni nominali, dopo circa 10 secondi dalla mancanza della tensione di rete, viene abilitata l'inserzione del gruppo sull'utenza. Al rientro della tensione di rete, dopo un tempo opportuno, viene disinserito il gruppo dall'utenza e ripristinata l'alimentazione della rete. Dopo un tempo adeguato, necessario per il raffreddamento del motore, viene comandato l'arresto automatico del gruppo.
- Interruttore magnetotermico quadripolare per la protezione del generatore contro i corto circuiti, in esecuzione fissa, comando manuale.
- relè di protezione differenziale contro i contatti indiretti.
- carenatura insonorizzata in lamiera di acciaio zincato per il contenimento del gruppo elettrogeno, completa di sportelli apribili per la manutenzione e oblò lato quadro comando e controllo.
- marmitta con apposito condotto per evacuazione all'esterno dei fumi di combustione.
- silenziatore gas di scarico tipo residenziale e pulsante arresto di emergenza integrati nella sagoma della carenatura.

3.4.3.5 Rete di terra

La rete di terra della SSE utente sarà estesa a tutta l'area recintata e all'area delle sbarre AT per la condivisione. L'impianto sarà costituito essenzialmente da una maglia realizzata con corda di rame nuda di sezione 50/70 mmq, posta ad intimo contatto con il terreno ad una profondità di circa 80 cm dal piano campagna. Le maglie saranno quadrate, regolari e il dimensionamento del lato della maglia dipenderà dalla corrente di guasto a terra che sarà comunicata da TERNA prima della realizzazione dell'impianto e sarà tale da limitare le tensioni di passo e contatto a valori non pericolosi così come previsto dalla Norma CEI 11-1. La maglia sarà infittita in corrispondenza delle apparecchiature AT ed in generale nei punti con maggiore gradiente di potenziale. Inoltre la maglia sarà collegata ai ferri di armatura dei plinti di fondazione delle apparecchiature e del locale tecnico in più punti. Il collegamento ai ferri dei plinti è consentito dalla norma e non provoca alcun tipo di danno (corrosione) ai ferri di armatura stessi. Tutte le apparecchiature saranno collegate al dispersore mediante due o quattro corde di rame (sezione tipica 125 mmq). Prima dell'installazione dell'impianto di terra sarà effettuata una misura della resistività del terreno, e una volta realizzata la rete di terra sarà effettuata una misura di verifica per testare una eventuale necessità di irrobustimento della rete di terra stessa con l'adozione di accorgimenti specifici (picchetti aggiuntivi, aumento della magliatura).

Commento [A36]: NUOVO PARAGRAFO

3.4.4 CAVIDOTTO AT

Come detto, è previsto che la centrale fotovoltaica venga allacciata alla rete di Distribuzione tramite una Sottostazione Elettrica Utente (30/150 kV) di trasformazione e consegna da realizzare contestualmente; questa, a sua volta, sarà collegata alla Stazione Elettrica SE di Terna (380/150 kV) "Villasor". La lunghezza del percorso della linea di

Commento [A37]: NUOVO PARAGRAFO

connessione si prevede di circa 3,5 km, lungo banchina stradale.

Il cavo AT avrà le seguenti caratteristiche principali:

- Conduttore: Alluminio
- Isolamento: XLPE
- Guaina: Alluminio termofuso
- Diametro conduttore 48,9 mmq
- Sezione del conduttore: 1600 mmq
- Spessore del semiconduttore interno: 2mm
- Spessore medio isolante: 15,8mm
- Spessore del semiconduttore esterno: 1,3mm
- Spessore guaina metallica (circa): 0,6mm
- Spessore guaina: 4mm
- Diametro esterno nominale: 100mm
- Sezione schermo: 180mmq
- Peso approssimativo: 10kg/m
- Massima tensione di funzionamento: 170kV
- Messa a terra degli schermi – posa a trifoglio o posa in piano: assenza di circolazioni
- Portata di corrente posa a trifoglio, cavi interrati a 30°C: 970
- Portata di corrente posa in piano, cavi interrati a 30°C: 1050A
- Massima elettrica del conduttore a 20°C inc.c.: 0,019 Ohm/km
- Capacità nominale: 0,3 microF/km
- Corrente ammissibile di cortocircuito: 20kA
- Tensione operativa 150kV

La terna di cavi sarà posata all'interno di una trincea avente profondità massima di 1,1 m. I cavi saranno posati su letto di sabbia e completamente annegati essi stessi nella sabbia. Nel caso di interferenze quali attraversamenti stradali o corsi d'acqua, la posa del cavidotto avverrà tramite tecnica TOC – trivellazione orizzontale controllata (per una descrizione dettagliata delle interferenze si rimanda agli elaborati progettuali specifici).

I terminali saranno realizzati con schermi messi a terra da entrambi i lati (SSE e SE Terna).

3.5 OPERE AGRICOLE

Commento [A38]: NUOVO PARAGRAFO

3.5.1 GESTIONE DEL SUOLO

Commento [U39]: NUOVO PARAGRAFO

Per il progetto dell'impianto agrivoltaico in esame, considerate le dimensioni relativamente ampie dell'interfila tra i pali delle strutture, tutte le lavorazioni del suolo possono essere compiute tramite macchine operatrici convenzionali senza particolari problemi. A ridosso delle strutture di sostegno risulta invece necessario mantenere costantemente il terreno libero da infestanti mediante diserbo, che può essere effettuato tramite lavorazioni del terreno o utilizzando prodotti chimici di sintesi. Siccome il diserbo chimico, nel lungo periodo, può comportare gravi problemi ecologici e di impatto ambientale, nella fascia prossima alle strutture di sostegno si effettuerà il diserbo meccanico, avvalendosi della fresa interceppo, come già avviene nei moderni arboreti.



Figura 21: Esempio di fresatrice interceppo per le lavorazioni sulla fila (fonte Cucchi Macchine Agricole).

Trattandosi di terreni già adibiti a pascolo, bisognerà valutare la necessità di compiere trasformazioni e/o implementazioni idraulico-agrarie.

Per quanto concerne le lavorazioni periodiche del terreno dell'interfila, quali aratura, erpicatura o rullatura, queste vengono generalmente effettuate con mezzi che presentano un'altezza da terra molto ridotta, pertanto potranno essere utilizzate varie macchine operatrici presenti in commercio senza particolari difficoltà, in quanto ne esistono di tutte le larghezze e per tutte le potenze meccaniche. Le lavorazioni periodiche del suolo, in base agli attuali orientamenti, è consigliabile che si effettuino a profondità non superiori a 40 cm.

3.5.2 OMBREGGIAMENTO

Commento [A40]: NUOVO PARAGRAFO

L'esposizione diretta ai raggi del sole è fondamentale per la buona riuscita di qualsiasi produzione agricola. L'impianto in progetto, ad inseguimento mono-assiale, di fatto mantiene l'orientamento dei moduli in posizione perpendicolare a quella dei raggi solari, proiettando delle ombre sull'interfila che saranno tanto più ampie quanto più basso sarà il sole all'orizzonte.

Sulla base delle simulazioni degli ombreggiamenti per tutti i mesi dell'anno, elaborate dalla Società, si è potuto constatare che la porzione centrale dell'interfila, nei mesi da maggio ad agosto, presenta tra le 7 e le 8 ore di piena esposizione al sole. Naturalmente nel periodo autunnovernino, in considerazione della minor altezza del sole all'orizzonte e della brevità del periodo di illuminazione, le ore luce risulteranno inferiori. A questo bisogna aggiungere anche una minore quantità di radiazione diretta per via della maggiore nuvolosità media che si manifesta (ipotizzando andamenti climatici regolari per l'area in esame) nel periodo invernale.

Pertanto è opportuno praticare prevalentemente colture che svolgano il ciclo riproduttivo e la maturazione nel periodo primaverile/estivo.

È bene però considerare che l'ombreggiamento creato dai moduli fotovoltaici non crea soltanto svantaggi alle colture: si rivela infatti eccellente per quanto riguarda la riduzione dell'evapotraspirazione, considerando che nei periodi più caldi dell'anno le precipitazioni avranno una maggiore efficacia.

3.5.3 MECCANIZZAZIONE E SPAZI DI MANOVRA

Date le dimensioni e le caratteristiche dell'appezzamento, non si può di fatto prescindere da una totale o quasi totale meccanizzazione delle operazioni agricole, che permette una maggiore rapidità ed efficacia degli interventi ed a costi minori. Essendo l'interasse tra una struttura e l'altra di moduli (tracker) pari a 4,88 m e lo spazio libero tra una schiera e l'altra di moduli fv variabile da un minimo di 2,50 m (quando i moduli sono disposti in posizione parallela al suolo, – tilt pari a 0° - ovvero nelle ore centrali della giornata) ad un massimo di 3,70 m (quando i moduli hanno un tilt pari a 60°, ovvero nelle primissime ore della giornata o al tramonto), risulta pertanto facilitato il passaggio delle macchine trattrici, considerato che le più grandi in commercio, non possono avere una carreggiata più elevata di 2,50 m, per via della necessità di percorrere tragitti anche su strade pubbliche.

Commento [A41]: NUOVO
PARAGRAFO

| DIMENSIONI ¹⁾ | |
|--|-----------------------|
| A: Lunghezza totale senza attrezzi / con sollevatore/zavorramento anteriore (mm) | 6.015 / 6.295 / 6.225 |
| con assale posteriore heavy-duty | - / - / - |
| B: Altezza totale (mm) | 3.375 |
| C: Larghezza totale (all'estensione dei parafranghi posteriori) (mm) | 2.550 |
| D: Passo standard / con assale posteriore heavy-duty (mm) | 3.105 / - |
| E: Distanza dal centro assale posteriore al tetto cabina (mm) | 2.488 |
| F: Carreggiata anteriore (mm) | 1.560 - 2.256 |
| Carreggiata posteriore (mm) | 1.470 - 2.294 |

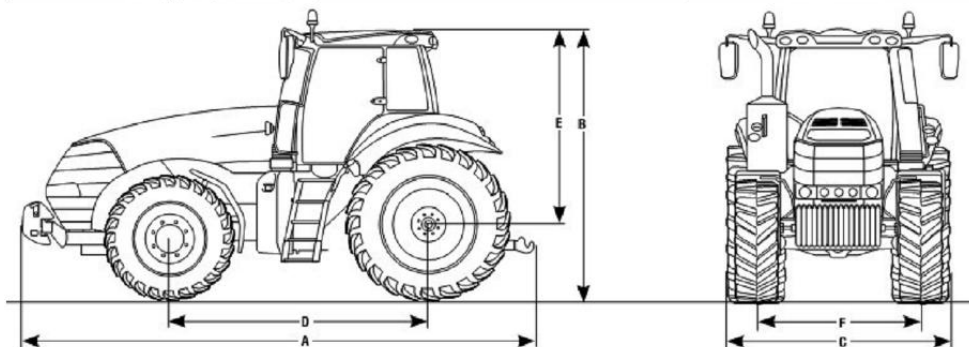


Figura 22: Dimensioni di trattore gommato di grandi dimensioni.

Qualche problematica potrebbe essere associata alle macchine operatrici (trainate o portate), che hanno delle dimensioni maggiori, ma esistono in commercio macchine di dimensioni idonee ad operare negli spazi liberi tra le interfile.

Per quanto riguarda gli spazi di manovra a fine corsa questi saranno non inferiori ai 7,00 m tra la fine delle interfile in prossimità della viabilità di impianto.

3.5.4 PRESENZA DI CAVIDOTTI INTERRATI

La presenza dei cavi interrati nell'area dell'impianto agrivoltaico non rappresenta una problematica per l'effettuazione delle lavorazioni periodiche del terreno durante la fase di esercizio dell'impianto. Infatti queste lavorazioni non raggiungono mai profondità superiori a 40 cm, mentre i cavi interrati saranno posati ad una profondità minima di 80 cm.

Commento [A42]: NUOVO PARAGRAFO

3.5.5 DEFINIZIONE DEL PIANO COLTURALE

Per la definizione del piano colturale sono state valutate le colture attualmente prodotte e potenzialmente producibili nei terreni interessati. Naturalmente sarà fatta una distinzione tra le aree coltivabili tra le strutture di sostegno (interfile) e la fascia arborea perimetrale, per la quale saranno previste delle specie arboree differenti.

Commento [A43]: NUOVO PARAGRAFO

3.5.5.1 SCELTA DELL'INDIRIZZO PRODUTTIVO

Come già evidenziato nella Relazione Agronomica, la scelta dell'indirizzo produttivo (cfr. paragrafo 4.2 e 4.2.2), alla luce di valutazioni che tengono conto dell'ambiente pedo-climatico del territorio, della tipologia del mercato di riferimento, della facilità di trovare manodopera esperta nelle

Commento [A44]: NUOVO PARAGRAFO

specifiche lavorazioni, ed opportunamente valorizzando conoscenze e saperi tradizionali, ricade sulla coltivazione delle specie orticole. Tale indirizzo consente di privilegiare i valori di (i) tutela del territorio, (ii) valorizzazione delle produzioni di qualità; (iii) rispetto della natura e dei suoi cicli biologici.

Tra le colture orticole saranno operate scelte varietali capaci di garantire redditi elevati.

L'indirizzo produttivo dell'azienda, sarà quindi, quello orticolo da pieno campo. E' stato previsto pertanto, un ampio impiego di varietà con esigenze colturali analoghe che consentono lo svolgimento dei lavori agricoli in modo continuo e omogeneo.

Si presenta pertanto uno scenario produttivo, uniforme e costante nelle varie fasi degli avvicendamenti colturali.

La conduzione dell'impresa agraria sarà svolta in economia con salariati e potrà essere integrata da lavoratori compartecipanti alle direttive di un Tecnico agrario.

Considerata la notevole presenza di operatori agricoli nel territorio con disponibilità di mezzi meccanici, tutte le lavorazioni saranno operate da contoterzisti, ciò che solleverà l'azienda da investire capitali nell'acquisto di macchine agricole.

3.5.5.2 DESCRIZIONE DEL PIANO COLTURALE DEFINITO PER L'IMPIANTO AGRIVOLTAICO

Commento [A45]: NUOVO PARAGRAFO

Per la definizione del piano colturale sono state valutate le colture attualmente prodotte e potenzialmente producibili nei terreni interessati. Naturalmente sarà fatta una distinzione tra le aree coltivabili, quelle destinate a pascolo e la fascia arborea perimetrale (per la quale saranno previste delle specie arboree differenti). Le scelte progettuali e di sviluppo effettuate sono frutto dell'allineamento ai requisiti normativi, alla conciliazione con le attività svolte ed al rispetto delle caratteristiche pedo-agronomiche del terreno.

Scelta dell'indirizzo produttivo

L'analisi svolta in base alle integrazioni richieste in sede di Verifica di Impatto Ambientale e soprattutto in base alle recenti Linee Guida in materia di impianti agrivoltaici, hanno portato ad una rivalutazione del piano agronomico proposto inizialmente. Si è ritenuto perciò opportuno accostare il piano agronomico previsto in fase iniziale (indirizzo orticolo) alle attività attualmente svolte dall'azienda agricola operante nei territori oggetto di intervento, rimodulandolo in termini spaziali ed economici, come verrà esplicitato nei paragrafi seguenti.

Si prevede infatti una ripartizione delle aree di impianto in tre sottoinsiemi:

- aree destinate a pascolo aventi un'estensione pari ad ettari 21,25;
- aree destinate alla coltivazione di colture ad erbaio aventi un'estensione pari ad ettari 25,82;
- aree destinate alle colture ortive aventi un'estensione pari ad ettari 36,8.

La sezione orticola presenta un'estensione ridotta rispetto alle valutazioni progettuali iniziali in quanto si è passati da una superficie orticola di 72 Ha ad una superficie di 36 Ha; tale modifica consentirà una gestione più efficace dei terreni in termini di costi di produzione, bilanci idrici e resa agricola. Questa nuova configurazione spaziale infatti permetterà di poter gestire in maniera più razionale e puntuale i vari campi (sono previsti 12 campi da 3 Ha ciascuno) e di poter rispettare

i requisiti D delle Linee Guida, ovvero:

D.1) il risparmio idrico;

D.2) la continuità dell'attività agricola, ovvero: l'impatto sulle colture, la produttività agricola per le diverse tipologie di colture o allevamenti e la continuità delle attività delle aziende agricole interessate.

Come già esposto nel paragrafo 3.3 del presente studio e nella relazione specialistica "Business plan relazione agronomica", l'azienda agricola operante nei lotti di impianto attualmente svolge attività di pastorizia e coltivazione di foraggio.

L'iniziativa progettuale pertanto si prefigge di mantenere in parte l'indirizzo produttivo preesistente (per la quale rendita si rimanda al business plan) e in parte per una rivalutazione agraria con l'inserimento di colture ortive.

Nella figura seguente si riporta planimetria con evidenza della differente ripartizione colturale dei lotti di impianto.

4. DISMISSIONE DELL'IMPIANTO

Commento [A46]: NUOVO
PARAGRAFO

L'impianto sarà dismesso quando cesserà di funzionare, almeno dopo 30 anni dalla data di entrata in esercizio seguendo le prescrizioni normative in vigore al momento.

Le fasi principali del piano di dismissione sono riassumibili in:

1. Sezionamento impianto lato DC e lato AC (Dispositivo di generatore), sezionamento in BT e MT (locale cabina di trasformazione);
2. Scollegamento serie moduli fotovoltaici mediante connettori tipo multicontact;
3. Scollegamento cavi lato c.c. e lato c.a.;
4. Smontaggio moduli fotovoltaici dalla struttura di sostegno;
5. Impacchettamento moduli mediante contenitori di sostegno;
6. Smontaggio sistema di illuminazione;
7. Smontaggio sistema di videosorveglianza;
8. Rimozione cavi da canali interrati;
9. Rimozione pozzetti di ispezione;
10. Rimozione inverter;
11. Smontaggio struttura metallica;
12. Rimozione del fissaggio al suolo (sistema a infissione);
13. Rimozione parti elettriche dalle cabine di trasformazione;
14. Rimozione manufatti prefabbricati;
15. Rimozione recinzione;
16. Rimozione ghiaia dalle strade;
17. Consegna materiali a ditte specializzate allo smaltimento.

I tempi previsti per adempiere alla dismissione dell'intero impianto fotovoltaico sono di circa 4 mesi. La dismissione di un impianto fotovoltaico non andrà ad inficiare la prosecuzione dell'attività agricola praticata.

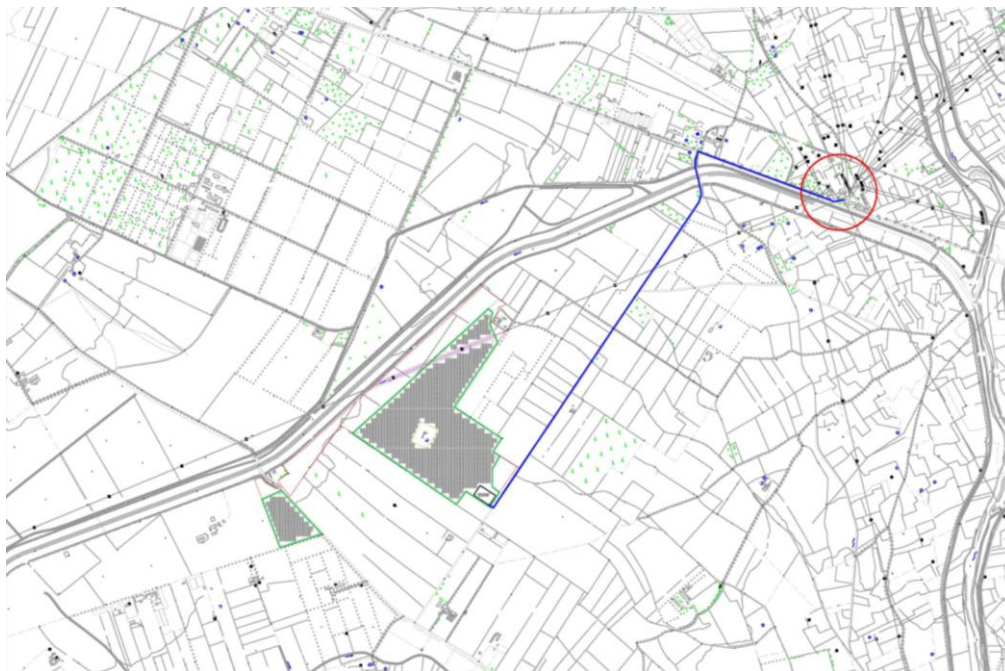


Figura 23: Stralcio mappa CTR Fogli 547060-547100 con indicazione delle aree a seguito della dismissione dell'impianto (aree ad esclusivo uso agricolo).

4.1 SMALTIMENTO DELL'IMPIANTO AGV

Commento [A47]: NUOVO PARAGRAFO

Pannelli fv (C.E.R. 16.02.14- apparecchiature fuori uso, apparati, apparecchi elettrici, elettrotecnici ed elettronici; rottami elettrici ed elettronici contenenti e non metalli preziosi)

Nella prassi consolidata dei produttori di moduli classificano il "modulo fotovoltaico" come rifiuto speciale non pericoloso, con il codice C.E.R. 16.02.14 (Apparecchiature fuori uso, apparati, apparecchi elettrici, elettrotecnici ed elettronici; rottami elettrici ed elettronici contenenti e non metalli preziosi).

Pertanto al termine del ciclo di vita utile del prodotto, questo non deve essere smaltito fra i rifiuti domestici generici ma va consegnato ad un punto di raccolta appropriato per il riciclaggio di apparecchiature elettriche ed elettroniche, per il trattamento, il recupero e il riciclaggio corretti, in conformità alle Normative Nazionali.

Dal punto di vista Normativo il Servizio Centrale Ambientale dell'ANIE (Federazione Italiana Imprese Elettrotecniche ed Elettroniche) in una comunicazione del novembre 2005 (Ass. Energia, 2 Novembre 2005- Fonte EniPower), dichiara espressamente come: "I sistemi fotovoltaici non ricadono nel campo di applicazione della Direttiva RAEE perché sono installazioni fisse".

La direttiva RAEE si applica infatti ai prodotti finiti di bassa tensione elencati nelle categorie dell'allegato 1A. La direttiva, recepita in Italia con Dlgs del 25/07/2005 n.151, prevede, in particolare, che i produttori s'incarichino dello smaltimento dei loro prodotti. Pertanto l'utente

(acquirente dei moduli) è responsabile del conferimento dell'apparecchio a fine vita alle appropriate strutture di raccolta, pena le sanzioni previste dalla vigente legislazione sui rifiuti.

Peraltro nella stessa comunicazione, l'ANIE dichiara come: "I sistemi fotovoltaici non ricadono nel campo di applicazione della Direttiva RoHS perché sono installazioni fisse". Come è noto, la Direttiva RoHS si applica ai prodotti che ricadono nel campo di applicazione della Direttiva RAEE su citata, con alcune eccezioni. La direttiva prevede che tali prodotti e tutti i loro componenti non debbano contenere le "sostanze pericolose" indicate nell'articolo 4 ad eccezione delle applicazioni elencate nell'allegato 1A.

Strutture di sostegno (C.E.R. 17.04.02 alluminio–C.E.R. 17.04.04 ferro e acciaio)

Le strutture di sostegno dei pannelli sono rimosse tramite smontaggio meccanico, per quanto riguarda la parte aerea, e tramite estrazione dal terreno dei pali di fondazione infissi. I materiali ferrosi ricavati vengono inviati ad appositi centri di recupero e riciclaggio istituiti a norma di legge. Per quanto attiene al ripristino del terreno non è necessario procedere a nessuna demolizione di fondazioni in quanto non si utilizzano elementi in cls gettati in opera.

Impianto elettrico (C.E.R 17.04.01) rame – 17.00.00 operazioni di demolizione)

Le linee elettriche e gli apparati elettrici e meccanici delle cabine di trasformazione MT/BT saranno rimosse, conferendo il materiale di risulta agli impianti all'uopo deputati dalla normativa di settore. Il rame degli avvolgimenti e dei cavi elettrici e le parti metalliche verranno inviati ad aziende specializzate nel loro recupero e riciclaggio. Le polifere ed i pozzetti elettrici verranno rimossi tramite scavo a sezione obbligata che verrà poi nuovamente riempito con il materiale di risulta. I manufatti estratti verranno trattati come rifiuti ed inviati in discarica in accordo alle vigenti disposizioni normative. Le colonnine prefabbricate di distribuzione elettrica saranno smantellate ed inviate anch'esse ad aziende specializzate nel loro recupero e riciclaggio.

Le linee elettriche e gli apparati elettrici e meccanici delle cabine di trasformazione MT/BT saranno rimosse, conferendo il materiale di risulta agli impianti all'uopo deputati dalla normativa di settore.

Manufatti prefabbricati e cabina di consegna

Per quanto attiene alle strutture prefabbricate si procederà alla demolizione ed allo smaltimento dei materiali presso impianti di recupero e riciclaggio inerti da demolizione (rifiuti speciali non pericolosi).

Inverter (codice C.E.R. 16.02.14)

Apparecchiature fuori uso, apparati, apparecchi elettrici, elettrotecnici ed elettronici; rottami elettrici ed elettronici contenenti e non metalli preziosi.)

Per quanto riguarda l'inverter, tale rifiuto viene classificato come rifiuto speciale non pericoloso al n.16.02.14 del C.E.R. e i costi medi di mercato per il conferimento sono di circa 40 - 45 c/Kg.

Locale prefabbricato qe e cabina di consegna (C.E.R 17.01.01 cemento)

Per quanto attiene alla struttura prefabbricata alloggiante la cabina elettrica si procederà alla demolizione ed allo smaltimento dei materiali presso impianti di recupero e riciclaggio inerti da demolizione (rifiuti speciali non pericolosi).

Recinzione area (C.E.R 17.04.02 alluminio – 17.04.05 ferro e acciaio)

La recinzione in maglia metallica di perimetrazione del sito, compresi i paletti di sostegno e i cancelli di accesso, sarà rimossa tramite smontaggio ed inviata a centri di recupero per il riciclaggio delle componenti metalliche. I pilastri in c.a. di supporto dei cancelli verranno demoliti ed inviati presso impianti di recupero e riciclaggio inerti da demolizione (rifiuti speciali non pericolosi).

Siepe a mitigazione della cabina (C.E.R 20.02.00 rifiuti biodegradabili)

Al momento della dismissione, in funzione delle future esigenze e dello stato di vita delle singole piante della siepe a mitigazione delle cabine, esse potranno essere smaltite come sfalci, oppure mantenute in sito o cedute ad appositi vivai della zona per il riutilizzo.

4.2 PIANO DI RIPRISTINO AMBIENTALE

Alla fine delle operazioni di smantellamento, il sito continuerà, presumibilmente, ad essere interessato da attività agricola e di pascolo. Nel caso dovesse presentarsi la necessità, si procederà ad un adeguamento delle colture in base alla perdita di ombreggiamento.

Date le caratteristiche del progetto, non resterà sul sito alcun tipo di struttura al termine della dismissione, né in superficie né nel sottosuolo.

La morfologia dei luoghi sarà alterata in fase di dismissione solo localmente, principalmente in corrispondenza degli shelter e delle cabine di campo.

Infatti, mentre lo sfilamento dei pali di supporto dei pannelli avviene agevolmente grazie anche al loro esiguo diametro e peso, la rimozione della fondazione in cls che supporta gli shelter potrebbe provocare un circoscritto sollevamento del terreno circostante. Analogamente, la rimozione del basamento in cls delle cabine comporta uno scavo e quindi una modifica locale alla morfologia, circoscritta ad un intorno ravvicinato del perimetro cabina.

Una volta livellate le parti di terreno interessate dallo smantellamento, che si ricorda sono state previste lungo i confini del sito, si procederà ad aerare il terreno di queste zone circoscritte rivoltando le zolle del soprassuolo con mezzi meccanici. Tale procedura garantirà una buona aerazione del soprassuolo, e fornisce una aumentata superficie specifica per l'insediamento dei semi.

Sul terreno rivoltato potrà essere sparsa una miscela di sementi atte a favorire e potenziare la creazione del prato polifita spontaneo oppure procedere con la semina di altre colture.

Le parti di impianto già coltivate (spazi tra le stringhe, aree al di sotto delle pensiline) nell'esercizio dell'impianto, verranno lasciate allo stato attuale.

Le caratteristiche del progetto già garantiscono il mantenimento della morfologia originaria dei luoghi, a meno di aggiustamenti puntuali (aree cabine - area sottostazione produttore).

Commento [A48]: NUOVO
PARAGRAFO

ENERGETICA CAMPIDANO s.r.l.
REALIZZAZIONE IMPIANTO AGRIVOLTAICO SU INSEGUITORI MONOASSIALI

Pertanto, dopo le operazioni di ripristino descritte, si prevede che il sito tornerà completamente allo stato ante operam nel giro di una stagione, ritrovando le stesse capacità e potenzialità di utilizzo e di coltura che aveva prima e/o durante l'esistenza dell'impianto.

5. EMISSIONI ELETTROMAGNETICHE ED INTERFERENZE

I campi elettromagnetici sono un insieme di grandezze fisiche misurabili, introdotte per caratterizzare un insieme di fenomeni in cui è presente un'azione a distanza attraverso lo spazio. Quattro sono i vettori che inquadrano le grandezze introdotte nella definizione del modello fisico dei campi elettromagnetici:

- E campo elettrico;
- H Campo magnetico;
- D spostamento elettrico o induzione dielettrica;
- B induzione magnetica.

Per quanto concerne i fenomeni elettrici si fa riferimento al campo elettrico, il quale può essere definito come una perturbazione di una certa regione spaziale determinata dalla presenza nell'intorno di una distribuzione di carica elettrica. Per i fenomeni di natura magnetica si fa riferimento a una caratterizzazione dell'esposizione ai campi magnetici in termini di induzione magnetica, che tiene conto dell'interazione con l'ambiente ed i mezzi materiali in cui il campo si propaga. La normativa attualmente in vigore disciplina in modo differente ed in due decreti attuativi diversi i valori ammissibili di campo elettromagnetico, distinguendo così i "campi elettromagnetici quasi statici" ed i "campi elettromagnetici a radio frequenza".

Nel caso dei campi quasi statici ha senso ragionare separatamente sui fenomeni elettrici e magnetici e ha quindi anche senso imporre separatamente dei limiti normativi alle intensità del campo elettrico e dell'induzione magnetica.

Il modello quasi statico è applicato per il caso concreto della distribuzione di energia, in relazione alla frequenza di distribuzione dell'energia della rete che è pari a 50Hz.

In generale gli elettrodotti dedicati alla trasmissione e distribuzione di energia elettrica sono percorsi da correnti elettriche di intensità diversa, ma tutte alla frequenza di 50Hz, e quindi tutti i fenomeni elettromagnetici che li vedono come sorgenti possono essere studiati correttamente con il modello per campi quasi statici.

| DENOMINAZIONE | SIGLA | FREQUENZA | LUNGHEZZA D'ONDA | |
|------------------------------|-------------------------------------|---------------|------------------|------------|
| FREQUENZE ESTREMAMENTE BASSE | ELF | 0 - 3kHz | > 100Km | |
| FREQUENZE BASSISSIME | VLF | 3 - 30kHz | 100 - 10Km | |
| RADIOFREQUENZE | FREQUENZE BASSE (ONDE LUNGHE) | LF | 30 - 300kHz | 10 - 1Km |
| | MEDIE FREQUENZE (ONDE MEDIE) | MF | 300kHz - 3MHz | 1Km - 100m |
| | ALTE FREQUENZE | HF | 3 - 30MHz | 100 - 10m |
| | FREQUENZE ALTISSIME (ONDE METRICHE) | VHF | 30 - 300MHz | 10 - 1m |
| MICROONDE | ONDE DECIMETRICHE | UHF | 300MHz - 3GHz | 1m - 10cm |
| | ONDE CENTIMETRICHE | SHF | 3 - 30GHz | 10 - 1cm |
| | ONDE MILLIMETRICHE | EHF | 30 - 300GHz | 1cm - 1mm |
| INFRAROSSO | IR | 0,3 - 385THz | 1000 - 0,78mm | |
| LUCE VISIBILE | | 385 - 750THz | 780 - 400nm | |
| ULTRAVIOLETTO | UV | 750 - 3000THz | 400 - 100nm | |
| RADIAZIONI IONIZZANTI | X | > 3000THz | < 100nm | |

Tabella 5.1: Spettro elettromagnetico.

Gli impianti per la produzione e la distribuzione dell'energia elettrica alla frequenza di 50 Hz, costituiscono una sorgente di campi elettromagnetici nell'intervallo 30-300 Hz.

5.1 RIFERIMENTI NORMATIVI

- D.M. del 29 maggio 2008;
- Linee Guida per l'applicazione del § 5.1.3 dell'Allegato A al DM 29.05.08;
- Norma CEI 106-11 (*Guida per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti secondo le disposizioni del D.P.C.M. 8 luglio 2003 (art.6)*);
- D.P.C.M. del 8 luglio 2003 "*Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz) generati dagli elettrodotti*";
- Legge n.36 del 22 febbraio 2001;
- Decreto Interministeriale del 21 marzo 1988 n.449.

5.1.1 VALUTAZIONE DELL'ESPOSIZIONE UMANA. VALORI LIMITE

Il D.P.C.M. 8 luglio 2003 fissa i limiti di esposizione e valori di attenzione, per la protezione della popolazione dalle esposizioni a campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz) connessi al funzionamento ed all'esercizio degli elettrodotti, in particolare:

- All'art.3 comma 1: nel caso di esposizione a campi elettrici e magnetici alla frequenza di 50 Hz generati da elettrodotti, non deve essere superato il **limite di esposizione di 100 μT** per l'induzione magnetica e 5 kV/m per il campo elettrico, intesi come valori efficaci;
- All'art.3 comma 2: a titolo di misura di cautela per la protezione da possibili effetti a lungo termine, eventualmente connessi con l'esposizione ai campi magnetici generati alla frequenza di rete (50 Hz), nelle aree gioco per l'infanzia, in ambienti abitativi, in ambienti scolastici e nei luoghi adibiti a permanenze non inferiori a quattro ore giornaliere, si assume per l'induzione magnetica il **valore di attenzione di 10 μT** , da intendersi come mediana dei valori nell'arco delle 24 ore nelle normali condizioni di esercizio;
- Art.4 comma 1. Nella progettazione di nuovi elettrodotti in corrispondenza di aree gioco per l'infanzia, di ambienti abitativi, di ambienti scolastici e di luoghi adibiti a permanenze non inferiori a quattro ore e nella progettazione dei nuovi insediamenti e delle nuove aree di cui sopra in prossimità di linee ed installazioni elettriche già presenti nel territorio, ai fini della progressiva minimizzazione dell'esposizione ai campi elettrici e magnetici generati dagli elettrodotti operanti alla frequenza di 50 Hz, è fissato l'**obiettivo di qualità di 3 μT per il valore dell'induzione magnetica**, da intendersi come mediana dei valori nell'arco delle 24 ore nelle normali condizioni di esercizio;
- Lo stesso DPCM, all'art 6, fissa i parametri per la determinazione delle fasce di rispetto degli elettrodotti, per le quali si dovrà fare riferimento all'obiettivo di qualità (**B=3 μT**) di cui all'art. 4 sopra richiamato ed alla portata della corrente in servizio normale.

Commento [A49]: NUOVO PARAGRAFO

- L'allegato al Decreto 29 maggio 2008 (Metodologie di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto degli elettrodotti) definisce quale *fascia di rispetto* lo spazio circostante l'elettrodotto, che comprende tutti i punti al di sopra e al di sotto del livello del suolo, caratterizzati da un'induzione magnetica di intensità maggiore o uguale all'obiettivo di qualità. Ai fini del calcolo della fascia di rispetto si omettono verifiche del campo elettrico, in quanto nella pratica questo determinerebbe una fascia (basata sul limite di esposizione, nonché valore di attenzione pari a 5kV/m) che è sempre inferiore a quella fornita dal calcolo dell'induzione magnetica.

Pertanto, obiettivo dei paragrafi successivi sarà quello di calcolare le fasce di rispetto dagli elettrodotti del progetto in esame, facendo riferimento al limite di qualità di 3 μ T.

5.2 ESPOSIZIONE AI CAMPI A FREQUENZE ESTREMAMENTE BASSE (ELF -EXTREMELY LOW FREQUENCY)

Una delle problematiche più studiate è certamente quella concernente l'esposizione a campi elettrici e magnetici dispersi nell'ambiente dalle linee di trasporto e di distribuzione dell'energia elettrica (elettrodotti), la cui frequenza (50 Hz in Europa, 60 Hz negli Stati Uniti) rientra nella cosiddetta banda ELF (30 - 300 Hz).

I campi ELF, contraddistinti da frequenze estremamente basse, sono caratterizzabili mediante la semplificazione delle equazioni di Maxwell dei "campi elettromagnetici quasi statici" e quindi da due entità distinte:

- il campo elettrico, generato dalla presenza di cariche elettriche o tensioni e quindi direttamente proporzionale al valore della tensione di linea;
- il campo magnetico, generato invece dalle correnti elettriche: dagli elettrodotti si generano sia un campo elettrico che un campo magnetico.

5.2.1 CAMPO ELETTRICO

Il campo elettrico è legato in maniera direttamente proporzionale alla tensione della sorgente; esso si attenua, allontanandosi da un elettrodotto, come l'inverso della distanza dai conduttori. I valori efficaci delle tensioni di linea variano debolmente con le correnti che le attraversano, pertanto l'intensità del campo elettrico può considerarsi, in prima approssimazione, costante. La presenza di alberi, oggetti conduttori o edifici in prossimità delle linee riduce l'intensità del campo elettrico e, in particolare all'interno degli edifici, si possono misurare intensità di campo fino a 10 (anche 100) volte inferiori a quelle rilevabili all'esterno.

5.2.2 CAMPO MAGNETICO

L'intensità del campo magnetico generato in corrispondenza di un elettrodotto dipende invece dall'intensità della corrente circolante nel conduttore; tale flusso risulta estremamente variabile sia nell'arco di una giornata sia su scala temporale maggiore quale quella stagionale.

Non c'è alcun effetto schermante nei confronti dei campi magnetici da parte di edifici, alberi o altri oggetti vicini alla linea: quindi all'interno di eventuali edifici circostanti si può misurare un campo

magnetico di intensità comparabile a quello riscontrabile all'esterno. Quindi, sia campo elettrico che campo magnetico decadono all'aumentare della distanza dalla linea elettrica, ma mentre il campo elettrico, è facilmente schermabile da oggetti quali legno, metallo, ma anche alberi ed edifici, il campo magnetico non è schermabile dalla maggior parte dei materiali di uso comune.

5.2.3 FONTI DI EMISSIONE

Commento [A50]: NUOVO PARAGRAFO

Le apparecchiature elettriche previste nella realizzazione dell'impianto fotovoltaico in oggetto generano normalmente, durante il loro funzionamento, campi elettromagnetici con radiazioni non ionizzanti.

In particolare, sono da considerarsi come sorgenti di campo elettromagnetico le seguenti componenti del parco fotovoltaico:

- Elettrodotti:
 - linee elettriche MT di interconnessione fra I gruppi inverter/trasformatori dei sottocampi e la Cabina Generale MT/AT;
 - Sottostazione Elettrica Utente 30/150 kV;
 - Trasformatore MT/AT;
 - Cavo interrato AT;
 - Sbarre A 150 kV.

Di seguito verrà data una caratterizzazione delle sorgenti appena individuate.

5.3 EMISSIONI ELETTROMAGNETICHE INDOTTE DAGLI ELETTRODOTTI A SERVIZIO DELL'IMPIANTO

5.3.1 DIFFERENZA TRA CAMPI INDOTTI DA LINEE ELETTRICHE AEREE E CAVI INTERRATI

5.3.1.1 Campo elettrico

Il campo elettrico risulta ridotto in maniera significativa per l'effetto combinato dovuto alla speciale guaina metallica schermante del cavo ed alla presenza del terreno che presenta una conducibilità elevata. Per le linee elettriche di MT a 50 Hz, i campi elettrici misurati attraverso prove sperimentali sono risultati praticamente nulli, per l'effetto schermante delle guaine metalliche e del terreno sovrastante i cavi interrati.

5.3.1.2 Campo magnetico

Le grandezze che determinano l'intensità del campo magnetico circostante un elettrodotto sono principalmente:

- distanza dalle sorgenti (conduttori);
- intensità delle sorgenti (correnti di linea);
- disposizione e distanza tra sorgenti (distanza mutua tra i conduttori di fase);
- presenza di sorgenti compensatrici;
- suddivisione delle sorgenti (terne multiple).

I metodi di controllo del campo magnetico si basano principalmente sulla riduzione della distanza tra le fasi, sull'installazione di circuiti addizionali (spire) nei quali circolano correnti di schermo, sull'utilizzazione di circuiti in doppia terna a fasi incrociate e sull'utilizzazione di linee in cavo.

I valori di campo magnetico, risultano essere notevolmente abbattuti mediante interrimento degli elettrodotti. Questi vengono posti a circa 1,5-1,85 metri di profondità e sono composti da un conduttore cilindrico, una guaina isolante, una guaina conduttrice (la quale funge da schermante per i disturbi esterni, i quali sono più acuti nel sottosuolo in quanto il terreno è molto più conduttore dell'aria) e un rivestimento produttivo.

I cavi interrati generano, a parità di corrente trasportata, un campo magnetico al livello del suolo più intenso degli elettrodotti aerei (circa il doppio), però l'intensità di campo magnetico si riduce molto più rapidamente con la distanza (i circa 80 m diventano in questo caso circa 24). Tra i vantaggi collegati all'impiego dei cavi interrati sono da considerare i valori di intensità di campo magnetico che decrescono molto più rapidamente con la distanza. Tra gli svantaggi sono da considerare i problemi di perdita di energia legati alla potenza reattiva (produzione, oltre ad una certa lunghezza del cavo, di una corrente capacitiva, dovuta all'interazione tra il cavo ed il terreno stesso, che si contrappone a quella di trasmissione). Altri metodi con i quali ridurre i valori di intensità di campo elettrico e magnetico possono essere quelli di usare "linee compatte", dove i cavi vengono avvicinati tra di loro in quanto questi sono isolati con delle membrane isolanti. Queste portano ad una riduzione del campo magnetico. Confrontando il campo magnetico generato da linee aeree con quello generato da cavi interrati, si rileva che per i cavi interrati l'intensità massima del campo magnetico è più elevata, ma presenta un'attenuazione più pronunciata.

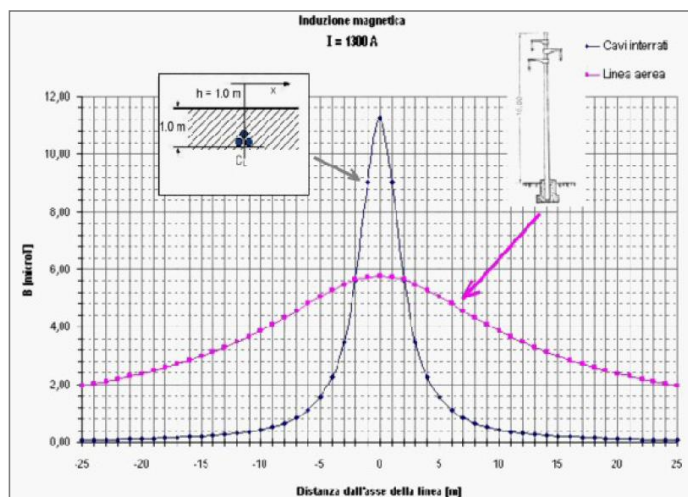


Figura 24: Attenuazione dell'induzione magnetica dovuta all'interrimento dei cavi.

5.4 ANALISI DELL'IMPATTO ELETTROMAGNETICO DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO IN PROGETTO**Commento [A51]:** PARAGRAFO REVISIONATO

L'impatto elettromagnetico relativo all'impianto fotovoltaico in progetto per la produzione di energia elettrica da fonte solare a conversione fotovoltaica, è legato:

- alla Realizzazione di cavidotto interrato per la connessione elettrica dei campi in cui è suddiviso elettricamente l'impianto, con la cabina elettrica di connessione e consegna alla rete di distribuzione nazionale;
- all'utilizzo dei trasformatori BT/MT.

Nell'intervento proposto è prevista la realizzazione di linee elettriche interrate in AT, oltre la realizzazione di cavidotti interrati in MT (30 kV), per la distribuzione dell'energia elettrica prodotta dall'impianto alla cabina di connessione e consegna alla rete elettrica MT (30 kV).

Commento [A52]: NUOVO PARAGRAFO**5.4.1 CALCOLO DEL CAMPO DI INDUZIONE ELETTROMAGNETICA GENERATO DAGLI ELETTRODOTTI**

Quella che viene presentata di seguito è una valutazione analitica del campo magnetico generato dagli elettrodotti, basata sulle metodologie di calcolo approvate dal D.M. 29/05/2008, e specificate dalla norma CEI 106-11.

Per la valutazione del campo magnetico generato dall'elettrodotto occorre innanzitutto distinguere gli elettrodotti in funzione della tipologia dei cavi utilizzati.

In linea generale l'utilizzo di cavi MT in configurazione ad "elica visibile" con sezione sino a 240 mm², fanno sì che il campo magnetico prodotto sia notevolmente inferiore a quello prodotto da cavi analoghi posati in piano o a trifoglio. Le particolarità costruttive di questi cavi, ossia la ridotta distanza tra le fasi e la loro continua trasposizione dovuta alla cordatura, fa sì che il campo elettromagnetico generato dai cavi di sezione 50 – 185 mm² risulta essere infatti di gran lunga inferiore ai valori limite richiesti e, pertanto, già dopo una prima analisi qualitativa, se ne può escludere la valutazione numerica, così come previsto dalla normativa e dalle leggi vigenti.

Nello specifico del caso di progetto, sono stati considerati cavi posati a trifoglio (*worst-case*). Per la valutazione del campo magnetico generato da tali elettrodotti occorre innanzitutto individuare le possibili diverse configurazioni che si presentano nel caso in esame, e sulla base di questi individuare i diversi casi sui quali effettuare la valutazione del campo.

Nel caso di progetto si considerano i tratti di elettrodotti che accolgono le sezioni di cavo maggiore e in cui fluisce il valore di corrente maggiore. La linea MT si considera costituita da 2 terne di cavi MT della tipologia ARP1H5(AR)E; ciascuna terna con sezione pari a 500 mm².

Con riferimento alla soluzione tecnica adottata, sono stati calcolati gli andamenti tipici dell'induzione magnetica per la portata in corrente in servizio normale (come definita dalla CEI 11/60), per i collegamenti in cavo interrato e per le sbarre MT della cabina di smistamento.

In linea generale, nel caso di cavidotti in cui sono posate più terne di cavi, è possibile fare ricorso ad un modello matematico che tenga conto del campo magnetico generato da ogni singola terna.

$$B_x = \frac{\mu_0}{2\pi} \sum_i I_i \left[\frac{y_i - y}{(x - x_i)^2 + (y - y_i)^2} \right]$$

$$B_y = \frac{\mu_0}{2\pi} \sum_i I_i \left[\frac{x_i - x}{(x - x_i)^2 + (y - y_i)^2} \right]$$

dove:

- μ_0 = permeabilità magnetica;

- I_i = valore istantaneo della corrente nella fase i -esima;
- x, y = coordinate del punto nel quale si calcola l'induzione;
- x_i, y_i = coordinate del conduttore i -esimo.

È possibile a questo punto effettuare una semplificazione del modello, che consideri il contributo non del singolo conduttore ma dell'intera terna, della quale sono note le caratteristiche geometriche. Si terrà conto nel seguito per il modello del sistema di cavi unipolari posati a trifoglio e non elicordati: in questo modo viene introdotto un grado di protezione maggiore nel sistema, essendo il campo magnetico generato dal un cavo elicordato meno intenso di quello di una terna posata a trifoglio. Per i cavi unipolari posati a trifoglio è possibile ricorrere ad una espressione approssimata del campo magnetico, come di seguito riportato.

$$B = 0,1 * \sqrt{6} \frac{S * I}{R^2}$$

dove:

B [μ T] è l'induzione magnetica in un generico punto distante;

R [m] dal conduttore centrale;

S [m] è la distanza fra i conduttori adiacenti, percorsi da correnti simmetriche ed equilibrate di ampiezza pari a I [A].

Si precisa che R è la distanza dal conduttore misurata in piano, cioè al livello del suolo, quindi a quota 0.

Considerata la natura vettoriale del campo magnetico, è possibile sommare i contributi dovuti alle singole terne e calcolare, attraverso il modello semplificato di cui prima, il valore del campo magnetico nello spazio circostante l'elettrodotto.

Possiamo quindi riscrivere la formula nella maniera seguente:

$$B_i = 0,1 * \sqrt{6} \frac{S_i * I_i}{(x - x_i)^2 + (y - d)^2}$$

Per cui applicando la formula di cui sopra si ottengono i risultati riportati nella tabella seguente.

Il calcolo è stato effettuato per diverse altezze dal livello del suolo e con intervallo di campionamento dei valori in ascissa (ossia della distanza dall'asse centrale) pari a 0,5 m.

Inoltre, si è tenuto conto della profondità di posa dei cavi all'arrivo in cabina prima dell'attestazione nei quadri MT. Si è considerata quindi una profondità pari a 0,90 m.

Per il "Worst case", relativo al cavidotto MT, si hanno i seguenti dati in ingresso:

- Numero di terne di cavi: 2;
- Corrente circolante nella terna di cavi: 314,20 A;
- Sezione dei cavi scelta: 500 mm².

| Distanza dall'asse centrale (m) | B _{tot} a 0 m dal suolo (μT) | B _{tot} a 1 m dal suolo (μT) | B _{tot} a 1,5 m dal suolo (μT) | B _{tot} a 2 m dal suolo (μT) | B _{tot} a 2,5 m dal suolo (μT) | B _{tot} a 3 m dal suolo (μT) |
|---------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|---|---------------------------------------|---|---------------------------------------|
| -10,00 | 0,09 | 0,08 | 0,08 | 0,08 | 0,08 | 0,07 |
| -9,50 | 0,09 | 0,09 | 0,09 | 0,09 | 0,08 | 0,08 |
| -9,00 | 0,11 | 0,10 | 0,10 | 0,10 | 0,09 | 0,09 |
| -8,50 | 0,12 | 0,11 | 0,11 | 0,11 | 0,10 | 0,10 |
| -8,00 | 0,13 | 0,13 | 0,12 | 0,12 | 0,11 | 0,11 |
| -7,50 | 0,15 | 0,14 | 0,14 | 0,13 | 0,13 | 0,12 |
| -7,00 | 0,17 | 0,16 | 0,16 | 0,15 | 0,14 | 0,13 |
| -6,50 | 0,20 | 0,19 | 0,18 | 0,17 | 0,16 | 0,15 |
| -6,00 | 0,23 | 0,22 | 0,21 | 0,19 | 0,18 | 0,17 |
| -5,50 | 0,28 | 0,25 | 0,24 | 0,22 | 0,21 | 0,19 |
| -5,00 | 0,33 | 0,30 | 0,28 | 0,26 | 0,24 | 0,21 |
| -4,50 | 0,41 | 0,36 | 0,33 | 0,30 | 0,27 | 0,24 |
| -4,00 | 0,51 | 0,44 | 0,40 | 0,35 | 0,31 | 0,28 |
| -3,50 | 0,66 | 0,54 | 0,48 | 0,42 | 0,36 | 0,31 |
| -3,00 | 0,88 | 0,68 | 0,58 | 0,50 | 0,42 | 0,36 |
| -2,50 | 1,22 | 0,87 | 0,72 | 0,59 | 0,48 | 0,40 |
| -2,00 | 1,79 | 1,13 | 0,88 | 0,69 | 0,55 | 0,45 |
| -1,50 | 2,82 | 1,47 | 1,08 | 0,81 | 0,62 | 0,49 |
| -1,00 | 4,76 | 1,87 | 1,28 | 0,92 | 0,69 | 0,53 |
| -0,50 | 8,13 | 2,23 | 1,43 | 1,00 | 0,73 | 0,56 |
| 0,00 | 10,64 | 2,39 | 1,50 | 1,02 | 0,75 | 0,57 |
| 0,50 | 8,13 | 2,23 | 1,43 | 1,00 | 0,73 | 0,56 |
| 1,00 | 4,76 | 1,87 | 1,28 | 0,92 | 0,69 | 0,53 |
| 1,50 | 2,82 | 1,47 | 1,08 | 0,81 | 0,62 | 0,49 |
| 2,00 | 1,79 | 1,13 | 0,88 | 0,69 | 0,55 | 0,45 |
| 2,50 | 1,22 | 0,87 | 0,72 | 0,59 | 0,48 | 0,40 |
| 3,00 | 0,88 | 0,68 | 0,58 | 0,50 | 0,42 | 0,36 |
| 3,50 | 0,66 | 0,54 | 0,48 | 0,42 | 0,36 | 0,31 |
| 4,00 | 0,51 | 0,44 | 0,40 | 0,35 | 0,31 | 0,28 |
| 4,50 | 0,41 | 0,36 | 0,33 | 0,30 | 0,27 | 0,24 |
| 5,00 | 0,33 | 0,30 | 0,28 | 0,26 | 0,24 | 0,21 |
| 5,50 | 0,28 | 0,25 | 0,24 | 0,22 | 0,21 | 0,19 |
| 6,00 | 0,23 | 0,22 | 0,21 | 0,19 | 0,18 | 0,17 |
| 6,50 | 0,20 | 0,19 | 0,18 | 0,17 | 0,16 | 0,15 |
| 7,00 | 0,17 | 0,16 | 0,16 | 0,15 | 0,14 | 0,13 |
| 7,50 | 0,15 | 0,14 | 0,14 | 0,13 | 0,13 | 0,12 |
| 8,00 | 0,13 | 0,13 | 0,12 | 0,12 | 0,11 | 0,11 |
| 8,50 | 0,12 | 0,11 | 0,11 | 0,11 | 0,10 | 0,10 |
| 9,00 | 0,11 | 0,10 | 0,10 | 0,10 | 0,09 | 0,09 |
| 9,50 | 0,09 | 0,09 | 0,09 | 0,09 | 0,08 | 0,08 |
| 10,00 | 0,09 | 0,08 | 0,08 | 0,08 | 0,08 | 0,07 |

Tab. 5.2: Valori del campo di induzione magnetica per diverse distanze dall'asse dei cavidotti e altezze dal suolo.

ENERGETICA CAMPIDANO s.r.l.
REALIZZAZIONE IMPIANTO AGRIVOLTAICO SU INSEGUITORI MONOASSIALI

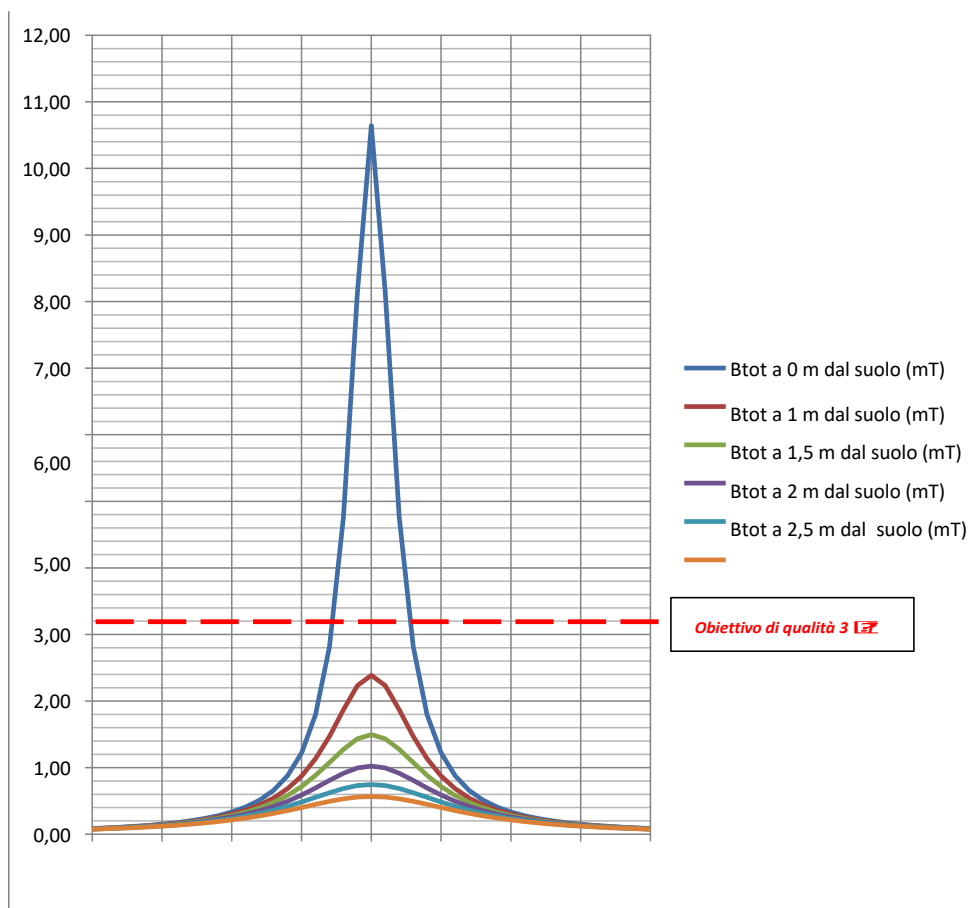


Figura 25: Grafico del campo di induzione magnetica per diverse distanze dall'asse dei cavidotti e altezze dal suolo.

Il grafico mostra come nel caso in esame, il valore del Campo di Induzione Elettromagnetica risulta superiore all'obiettivo di qualità, pari a $3 \mu T$, risultando ad una quota dal suolo pari ad 0 m e sull'asse dei conduttori, pari a $10,64 \mu T$ (Tab. 7.2). Tuttavia si può anche vedere che sull'asse dei conduttori già ad 1,5 metri dal suolo il valore dell'induzione elettromagnetica scende a $2,39 \mu T < 3 \mu T$. Se consideriamo poi che ad 1,5 metro di distanza dai conduttori (anche a quota 0 m dal suolo), il valore di B è pari a $2,82 \mu T < 3 \mu T$, possiamo affermare che l'impatto elettromagnetico è limitato.

Si prevedono comunque, nelle fasi di esercizio e manutenzione dell'impianto, tempi di permanenza di personale addetto all'interno delle Cabine, inferiori alle 4 ore. Per tempi che dovessero prospettarsi superiori, si prevede comunque la disalimentazione di parte o di tutto l'impianto, a seconda della zona sulla quale si andrà ad operare.

In fase di esercizio, pertanto, il funzionamento dei cavidotti elettrici produrrà campi elettromagnetici di entità modesta ed inferiore ai livelli di qualità previsti dal DPCM 8 luglio 2003. Inoltre i cavidotti saranno installati in gran parte al di sotto di strade secondarie in aree agricole

dove non vi è presenza di abitazioni, e dove non è prevista la permanenze continuativa di persone.

5.4.2 GRUPPO DI TRASFORMAZIONE

Commento [A53]: NUOVO PARAGRAFO

Nel caso delle Cabine di Campo e Trasformazione, si determina direttamente il valore della *DPA*.

La *DPA*, Distanza di Prima Approssimazione, per le cabine è la distanza, in pianta sul livello del suolo, da tutte le pareti della cabina stessa, che garantisce che ogni punto, la cui proiezione al suolo disti dalla proiezione del perimetro di cabina più di *DPA*, si trovi all'esterno delle fasce di rispetto.

Per fascia di rispetto s'intende, in questo caso, lo spazio circostante la cabina che comprende tutti i punti, al di sopra e al di sotto del livello del suolo, caratterizzati da un'induzione magnetica d'intensità maggiore o uguale all'obiettivo di qualità ($3\mu T$). Il calcolo della *DPA* deve essere effettuato anche per il gruppo Inverter/trasformatori, all'interno delle quali avviene la trasformazione da BT in MT a mezzo di un Trasformatore BT/MT. Si prende a tale scopo in considerazione, il trasformatore di taglia maggiore previsto all'interno dell'impianto e che risulta avere una potenza pari a 1.500 kVA.

Ai sensi del *DM del MATTM del 29.05.2008, cap.5.2.1*, la *DPA* si determina applicando la formula di seguito riportata.

La struttura semplificata sulla base della quale si calcola la *DPA* è un sistema trifase, percorso da una corrente pari alla corrente nominale di bassa in uscita dal trasformatore, e con distanza tra le fasi pari al diametro dei cavi reali in uscita dal trasformatore stesso. Quindi i dati necessari per il calcolo delle *DPA* sono:

- corrente nominale di bassa tensione del trasformatore;
- diametro dei cavi reali in uscita dal trasformatore.

$$\frac{DPA}{\sqrt{I}} = 0.40942 * x^{0.5241}$$

Dove:

I è la corrente nominale di bassa del trasformatore in (A);

x il diametro dei cavi in (m).

Nel caso in esame i dati di ingresso saranno assegnati considerando il "worst-case" del progetto:

I = **2.380,08 A** (valore massimo della corrente di bassa tensione all'interno dell'impianto in ingresso al trasformatore).

x = diametro esterno massimo del cavo pari a **33 mm** trattandosi un *FG16R16 3 x(1x300 mm²)*.

Dal calcolo si ottiene:

$$DPA = 3,34 \text{ m}$$

che arrotondata per eccesso all'intero superiore fissa il valore della Distanza di Prima Approssimazione pari a 4 m.

Quindi, la fascia di rispetto rientra nei confini dell'aerea di pertinenza dell'impianto stesso, essendo le cabine sempre ubicate oltre il margine interno delle strade perimetrali, cioè ad una distanza dalla recinzione sempre superiore ai 6,5 m. Inoltre cabina è posizionata all'aperto e normalmente non è permanentemente presidiata.

5.4.3 SOTTOSTAZIONE ELETTRICA UTENTE 30/150 KV

Commento [A54]: NUOVO
PARAGRAFO

L'energia proveniente dall'Impianto Fotovoltaico, raggiungerà la Sottostazione di Trasformazione, ubicata all'interno del campo fotovoltaico. Qui è previsto:

- un ulteriore innalzamento della tensione con una trasformazione 30/150 kV;
- la misura dell'energia prodotta;
- la consegna a TERNA S.p.a.

La sottostazione avrà una superficie di circa 3.500 m². Al suo interno sarà presente un edificio adibito a locali tecnici, in cui saranno allocati gli scomparti MT, i quadri BT, il locale comando controllo. Il gruppo elettrogeno, invece, sarà installato in apposito alloggio esterno, con copertura in lamiera.

I trasformatori 30/150 kV avrà potenza nominale di 50 MVA raffreddamento in olio ONAN/ONAF, con vasca di raccolta sottostante, in caso di perdite accidentali.

Oltre al trasformatore MT/AT saranno installate apparecchiature AT per protezione, sezionamento e misura:

- scaricatori di tensione;
- sezionatore tripolare con lame di terra;
- trasformatori di tensione induttivi per misure e protezione;
- interruttore tripolare 150kV;
- trasformatori di corrente per misure e protezione;
- trasformatori di tensione induttivi per misure fiscali.

La recinzione sarà realizzata con elementi prefabbricati "a pettine", che saranno installati su apposito cordolo in calcestruzzo (interrato). La finitura del piazzale interno alla SSE sarà in asfalto. In corrispondenza delle apparecchiature AT sarà realizzata una finitura in ghiaietto.

Per quanto concerne la determinazione della fascia di rispetto, la SSE è del tutto assimilabile ad una Cabina Primaria, per la quale la fascia di rispetto rientra, nei confini dell'area di pertinenza dell'impianto (area recintata). Ciò in conformità a quanto riportato al paragrafo 5.2.2 dell'Allegato al Decreto 29 maggio 2008 che afferma che: per questa tipologia di impianti la DPA e, quindi, la fascia di rispetto, rientrano generalmente nei confini dell'aerea di pertinenza dell'impianto stesso.

L'impatto elettromagnetico nella SSE è essenzialmente prodotto:

- dall'utilizzo dei trasformatori BT/MT e MT/AT;
- dalla realizzazione delle linee/sbarre aeree di connessione tra la trasformazione e le

apparecchiature elettromeccaniche

- dalla linea interrata AT

L'impatto generato dalle linee/sbarre AT è di gran lunga quello più significativo e pertanto si propone il calcolo della fascia di rispetto dalle linee/sbarre AT.

5.4.3.1 Determinazione della fascia di rispetto

Per le DPA si è preso come riferimento le "Linee Guida per l'applicazione del § 5.1.3. dell'Allegato al DM 29.05.2008 – Distanza di prima approssimazione (DPA) da linee e cabine elettriche", di cui si riporta di seguito lo stralcio per quanto di interesse che pongono la distanza di prima approssimazione dal centro delle sbarre AT pari a **14 m**.

Commento [A55]: NUOVO PARAGRAFO



DIVISIONE INFRASTRUTTURE E RETI
QSAUTUN

| Tipologia sostegno | Formazione | Armamento | Corrente | DPA (m) | Rif. |
|--|-------------------------------------|-----------|----------|---------|------|
| Tubolare Doppia Tema con mensole isolanti (serie 132/150 kV) Scheda A13 | 22.8 mm 307.75 mm ² | | 576 | 22 | A13a |
| | | | 444 | 19 | A13b |
| | 31.5 mm 585.35 mm ² | | 870 | 27 | A13c |
| | | | 675 | 23 | A13d |
| CAVI INTERRATI Semplice Tema cavi disposti in piano (serie 132/150 kV) Scheda A14 | 108 mm 1600 mm ² | | 1110 | 5.10 | A14 |
| CAVI INTERRATI Semplice Tema cavi disposti a trifoglio (serie 132/150 kV) Scheda A15 | 108 mm 1600 mm ² | | 1110 | 3.10 | A15 |
| CABINA PRIMARIA ISOLATA IN ARIA (132/150kV - 15/20kV) Trasformatori 63MVA Scheda A16 | Distanza tra le fasi AT = 2.20 m | | 870 | 14 | A16 |
| | Distanza tra le fasi MT = 0.37 m | | 2332 | 7 | |

Figura 26: Indicazioni sulle DPA in base alla tipologia del componente elettrico.



DIVISIONE INFRASTRUTTURE E RETI
QUALITÀ

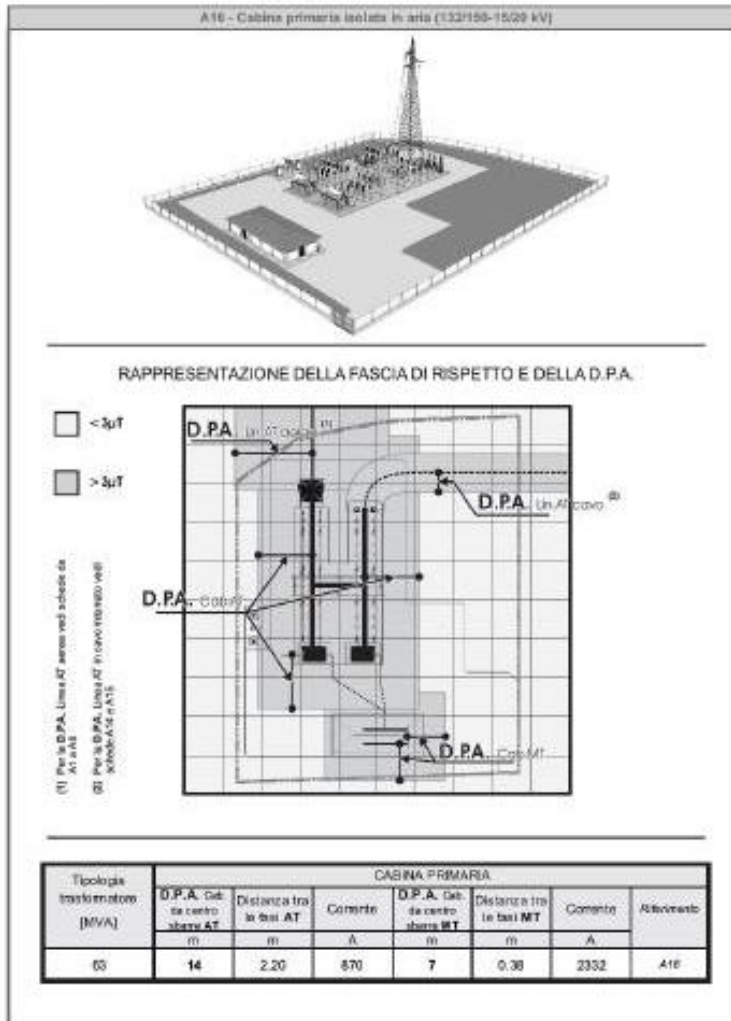


Figura 27: Indicazioni sulla DPA nella cabina primaria isolata in aria (SSE).

Inoltre:

- in conformità a quanto previsto dal Decreto 29 maggio 2008 la *Distanza di Prima Approssimazione (DPA)* e, quindi, la *fascia di rispetto rientra nei confini dell'area di pertinenza della cabina di trasformazione in progetto;*
- *la sottostazione di trasformazione è comunque realizzata in un'area agricola, con totale*

assenza di edifici abitati per un raggio di oltre 100 m.

- *all'interno dell'area della sottostazione non è prevista la permanenza di persone per periodi continuativi superiori a 4 ore con l'impianto in tensione.*

Pertanto si può quindi affermare che l'impatto elettromagnetico su persone, prodotto dalla realizzazione della SSE, sarà trascurabile.

5.4.4 CONCLUSIONI E DISTANZE DI PRIMA APPROSSIMAZIONE (DPA)

Alla luce dei calcoli eseguiti, non si riscontrano problematiche particolari relative all'impatto elettromagnetico dei componenti dell'impianto Fotovoltaico in oggetto ed in particolare delle Cabine elettriche, i cavidotti e la Sottostazione Utente (SSE), in merito all'esposizione umana ai campi elettrici e magnetici. A conforto di ciò che è stato fin qui detto, a lavori ultimati si potranno eseguire prove sul campo che dimostrino l'esattezza dei calcoli e delle assunzioni fatte.

Lo studio condotto conferma la conformità dell'impianto dal punto di vista degli effetti del campo elettromagnetico sulla salute umana.

Per quanto concerne i cavi interrati infatti, considerati gli accorgimenti di progetto adottati relativi a:

- minimizzazione dei percorsi della rete;
- disposizione a fascio delle linee trifase

si può escludere la presenza di rischi di natura sanitaria per la popolazione, sia per i bassi valori del campo sia per assenza di possibili recettori nelle zone interessate.

Per quanto concerne il sistema di linee di connessione del trasformatore AT/MT e apparecchiature elettromeccaniche all'interno della SSE, abbiamo visto che la D PA calcolata ricade all'interno della SSE stessa e quindi non genera rischi di esposizione prolungata ai campi elettromagnetici, dal momento che si tratta di *Officina Elettrica* a cui è consentito l'accesso di personale specializzato, peraltro in modo saltuario e non continuativo (per tempi non superiori alle 4 ore).

Le opere elettriche in progetto e relative DPA non interessano aree gioco per l'infanzia, ambienti abitativi, ambienti scolastici o luoghi adibiti a permanenze di persone superiori a quattro ore, rispondendo pienamente agli obiettivi di qualità dettati dall'art.4 del D.P.C.M 8 luglio 2003.

Inoltre, sono rispettate ampiamente le distanze da fabbricati adibiti ad abitazione o ad altra attività che comporti tempi di permanenza prolungati, previste dal D.P.C.M. 23 aprile 1992 "*Limiti massimi di esposizione al campo elettrico e magnetico generati alla frequenza industriale nominale di 50 Hz negli ambienti abitativi e nell'ambiente esterno*".

In definitiva, volendo riassumere, si sono assunte le seguenti Distanze di Prima Approssimazione:

Impianto fotovoltaico

Gruppo Inverter/Trasformatori: 4 m in tutto il loro intorno;
Cavidotti MT interni all'impianto fotovoltaico 2 m in tutto l'intorno

Commento [A56]: NUOVO PARAGRAFO

Cabina Generale fv

Come riportato nel paragrafo ad esse dedicato, per le cabine di trasformazione è stata considerata una fascia di rispetto pari a 4 m, oltre la quale il valore del Campo di induzione magnetica risulta inferiore a 3 μ T (valore di qualità).

Per la Cabina di Smistamento si considereranno i medesimi valori.

Cavidotti MT interni

Pur essendo i valori del campo di induzione elettromagnetica ben al di sotto dei limiti di qualità, assumeremo come larghezza della fascia di rispetto 4,00 m, cioè 2,00 metri dall'asse da entrambi i lati.

Sottostazione Utente (SSE)

Per la sottostazione Utente, sono state assunte come Distanze di Prima approssimazione, quelle indicate nelle "Linee Guida per l'applicazione del § 5.1.3. dell'Allegato al DM 29.05.2008 – Distanza di prima approssimazione (DPA) da linee e cabine elettriche".

6. RISCHIO INCENDIO

Commento [U57]: NUOVO PARAGRAFO

Un incendio sviluppatosi in qualsiasi struttura con presenza di un impianto fotovoltaico richiede un esame attento delle cause che lo hanno sviluppato per capire se l'impianto fotovoltaico può esserne la causa o si trova semplicemente coinvolto.

La presente relazione vuole essere un contributo indirizzato ai Capi Partenza per consentire di trarre utili spunti nell'esame dell'ampia casistica che può presentarsi.

Come è stato evidenziato in precedenza, un sistema ftv è in pratica un generatore di tensione continua: tale tensione viene trasformata in tensione alternata al fine di potersi interfacciare con la rete del gestore dell'energia.

Si vedano a tal proposito, lo schema di principio e lo schema elettrico di un impianto ftv di seguito riportati.

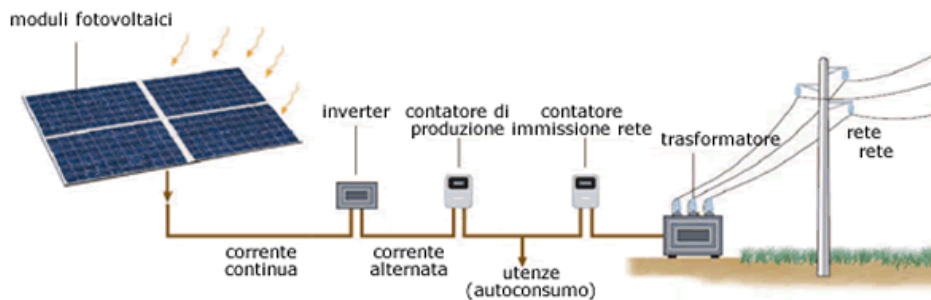


Figura 28: componenti impianto fotovoltaico.

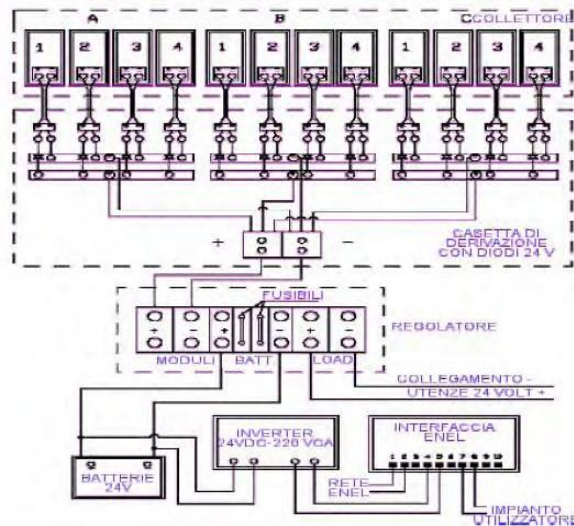


Figura 29: schema collegamento impianto fotovoltaico.

In sostanza, un pannello ftv funziona come un elemento di una batteria, ai suoi capi (se sottoposto ad irraggiamento) è presente una tensione continua, che si può ridurre a valori prossimi allo zero unicamente mettendo fuori uso il pannello attraverso azioni che portino ad oscurare le celle ftv.

Negli impianti FTV alcuni singoli pannelli sono collegati in serie tra loro componendo UNA STRINGA che, a sua volta, è messa in parallelo con altre; l'effetto è quello di avere delle stringhe con la medesima tensione poste, in parallelo ad altre (per ottenere i valori di corrente desiderati), come gli elementi di una batteria di dimensioni ragguardevoli. Si pone l'attenzione sul fatto che le tensioni in gioco possono essere prossime al migliaio di Volt.

6.1 ANALISI DELLE PRINCIPALI CAUSE DI INCENDIO

Il Capo Partenza che si trova ad intervenire in caso di un incendio in presenza di impianto fotovoltaico, terminate le necessarie operazioni di spegnimento e smassamento, dovrà svolgere gli atti dovuti per risalire all'individuazione della causa dell'evento.

Al fine di fornire un supporto a tale difficile operazione, di seguito, si esamineranno le specificità degli incendi originati nei pannelli, nei quadri stringa, nei cavi, nei cablaggi e negli inverter.

Ad esempio, si prenda in esame l'incendio di un tetto con la presenza di pannelli fotovoltaici sulla falda. Riuscire a discriminare se l'innescò è stato originato da cause elettriche e quindi l'incendio sia riconducibile all'impianto FV, oppure se lo stesso sia originato per cause di altra natura (ad esempio: dalla canna fumaria) pone in essere una serie di valutazioni finalizzate ad escludere, una dopo l'altra, le eventuali circostanze collegate all'incendio.

Le valutazioni di seguito riportate possono essere applicate in tutti i casi rendendo più semplice e schematico il lavoro di ricerca degli operatori VVF che, seguendo uno schema di indagine, riescono ad avere un quadro dell'origine dell'evento e del suo propagarsi.

Uno dei problemi più frequenti è connesso ai cablaggi.

La questione dei cablaggi appare spesso sottovalutata e le connessioni lente pare siano una delle cause di incendio più comuni nel caso di incendi di impianti fotovoltaici.

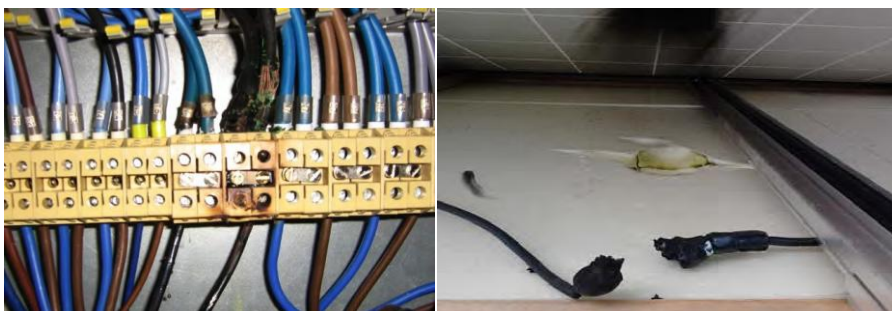


Figura 29: danni causati da connessioni lente.

Viste le tensioni non indifferenti in gioco, un primo rischio è quello dell'arco elettrico.

L'arco elettrico generatosi ad impianto in funzione può innescare il materiale sottostante che lentamente si autoalimenta fino a sviluppare l'incendio, anche in ore notturne.

Commento [U58]: NUOVO
PARAGRAFO

Un arco elettrico in tensione continua, a voltaggio normalmente in uso negli impianti fotovoltaici, può restare acceso per moltissimo tempo, dell'ordine addirittura dei minuti: esso è, pertanto, in grado di forare una lamiera zincata come quella normalmente utilizzata per l'appoggio dei pannelli su un tetto e può comportare l'innesco dei materiali sottostanti.

Uno dei punti a maggior criticità dove è riscontrabile un eventuale **arco elettrico** è la scatola di giunzione. Anche rimuovendo uno o più pannelli scelti sia tra quelli coinvolti dalle fiamme che tra quelli rimasti intatti si ricercano, all'interno della scatola di giunzione, le tracce di arco elettrico. Se la scatola di giunzione risulta già danneggiata appaiono evidenti i segni del fuoco anche sul materiale di supporto.

E' possibile che si sviluppi un arco elettrico anche all'interno del pannello per difettosità delle saldature tra cella e cella oppure per ossidazione creatasi a seguito di perdita di ermeticità del pannello.

Albero dei guasti che esemplifica tutti i punti in cui può avvenire un arco voltaico

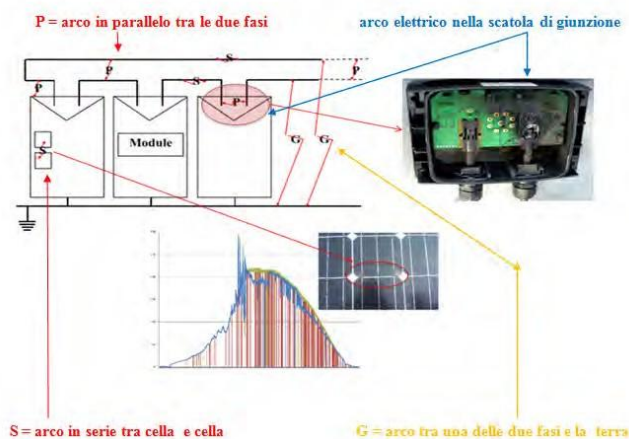


Figura 30: albero dei guasti arco fotovoltaico.

Riscontrare la presenza di questi segni sia sui pannelli incendiati che sui pannelli costituenti l'impianto, significa aver individuato una difettosità interna del pannello stesso tale da generare durante l'irraggiamento solare, un arco elettrico in serie tra le celle e capace, altresì, di perforare la parte sottostante (ammaccando il vetro nella parte anteriore) ed intaccando ed innescando il materiale di supporto.

6.1.1 OSSIDAZIONE INTERNA A BAVA DI LUMACA

Le connessioni lente del telaio e la particolare collocazione dei pannelli possono creare infiltrazioni di acqua che nel tempo possono generare, durante il funzionamento, significative correnti di cortocircuito in grado di innescare i pannelli (vedi figura precedente).

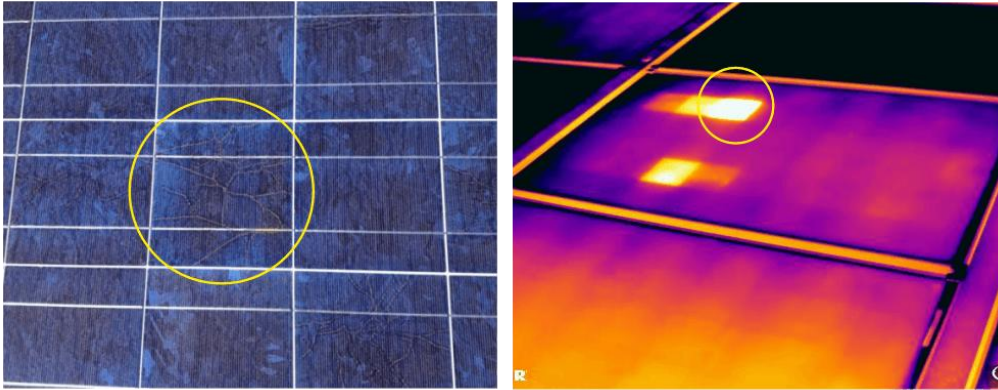


Figura 31: termografia per l'analisi della bava di lumaca sui pannelli fotovoltaici.

Un **secondo rischio di incendio** dei pannelli FTV è dovuto al fenomeno cosiddetto di **“hot spot”**, ovvero al riscaldamento localizzato. Nei moduli, è impossibile che tutte le celle fotovoltaiche siano perfettamente identiche, a causa di inevitabili lievi differenze in fase di fabbricazione. Inoltre può anche accadere che una parte del campo FTV sia in ombra, o anche semplicemente più sporca (presenza di foglie, polvere): perciò, due stringhe di moduli collegate in parallelo non avranno mai perfettamente la stessa tensione. Di conseguenza, si potrebbe verificare una corrente interna inversa che potrebbe provocare danni o surriscaldamenti localizzati: **l'hot spot**. Per evitare ciò nei circuiti elettrici si inseriscono appositi diodi: la mancanza dei diodi, ovvero il posizionamento di diodi in numero o di caratteristiche insufficienti, ovvero il loro posizionamento scorretto ovvero, la scelta di materiale non idoneo, ecc. sono tutti fattori che possono provocare l'hot spot, con conseguente rischio di innesco.

Vediamo in maggior dettaglio quali sono le conseguenze del fenomeno dell'ombreggiamento. Le celle sono collegate in serie. L'ombreggiamento di una singola cella diminuirebbe il flusso della corrente in tutte le altre celle. Nel caso non sia presente ombreggiamento la corrente totale che fluisce nella serie è circa pari alla corrente delle singole celle e la tensione è la somma delle tensioni delle singole celle.

Nel caso, invece, di ombreggiamento di una o più celle, la cella ombreggiata diventa un utilizzatore e consuma energia, dissipando la potenza generata dalle altre celle non ombreggiate. Si va incontro, così, al cosiddetto fenomeno dell'“hot spot”, ovvero del surriscaldamento con relativo rischio di danneggiamento irreversibile delle celle in ombra. I costruttori dei moduli fotovoltaici inseriscono i diodi di by-pass nella scatola di collegamento, allo scopo di “cortocircuitare” ogni singolo gruppo di celle in caso di ombreggiamento. Una tale tecnica di protezione per ogni cella è costosa; in pratica il diodo si connette in parallelo a gruppi di celle in serie (18-24-36) formanti un modulo.

Un altro dei punti deboli dell'impianto FV è rappresentato dai cavi che, con la perdita di isolamento, possono provocare archi elettrici lungo le tratte tra i pannelli i quadri stringa o gli inverter.

In particolare i cavi devono essere resistenti ai raggi UV ed alle alte temperature (sono posizionati al sole!), essere di sezione adeguata ed essere correttamente collegati.

Altro aspetto che si deve tenere in conto è il degrado delle proprietà elettriche dei materiali isolanti dei cavi e dei connettori che vengono comunemente utilizzati in tale ambito, saranno gli elementi sottoposti all'analisi che deve finalizzarsi nella ricerca di eventuali cavi danneggiati con deterioramento dell'isolante causato sia da eventi atmosferici, da prolungata esposizione alla radiazione solare che da animali (roditori ecc.).

È infatti, possibile supporre che in particolari condizioni e dopo periodi prolungati di utilizzo, la guaina isolante dei cavi solari possa perdere le sue proprietà isolanti, scendendo al di sotto dei limiti previsti dalle norme. A causa di ciò, essa può divenire sede di pericolose scariche di perforazione, dovute alla degradazione dell'isolante: tali scariche oltre a comportare un disservizio in termini di efficienza energetica del generatore fotovoltaico, potrebbero innescare pericolosi archi in corrente continua in grado di rappresentare un innesco efficace per l'incendio dell'installazione e della struttura ove l'impianto è posizionato.

Si raccomanda perciò, di ispezionare attentamente tutte le tratte in cui le canale/cavidotti raccolgono i cavi e tutti quei punti dove i conduttori sono posizionati al fine di verificare l'integrità degli stessi.

Particolare attenzione dovrà essere posta ai fattori di riempimento non rispettati (canaline/cavidotti troppo piene), ai tratti ad angolo retto su protezioni in lamiera che creano un effetto spigolo (nei mesi estivi con temperature elevate, danneggiano la guaina), all'incuria nel posizionamento dei conduttori tale da tagliare l'isolante sotto il proprio peso.

Una **terza causa di incendio** è legata agli inneschi nelle "string box" (quadri stringa), dovuti a fenomeni di surriscaldamento per scarsa ventilazione, errata installazione (componenti elettrici posizionati sul tetto in involucri metallici che possono raggiungere temperature critiche).

I quadri di stringa sono elementi in cui una volta innescatosi un cortocircuito le correnti iniettate vengono continuamente alimentate dal funzionamento dei pannelli stessi. Di conseguenza si viene a creare una circolazione continua di corrente che porta alla riaccensione dell'incendio.

Ciò può essere evitato solamente impedendo l'ingresso della corrente stessa nelle string box bruciate sezionando i cavi in ingresso ed i cavi in uscita.

Una **quarta causa di rischio** è costituita dall'inverter che, come tutti gli apparecchi di questo tipo, può surriscaldarsi. Di conseguenza se il suo sistema di raffreddamento non è stato correttamente dimensionato, esso può costituire fonte di innesco. Poiché l'inverter è normalmente ospitato in un apposito locale, l'innesco può facilmente propagarsi alle altre apparecchiature contenute nel medesimo locale.