



IMPIANTO AGRIVOLTAICO GREENFRUT E OPERE CONNESSE

POTENZA 68,51 MWp - COMUNE DI BICINICCO, CASTIONS DI STRADA, MORTEGLIANO,
SANTA MARIA LA LONGA, PAVIA DI UDINE - PROVINCIA DI UDINE

Proponente

ALPENFRUT - Società Agricola a Responsabilità Limitata

STRADA PROVINCIALE N.82 DI CHIASIELLIS - 33050 BICINICCO (UD) - C.F e P.IVA 02474100308

PEC: alpenfrut_soc_agr@pec.it

Progettazione

Ing. Fabrizio Terenzi

PIAZZA GUGLIELMO MARCONI 25 - 00144 ROMA (RM) - P.IVA: 06741281007 - PEC: artelia.italia@pec.it

Tel.: +39 366 62 86 274 - email: fabrizio.terenzi@arteliagroup.com

Coordinamento progettuale



ARTELIA ITALIA S.P.A

PIAZZA GUGLIELMO MARCONI 25 - 00144 ROMA (RM) - P.IVA: 06741281007 - PEC: artelia.italia@pec.it

Tel.: +39 06 591 933 1 - email: contact@it.arteliagroup.com

Titolo Elaborato

RELAZIONE ILLUSTRATIVA

| LIVELLO PROGETTAZIONE | CODICE ELABORATO | FILE NAME | DATA | SCALA |
|-----------------------|------------------|-------------------------------------|------------|-------|
| DEFINITIVO | PD_REL01 | PD_REL01_ Relazione illustrativa | 29/11/2023 | |

Revisioni

| REV. | DATA | DESCRIZIONE | ESEGUITO | VERIFICATO | APPROVATO |
|------|----------|--------------------------|----------|------------|-----------|
| 00 | 29/11/23 | EMISSIONE PER PERMITTING | AAR | FTE | FTE |



Contenuti del documento

| | |
|--|----|
| 1. PREMESSA | 2 |
| 2. INTRODUZIONE | 3 |
| 3. RIFERIMENTI NORMATIVI..... | 4 |
| 4. UBICAZIONE IMPIANTO | 5 |
| 5. DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO: CARATTERISTICHE SALIENTI..... | 7 |
| 6. ANALISI CANALI IRRIGUI E TUBAZIONI IN PRESSIONE | 10 |
| 7. ANALISI DI INVARIANZA IDRAULICA..... | 11 |
| 7.1. La permeabilità del suolo e l'influenza dei pannelli..... | 11 |
| 7.2. La configurazione irrigua in rapporto all'invarianza idraulica | 12 |
| 8. ANALISI DELL'IMPIANTO IN RIFERIMENTO ALLE LINEE GUIDA IN MATERIA DI IMPIANTI AGRIVOLTAICI | 13 |
| 9. DIMENSIONAMENTO DEGLI IMPIANTI..... | 17 |
| 10. PRINCIPALI COMPONENTI DI IMPIANTO | 18 |
| 10.1. Moduli fotovoltaici..... | 18 |
| 10.2. Power station | 22 |
| 10.3. Combiner box..... | 31 |
| 10.4. Stazione di trasformazione e cabina di interfaccia..... | 31 |
| 11. IMPIANTI AUSILIARI E OPERE CIVILI | 31 |
| 11.1. Impianto di terra ed equipotenziale..... | 31 |
| 11.2. Impianto di illuminazione perimetrale | 31 |
| 11.3. Impianto di videosorveglianza | 33 |
| 11.4. Impianto antintrusione | 34 |
| 11.5. Meteo station | 36 |
| 11.6. Sistema di supervisione | 36 |
| 11.7. Recinzione perimetrale..... | 37 |
| 11.8. Elettrodotto ed opere di connessione | 38 |
| 12. ANALISI PRELIMINARE AGRONOMICA DELL'IMPIANTO..... | 38 |
| 12.1. Ordinamento Tecnico colturale attuale dell'azienda | 38 |
| 12.2. Mezzi agricoli aziendali | 39 |
| 12.3. Continuità dell'attività agricola: il piano colturale attuale e futuro | 40 |

1. PREMESSA

L'opera in oggetto riveste un ruolo di importanza strategica nell'assetto energetico Nazionale in quanto contribuisce al raggiungimento degli obiettivi energetici proposti dall'Italia in tema di sviluppo delle FER.

I target relativi alle rinnovabili sono stati incrementati in passato, durante il 2021, dal pacchetto «Fit for 55%», contenente la proposta legislativa per il raggiungimento dell'obiettivo fissato Green Deal Europeo di ridurre le emissioni in Europa almeno del 55% entro il 2030. Di conseguenza, obiettivi sempre più ambiziosi sono stati posti anche in Italia, dove i target del PNIEC (Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima) sono stati rivisti al rialzo, come indicato nel Piano per la Transizione Ecologica (PTE) del Ministero della Transizione Ecologica, che richiedeva un incremento al 72% di fonti rinnovabili nella generazione elettrica (vs. obiettivo PNIEC del 55%) e di installare circa 70 -75 GW di ulteriori centrali elettriche rinnovabili entro il 2030.

Il 4 luglio 2023 il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica ha presentato alla Commissione Europea il PNIEC, resosi necessario a seguito degli sconvolgimenti determinati dalla pandemia e dell'invasione Russa dell'Ucraina, fattori che hanno modificato il contesto geopolitico, economico ed energetico, ridefinendo priorità e possibilità degli Stati Membri. Il Piano include tutte le direttive comunitarie del Pacchetto Fit for 55%, in particolare le Direttiva sulla Efficienza Energetica (EED recast IV) e la Direttiva sulla Prestazione Energetica degli edifici (EPBD recast IV), oltre al REPowerUE.

Il quadro generale definisce gli indicatori di scenario e gli obiettivi per il nostro Paese, in particolare le emissioni di gas serra devono passare dal dato rilevato al 2021 pari al -47% all'obiettivo 2030 pari a -62%.

La quota di fonti energetiche rinnovabili (FER) dei consumi finali lordi di energia deve passare dal 19% del 2021 al 40,5% nel 2023; in particolare dal 20% del 2021 al 37% nel 2030 per i consumi finali lordi di riscaldamento e raffrescamento (edifici) e dal 36% del 2021 al 65% nel 2030 per i consumi finali lordi del settore elettrico.

I nuovi obiettivi della Dimensione Decarbonizzazione, per quanto riguarda l'energia rinnovabile, prevedono la copertura del 40,5% di energia da rinnovabili entro il 2030. Gli obiettivi per l'energia elettrica - tra le varie misure e tecnologie si leggono le installazioni agrivoltaiche, incluso floating e offshore - prevedono un totale di 131 GW di potenza elettrica installata dei quali circa 80 GW da elettrico solare (fotovoltaico), con una produzione di energia prevista pari a 227,7 TWh, di cui 99,1 TWh da solare (fotovoltaico). Al fine di tragguardare gli ambiziosi obiettivi prefissati, risulta di particolare importanza individuare percorsi sostenibili per la realizzazione delle infrastrutture energetiche necessarie, che consentano di coniugare l'esigenza di rispetto dell'ambiente e del territorio con quella di raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione. Fra i diversi punti da affrontare vi è certamente quello dell'integrazione degli impianti a fonti rinnovabili, in particolare fotovoltaici, realizzati su suolo agricolo. Una delle soluzioni emergenti è quella di realizzare impianti c.d. "agrivoltaici", ovvero impianti fotovoltaici che consentano di preservare la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale sul sito di installazione, garantendo, al contempo, una buona produzione energetica da fonti rinnovabili. A riguardo, è stata anche prevista, nell'ambito del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza, una specifica misura, con l'obiettivo di sperimentare le modalità più avanzate di realizzazione di tale tipologia di impianti e monitorarne gli effetti. Il tema è rilevante e merita di essere affrontato in via generale, anche guardando al processo di individuazione delle c.d. "aree idonee" all'installazione degli impianti a fonti rinnovabili, previsto dal decreto legislativo n. 199 del 2021 e, dunque, ai diversi livelli possibili di realizzazione di impianti fotovoltaici in area agricola, ivi inclusa quella prevista dal PNRR. In tutti i casi, gli impianti agrivoltaici costituiscono possibili soluzioni virtuose e migliorative rispetto alla realizzazione di impianti fotovoltaici standard. A tal proposito il Ministero della Transizione Ecologica – Dipartimento per l'Energia ha pubblicato a giugno 2022 le "Linee Guida in materia di Impianti Agrivoltaici", al fine di stabilire

le regole per la diffusione di impianti fotovoltaici su terreni agricoli, considerati quindi di notevole importanza per la strategia energetica nazionale.

Dal punto di vista ambientale, si riporta il giudizio di un gruppo di associazioni ambientaliste e delle rinnovabili, tra cui Coordinamento Free, Italia Solare, Legambiente, Kyoto Club, WWF, Greenpeace Italia, che, in un appello lanciato all'Ispra (Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale), richiedono di modificare i dati sul consumo di suolo in quanto il fotovoltaico a terra, *“non può essere assolutamente considerato consumo di suolo al pari della cementificazione poiché non impermeabilizza i suoli, non intacca la biodiversità, non possiede strutture inamovibili e, una volta rimosso, non lascia tracce sui terreni”*.

Inoltre, alcuni tipi di impianti, come quelli agrovoltaici, si possono integrare con le attività agricole e offrire diversi vantaggi ambientali, come la tutela della biodiversità, la riduzione dei consumi idrici e la protezione delle colture da ondate di calore e altri eventi “estremi”. Si riporta di seguito un estratto dell'appello:

“Il fotovoltaico a terra non produce alcuna impermeabilizzazione del suolo, né alcun impoverimento di nutrienti, humus, biodiversità. Non prevede l'impiego di cemento, non ha alcun impatto chimico né pregiudica – anche alla luce delle nuove opportunità garantite dall'agrovoltaico avanzato – l'utilizzo agricolo, anzi, è acclarato che consente il risparmio idrico e protegge gli insetti impollinatori dall'eccessiva insolazione. Occupa senz'altro territorio, ma non lo consuma, al contrario lo preserva, in diversi casi, da usi ben peggiori.

Notiamo anche che un passaggio del vostro documento suggerisce che si possa fare a meno del fotovoltaico a terra, in quanto basterebbe coprire tutti i tetti e le aree già impermeabilizzate, per soddisfare il fabbisogno da energia rinnovabile.

...omississ...

Non ci sembra renda giustizia a un'analisi obiettiva della realtà sommare algebricamente territorio realmente impermeabilizzato dal cemento usato per parcheggi, immobili, strade e impianti industriali, che spesso lo inquinano anche, insieme a territorio che ospita strutture di produzione dell'energia che non lo impermeabilizzano, non lo inquinano e non lo depauperano biologicamente, oltre a essere fondamentali per la salvezza climatica e per l'approvvigionamento energetico di noi tutti. Specificatamente, in vista del Vostro nuovo Report che uscirà a settembre prossimo sulla medesima materia, anche per valutare nuovi studi e dati emersi in corso d'anno, ci rendiamo fin da subito disponibili a costruire occasioni di confronto costruttivo”.

2. INTRODUZIONE

Scopo del presente documento è quello di illustrare i criteri progettuali e le principali caratteristiche tecniche relative alla costruzione di un impianto agrovoltaico da parte della proponente società Alpenfrut società agricola a responsabilità limitata, con sede in Strada Provinciale n.82 “Di Chiasiellis”, comune di Bicinicco (UD). L'area opzionata per la realizzazione dell'intervento ha un'estensione di circa 136 ha e ospiterà un impianto fotovoltaico realizzato in modalità agrovoltaico avanzato in modo da poter preservare la continuità delle attività di coltivazione agricola sul sito di installazione garantendo, al contempo, una buona produzione energetica da fonti rinnovabili.

Il progetto è stato sviluppato seguendo le “Linee Guida in materia di Impianti Agrovoltaici”, pubblicate a giugno 2022 dal Ministero della Transizione Ecologica – Dipartimento per l'Energia, con l'ottica di stabilire le regole per la diffusione di impianti

fotovoltaici su terreni agricoli, considerati quindi di notevole importanza per la strategia energetica nazionale e in base a quanto riportato nella Norma CEI PAS 82-93 del 01/02/23, pubblicata dal Gruppo di Lavoro 15 “Agrivoltaico” del CT 82.

Si precisa che tale Norma ha carattere sperimentale e fornisce indicazioni riguardanti la caratterizzazione degli impianti agrivoltaici.

L’impianto fotovoltaico sarà realizzato sui terreni all’interno dei comuni di Bicinicco, Castions di Strada e Mortegliano, siti in Provincia di Udine, con moduli fotovoltaici installati su strutture metalliche direttamente infisse nel terreno senza l’ausilio di elementi in calcestruzzo, sia prefabbricato che gettato in opera, mentre le opere di connessione saranno realizzate nei comuni di Bicinicco, Santa Maria la Longa e Pavia di Udine in Provincia di Udine (UD).

Di seguito si riporta la denominazione e la potenza nominale di picco dell’impianto fotovoltaico oggetto della presente relazione illustrativa:

| | |
|----------------------------------|-------------|
| DENOMINAZIONE IMPIANTO | GREENFRUT |
| POTENZA DI PICCO DC (MWp) | 68,509 |
| POTENZA NOMINALE AC (MW) | 55,086 |
| CODICE PRATICA STMG | CP202201610 |

Tabella 1: dati impianto

L’impianto sarà direttamente collegato alla rete pubblica di distribuzione e trasmissione dell’energia elettrica in alta tensione (grid connected) in modalità di cessione pura, ovvero l’energia prodotta dall’impianto non sarà utilizzata in loco ma totalmente immessa in rete al netto dei consumi per l’alimentazione dei servizi ausiliari necessari al corretto funzionamento ed esercizio dell’impianto stesso. L’idea alla base del presente sviluppo progettuale è quella di massimizzare la potenza di picco dell’impianto fotovoltaico in rapporto alla superficie utile di terreno disponibile nel pieno rispetto di tutte le norme tecniche di costruzione e di esercizio vigenti. La scelta dell’architettura di impianto e dei materiali da utilizzare per la costruzione tengono conto da un lato di quanto la moderna tecnologia è in grado di offrire in termini di materiali e dall’altro degli standard costruttivi propri della Società proponente.

3. RIFERIMENTI NORMATIVI

Dovranno essere rispettate le prescrizioni previste dal seguente quadro normativo:

- DL 31 maggio 2021 n. 77: Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza
- Dlgs. 199-2021: Recepimento della Direttiva RED II
- PNIEC dic. 2019: Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima
- Legge n.186/1968: “Disposizioni concernenti la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni ed impianti elettrici ed elettronici”;
- D.Lgs. n.81 del 9/04/2008: “Attuazione dell’articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro”;
- Legge 791/77: “attuazione della direttiva europea n.73/23/CEE - Direttiva Bassa Tensione”
- D.Lgs. 14/08/96 n°493: “Segnaletica di sicurezza e/ o salute sul luogo del lavoro”;
- D.Lgs. 12/11/96 n°615: “Attuazione della direttiva 89/336/CEE del Consiglio del 03/05/1989 in materia di riavvicinamento delle legislazioni degli stati membri relative alla compatibilità elettromagnetica, modificata ed integrata dalla direttiva 92/31/CEE del Consiglio del 28/04/1992, dalla direttiva 93/68/CEE del Consiglio del 22/07/1993 e dalla direttiva 93/97/CEE del Consiglio del 29/10/1993”. D.G.R. 5/1 del 28/01/2016.

- CEI 64-8: “Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in C.A. e a 1500 V in C.C.”;
- CEI 17-13/1: “Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per Bassa Tensione. Parte 1: Apparecchiature di serie soggette a prove di tipo (AS) ed apparecchiature non di serie parzialmente soggette a prove di tipo (ANS)”;
- CEI 23-51: “Prescrizioni per la realizzazione, le verifiche e le prove dei quadri di distribuzione per installazioni fisse per uso domestico e similare.” Si sottolinea come, in conformità a quanto prescritto dalla Normativa
- CEI 23-51, i quadri di distribuzione con corrente nominale maggiore di 32A (e minore di 125A), sono sottoposti a verifiche analitiche dei limiti di sovratemperatura, secondo le modalità illustrate dalla stessa CEI 11-17 “Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo”;
- CEI 20-22: “Prova dei cavi non propaganti l’incendio”;
- CEI 20-38: “Cavi isolati con gomma non propaganti l’incendio ed a basso sviluppo di fumi e gas tossici e corrosivi”;
- ISO 3684: “Segnali di sicurezza, colori”;
- CEI 81-3: “Valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato nei comuni d’Italia, in ordine alfabetico”;
- CEI 81-10/1: “Protezione contro i fulmini” Principi generali CEI 81-10/2: “Protezione contro i fulmini” Valutazione del rischio CEI 81-10/3: “Protezione contro i fulmini” Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone CEI 81-10/4: “Protezione contro i fulmini” Impianti elettrici ed elettronici nelle strutture;

Sono inoltre considerate le raccomandazioni contenute all’interno delle seguenti Guide:

- CEI 82-25 Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione;
- CEI 11-35: Guida per l’esecuzione di cabine elettriche MT/BT del cliente/utente finale;
- CEI 11-25 “Correnti di corto circuito nei sistemi trifasi in corrente alternata. Parte 0. Calcolo delle correnti”;
- CEI 11-28 “Guida d’applicazione per il calcolo delle correnti di cortocircuito nelle reti radiali a bassa tensione”;
- CEI 64-50 “Guida per l’integrazione nell’edificio degli impianti elettrici utilizzatori e per la predisposizione per impianti ausiliari, telefonici e di trasmissione dati. Criteri generali”;
- CEI 64-53: “Guida per l’integrazione nell’edificio degli impianti elettrici utilizzatori e per la predisposizione per impianti ausiliari, telefonici e di trasmissione dati. Criteri particolari per edifici ad uso prevalentemente residenziale”;
- CEI 0-16; V2:” Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica”;
- Codice di rete Terna;
- Linee Guida in materia di Impianti Agrivoltaici;
- CEI PAS 82-93: Impianti Agrivoltaici.

4. UBICAZIONE IMPIANTO

Come anticipato, l’impianto fotovoltaico in progetto, sarà realizzato interamente nel territorio dei comuni di Bicinicco, Mortegliano e Castions di Strada, Provincia di Udine, mentre le opere di connessione saranno localizzate nei comuni di Bicinicco, Santa Maria la Longa e Pavia di Udine in Provincia di Udine (UD), su terreni regolarmente censiti al catasto come da piano particellare riportato nel documento PD_REL17_Piano particellare aree d’impianto e delle opere di connessione tabellare. Il design di impianto ha tenuto conto delle superfici di terreno disponibile all’installazione del generatore

fotovoltaico, in ottemperanza alle Linee Guida in materia di Impianti Agrivoltaici pubblicate dal Ministero della Transizione Ecologica – Dipartimento per l’Energia e successiva Norma CEI PAS 82-93. L’impianto è ubicato in un’area a sud-ovest di Udine, a ridosso della SR252 Strada di Palmanova.

| | |
|---|--|
| DENOMINAZIONE IMPIANTO | GREENFRUT |
| LOCALIZZAZIONE BARICENTRO IMPIANTO | Latitudine 45,925608 N; Longitudine 13,216416 E |
| QUOTA s.l.m. | Tra 30 e 41 m |
| FOGLIO CATASTALE e PARTICELLE | cfr PD_REL17_Piano particellare aree d’impianto e delle opere di connessione tabellare |

Tabella 2: dati caratteristici dell’area

Nell’immagine seguente si identifica su ortofoto l’estensione delle aree interessate dall’impianto fotovoltaico e dell’elettrodotto in Media Tensione che collega in antenna a 36 kV la centrale su un futuro ampliamento della Stazione Elettrica a 380/220 kV della RTN denominata “Udine Sud”, come indicato nella Soluzione Tecnica Minima Generale.

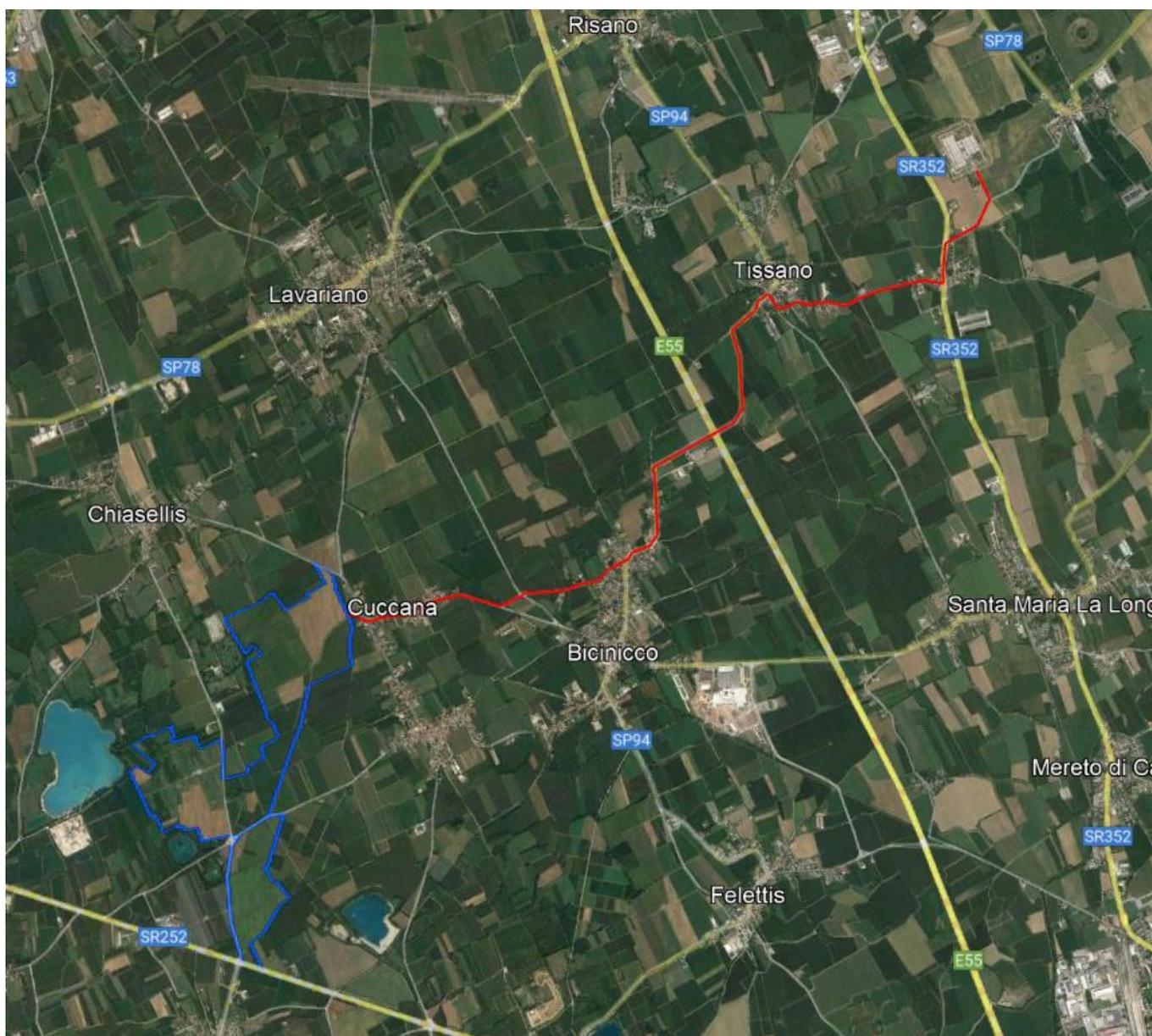


Figura 1: identificazione su ortofoto delle opere da realizzare

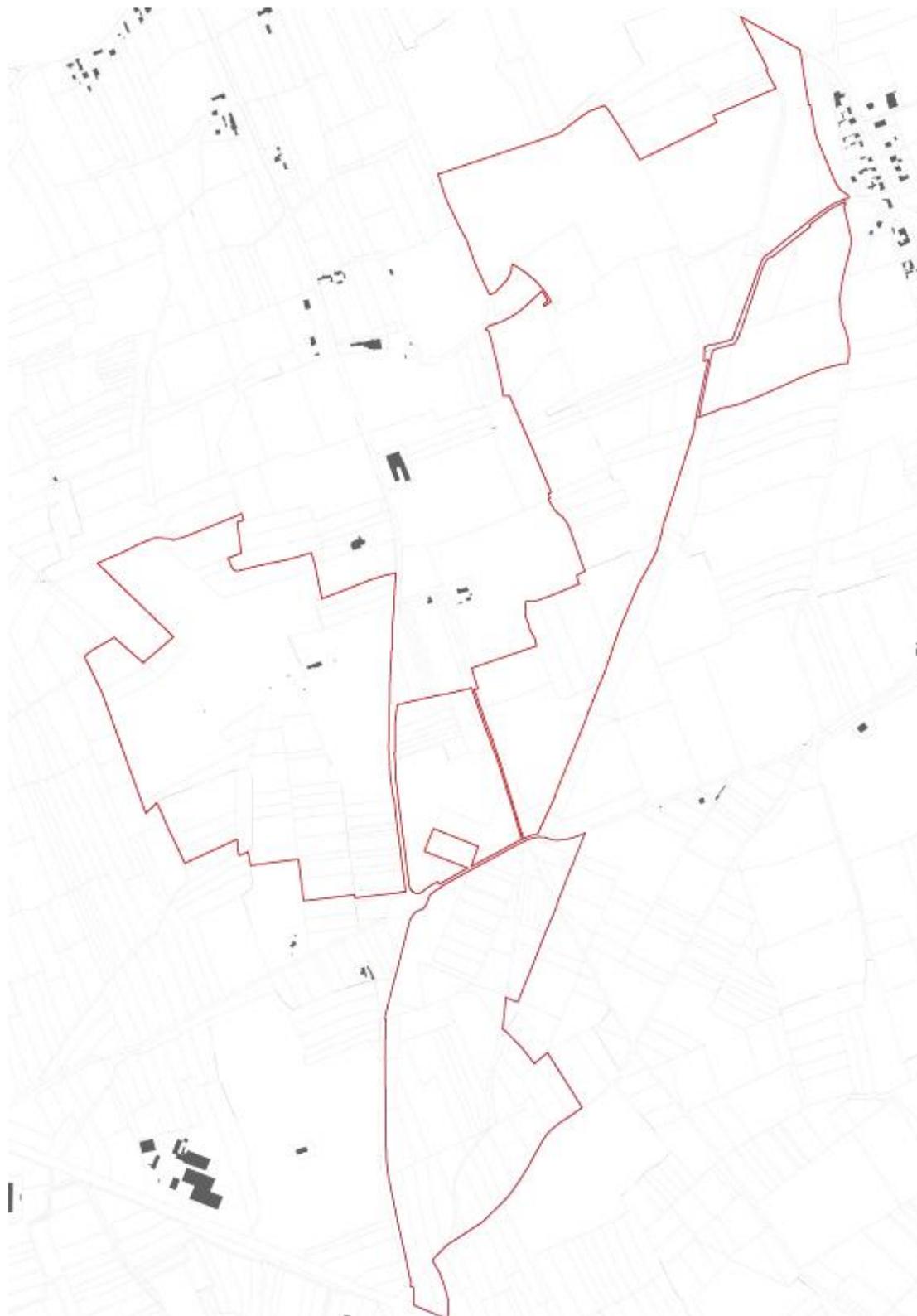


Figura 2: estensione dell'impianto fotovoltaico su base catastale

5. DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO: CARATTERISTICHE SALIENTI

Il generatore fotovoltaico si estenderà sui comuni di Bicinicco, Mortegliano e Castions di Strada in Provincia di Udine. Di seguito si riportano le caratteristiche principali di impianto:

| DENOMINAZIONE IMPIANTO | GREENFRUT |
|----------------------------------|------------------------|
| SUPERFICIE RECINTATA (Ha) | 102,7 |
| SUPERFICIE OPZIONATA (Ha) | 137,4 |
| POTENZA NOMINALE DC (kWp) | 68.509 |
| POTENZA NOMINALE AC (kW) | 55.086 |
| NUMERO INVERTER | 18 |
| TIPOLOGIA POSA MODULI | Tracker single axis 2P |
| PRODUCIBILITÀ SPECIFICA (MWh/MW) | 1.553 |
| MODULI INSTALLATI | 99.288 |
| TOTALE STRINGHE INSTALLATE | 3.546 |

Tabella 3: dati caratteristici impianto fotovoltaico

Il progetto è stato sviluppato considerando i seguenti aspetti:

- realizzazione di una fascia di mitigazione esterna alla recinzione dell’impianto di profondità 8 m
- interdistanza tra le stringhe (pitch) 10 m, al fine di garantire il passaggio dei mezzi agricoli e la corretta coltivazione
- strade per la viabilità interna di larghezza 4 m
- fascia di rispetto dei canali irrigui in superficie 1m + 4m
- fascia di rispetto della tubazioni interrato in pressione 1,5 m dall’asse linea per parte
- fascia di rispetto linea AT: 16 m dall’asse linea per parte
- fascia di rispetto linea MT: 6 m dall’asse linea per parte

I moduli fotovoltaici installati avranno potenza nominale (@STC) pari a 690 W, saranno del tipo bifacciali e installati “a terra” su tracker single axis con esposizione Est-Ovest e inclinazione quindi variabile durante l’arco della giornata.

Essi saranno fissati su ciascuna struttura in modalità Portrait 2xN, ovvero in file composte da due moduli con lato corto parallelo al terreno; le strutture utilizzate nel presente progetto saranno a inseguimento solare singolo asse (tracker single axis) e saranno accoppiate in base alla lunghezza della fila ottenibile in ragione dello spazio disponibile, rispettando la corretta formazione di stringa dei moduli fotovoltaici. Le strutture saranno collegate a pali di sostegno verticali infissi nel terreno senza l’ausilio di opere in calcestruzzo. I moduli saranno collegati tra di loro in serie a formare stringhe ciascuna delle quali composta da 28 moduli (2x14): la lunghezza di stringa è stabilita in funzione delle caratteristiche del sistema fotovoltaico (accoppiamento moduli e inverter) in termini di tensione massima ammissibile e della potenza complessiva.

L’altezza minima dei moduli fotovoltaici da terra, misurata da terra al bordo inferiore del modulo fotovoltaico collocato più basso nella struttura di sostegno e nella posizione a massima inclinazione raggiungibile sarà superiore o uguale a 2,1 m, che coincide con l’altezza minima prevista in caso di attività colturale al fine di rispettare il Requisito C “**Impianto agrivoltaico avanzato**”.

Prima del collegamento all’inverter le stringhe saranno opportunamente collegate in parallelo tra di loro in corrispondenza dei quadri di campo (combiner box): ogni parallelo costituirà un blocco operativo e il numero di stringhe ad esso collegato è stato valutato in funzione delle correnti in gioco e ammesse in ingresso dall’inverter. Per la conversione della corrente continua prodotta dai moduli fotovoltaici in corrente alternata fruibile dal sistema di distribuzione e trasmissione nazionale, saranno utilizzate delle stazioni di trasformazione composte dalla combinazione di inverter, trasformatore BT/MT 0,6-0,69/36 kV, quadri elettrici oltre agli apparati di gestione, controllo e protezione necessari al corretto funzionamento ordinario dei suddetti apparati. Ciascuna stazione di trasformazione sarà composta da un box di dimensioni 6.056 L x 2.895 H x 2.437 mm, unitamente a un box tipo container di dimensioni 12.200 L x 2.900 H x 2.440 P mm a servizio di una futura installazione dello storage.

Il design di impianto prevede l’utilizzo di stazioni di conversione di potenza nominale elevata e dotate di un singolo MPPT.

Come evidenziato, ogni stazione è composta da uno SKID collocato in campo comprendente tutti gli apparati necessari per l'elevazione della tensione di esercizio fino a 36 kV.

L'impianto fotovoltaico sarà completato dall'installazione di una cabina di raccolta MT in cemento armato vibrato (c.a.v.) di dimensioni 16.450 L x 3.000 H x 4.000 P, necessaria al fine di ottimizzare il percorso dei cavi in MT all'interno del campo, collegata ad una cabina di interfaccia con control room, ubicata quanto più possibile in corrispondenza del punto di accesso al campo o in zona facilmente accessibile sia per motivi funzionali che di sicurezza.

La cabina di raccolta MT ha all'interno i dispositivi per il sezionamento e protezione dei circuiti di media tensione, il trasformatore MT/BT da 125 kVA e il QGBT dedicato all'alimentazione dei servizi a corredo dell'impianto fotovoltaico e necessari alla gestione del sistema.

La control room e la cabina di interfaccia saranno realizzate in un unico manufatto in cemento armato vibrato (c.a.v.) di dimensioni 16.450 L x 3.000 H x 4.000 P. Lo spazio all'interno del manufatto sarà organizzato in modo tale da avere un locale per il sezionamento e protezione dei circuiti di media tensione, un locale dedicato all'installazione del trasformatore MT/BT da 125 kVA e QGBT dedicato all'alimentazione dei servizi a corredo dell'impianto fotovoltaico e necessari alla gestione del sistema, una control room dove tra l'altro saranno posizionati i quadri generale di bassa tensione e l'armadio rack e, infine, un locale ufficio/deposito. Il quadro di media tensione collocato all'interno della cabina di interfaccia è l'apparato dove saranno attestate tutte le linee MT provenienti dalla cabina di smistamento MT e dalle stazioni di trasformazione in campo e rappresenta il punto di interfaccia dell'impianto con la RTN, su di esso sarà infatti attestata anche la linea di collegamento in uscita dal campo verso la stazione elettrica e saranno collocate tutte le protezioni indicate dalle vigenti normative tecniche per la connessione come il Sistema di Protezione Generale (SPG) e il Sistema di Protezione di Interfaccia (SPI). La control room, invece, è il locale all'interno del quale saranno collocati i principali apparati ausiliari che consentono la corretta gestione ed esercizio dell'impianto come quelli per la trasmissione dati, per il sistema antintrusione e la videosorveglianza. L'impianto fotovoltaico sarà altresì dotato di un sistema di telecontrollo (SCADA) attraverso il quale sarà possibile monitorare in tempo reale i principali parametri elettrici sia lato impianto che lato rete ed acquisire i dati di misurazione meteorologici eseguiti dalla meteo station in campo (piranometri, anemometri, etc.). Tutti i dati acquisiti renderanno possibile la valutazione e il controllo delle prestazioni dell'intero sistema. L'impianto di supervisione consentirà anche di eseguire da remoto la modifica del set point di lavoro dei parametri elettrici in rispetto delle richieste del distributore di rete Terna.

Il campo fotovoltaico prevede la realizzazione di un sistema di viabilità interna e/o perimetrale realizzata in battuto e ghiaia (materiale inerte di cava a diversa granulometria) che possa consentire in modo agevole il raggiungimento di tutti i componenti in campo, sia per garantire la sicurezza dell'opera, che per la corretta gestione nelle operazioni di manutenzione e lo svolgimento della attività agricole. L'impianto sarà protetto contro gli accessi indesiderati mediante l'installazione di una recinzione perimetrale corredata da un sistema antintrusione e dall'impianto di illuminazione e videosorveglianza. Gli accessi ai vari lotti di impianto saranno costituiti da un cancello a due ante in pannellature metalliche, di larghezza 6 metri e montati su pali infissi al suolo. I cavi di collegamento di tali impianti, unitamente alla rete di trasporto dati, saranno alloggiati nello scavo perimetrale eventualmente sfruttando quello già previsto per il passaggio dei cavidotti dell'impianto fotovoltaico.

Nell'esercizio ordinario degli impianti non sono previsti consumi di energia, eccezion fatta per gli impianti di illuminazione, antintrusione e videosorveglianza alimentati da linea elettrica dedicata; è prevista l'installazione di due trasformatori MT/BT di potenza 125 kVA dedicati all'alimentazione di tutti gli impianti ausiliari. L'energia prodotta dal generatore fotovoltaico sarà disponibile al confine fisico dell'impianto (in corrispondenza della cabina di interfaccia) ad una tensione nominale di 36 kV e

sarà veicolata verso il punto di connessione alla RTN (Rete di Trasmissione Nazionale) secondo le modalità indicate nella Soluzione Tecnica Minima Generale messa a disposizione dal distributore di rete Terna S.p.A..

Le linee di bassa tensione, sia quelle in corrente continua che in corrente alternata, i cavi di segnale e le linee di media tensione saranno realizzate totalmente all'interno dell'area occupata dall'impianto fotovoltaico, escluso chiaramente l'elettrodotto di connessione. Tutti i cavi, ad eccezione dei cavi in media tensione, saranno posati in corrugato. La profondità di posa dei cavi sarà di 65 cm per i cavi di bassa tensione, 110 cm per i cavi di media tensione interni al campo fotovoltaico e 120 cm per i cavi di media tensione esterni al campo fotovoltaico, saranno opportunamente segnalati mediante la posa di nastro monitore e, in riferimento ai cavi in media tensione, protetti da tegolo.

Oltre ai collegamenti elettrici interni al campo fotovoltaico, sarà realizzato il collegamento in media tensione tra l'impianto e lo stallo assegnato all'interno della Stazione Elettrica (SE) a 380/220 kV della RTN denominata "Udine Sud". Questi collegamenti, esterni all'area di impianto, saranno realizzati per quanto possibile a lato della viabilità comunale e rurale esistente; i cavi saranno direttamente interrati in trincea ad una profondità di posa minima di 120 cm e protetti da tegolo in cemento, se non armati. Anche in questo caso la segnalazione della presenza dell'elettrodotto interrato sarà resa obbligatoria. L'esercizio ordinario dell'impianto fotovoltaico non richiede ausilio o presenza di personale addetto, tranne per le eventuali operazioni di riparazione in caso di guasto o per le operazioni di manutenzione ordinarie e straordinarie. Con cadenza saltuaria sarà necessario provvedere al lavaggio dei pannelli fotovoltaici per rimuovere lo sporco naturalmente accumulatosi sulle superfici captanti (trasporto eolico e meteorico) con un trattore di piccole dimensioni equipaggiato con una lancia in pressione e una cisterna di acqua demineralizzata evitando sprechi di acqua potabile e il ricorso a detergenti e sgrassanti. Tutte le operazioni di manutenzione e riparazione di natura elettrica saranno effettuate da ditte specializzate, con proprio personale e mezzi, con cadenze programmate o su chiamata del gestore dell'impianto.

6. ANALISI CANALI IRRIGUI E TUBAZIONI IN PRESSIONE

All'interno dell'area interessata dalla realizzazione del campo fotovoltaico ricadono canali in cls della rete di distribuzione irrigua del Consorzio di Bonifica della Pianura Friulana, unitamente a tratti di condotta interrata in pressione.

Tali canali interferiscono parzialmente con la posa dei tracker, di conseguenza è stato previsto lo spostamento di alcuni tratti all'interno della fascia di mitigazione (per cui all'esterno del campo fotovoltaico), parallelamente alla strada pubblica, al fine di:

- permettere la regolare manutenzione degli stessi, eliminando le interferenze con l'impianto fotovoltaico, agevolando le attività operative da parte dei tecnici del Consorzio di Bonifica della Pianura Friulana;
- migliorare il layout dell'impianto fotovoltaico e agevolare le operazioni di manutenzione;
- garantire il mantenimento della possibilità di manovra delle paratie da parte degli utenti;
- garantire il mantenimento del corretto flusso idrico verso gli utenti esterni la Alpenfrut;
- garantire l'assenza di rigurgito che può influenzare gli apparati di misura del flusso.

Il nuovo percorso dei canali, così come riportato in PD_TAV25_Modifica canali Consorzio di Bonifica e PD_TAV 03_Inquadramento impianto Fotovoltaico su rilievo planoaltimetrico, prevede il rispetto della pendenza minima pari all'1÷1,5 ‰ (di fatto si prevede uno semplice spostamento laterale dei canali esistenti): se disponibili, si riutilizzeranno tratti di canali oggetto di dismissione e canali in cls nella disponibilità del Consorzio di Bonifica, al fine di ridurre l'impatto ambientale legato alla realizzazione di nuovi canali e smaltimento degli esistenti.

Di seguito si riporta uno stralcio della PD_TAV 13_Particolari costruttivi mitigazione relativa alla rappresentazione della fascia di mitigazione in presenza di canale irriguo: si nota come con lo spostamento dei canali sia agevolata la manutenzione degli stessi, essendo posizionati a bordo strada pubblica senza quindi la necessità per gli operatori di entrare all'interno del lotto di proprietà Alpenfrut.

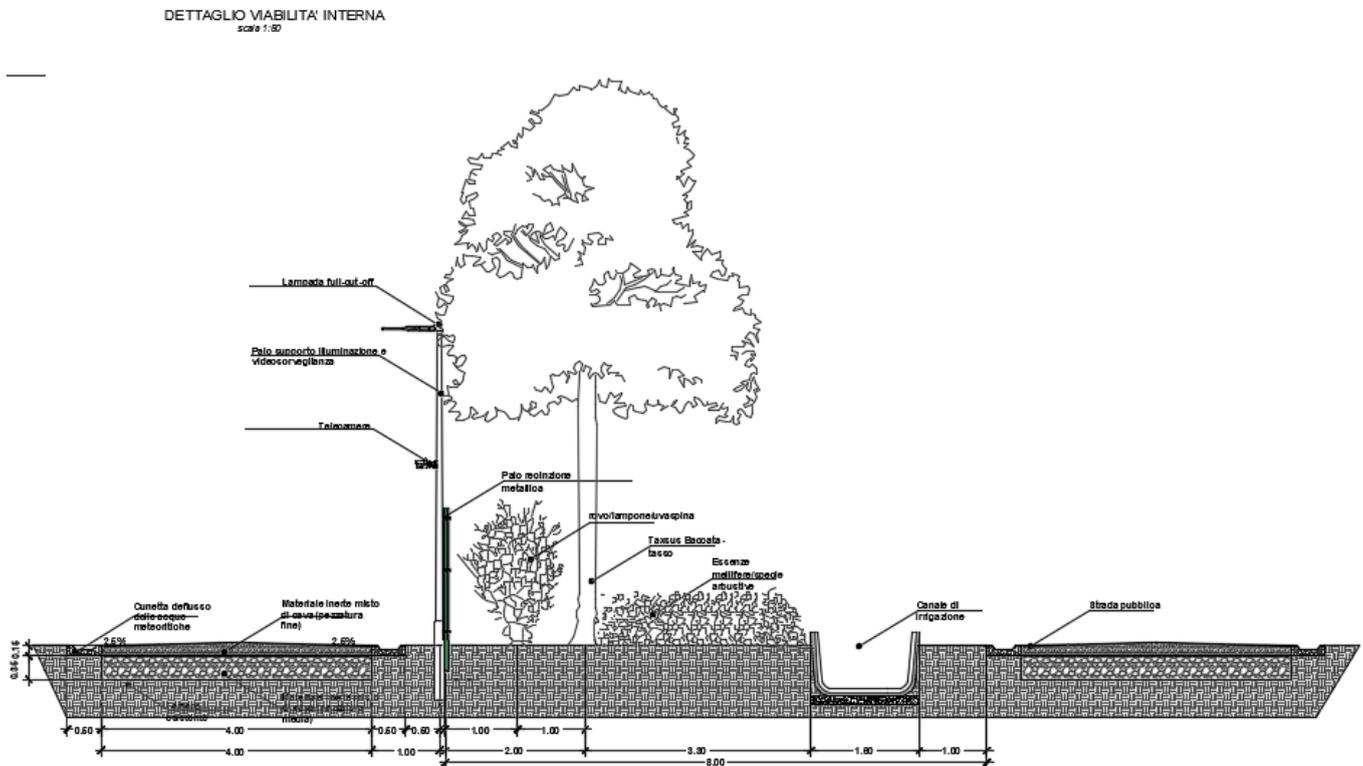


Figura 3: fascia di mitigazione in presenza di canale irriguo

Per quanto riguarda le tubazioni interrato in pressione, evidenziate in PD_TAV 32_Modifica canali Consorzio di Bonifica, saranno rispettare le distanze minime di 1,5 m per lato al fine di garantire le attività di manutenzione; sarà inoltre garantito l'accesso al lotto interessato da tali attività, così come sarà realizzato un percorso carrabile per l'accesso alla linea interrata, ad oggi non presente.

7. ANALISI DI INVARIANZA IDRAULICA

7.1. La permeabilità del suolo e l'influenza dei pannelli

In questo paragrafo si analizza, a livello locale, il comportamento della precipitazione rispetto alla presenza ed alla posizione dei pannelli.

L'installazione dei pannelli fotovoltaici modifica le caratteristiche complessive di permeabilità del terreno, ma non così tanto come si possa presumere dalla mera considerazione che la proiezione planimetrica orizzontale della superficie dei pannelli possa essere assimilata ad una impermeabilizzazione totale del suolo, come quella che potrebbe derivare, ad esempio, dalla asfaltatura della superficie corrispondente.

I pannelli, infatti, fungono da deflettori della pioggia che, con modalità diverse da quello che capita in condizioni naturali, si scarica sempre e comunque a terra e interferisce con le modalità idrologiche di risposta del suolo: la pioggia totale, pur se con

un fenomeno artificiale di deflusso legato alla rotazione del pannello durante l'evento di precipitazione, si scarica totalmente sul suolo agricolo e può essere più o meno assorbita dal terreno in base alle caratteristiche pedologiche dello stesso, come capita nelle condizioni ante operam.

Uno schema rappresentativo del fenomeno afflussi-deflussi in presenza dei pannelli fotovoltaici montati sui "tracker" a inseguimento solare è riportato nella figura seguente dove sono rappresentate due diverse posizioni dei pannelli nel corso della giornata, con un diverso orientamento dell'inseguitore solare.

La pioggia, con un certo ritardo, dovuto all'accumulo e al successivo gocciolamento dai bordi ("g" in figura), raggiunge sempre e totalmente il suolo: l'interferenza con il pannello crea un "micro" effetto di laminazione locale della pioggia sulla superficie del pannello stesso, che varia con la sua inclinazione nel corso della precipitazione.

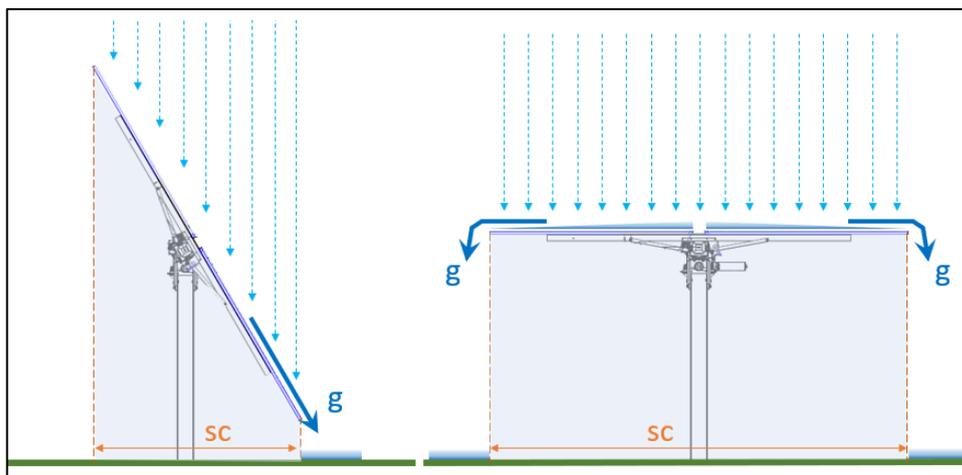


Figura 4 – Schematizzazione dell'effetto dei pannelli sul trasferimento della pioggia al suolo.

Quando il pannello è nella posizione orizzontale è massimo l'effetto di copertura del suolo naturale, ed è quindi massimo l'incremento teorico di pioggia netta rispetto alle condizioni ante operam: si osserva, tuttavia, che in queste condizioni, come indicato precedentemente, è massimo l'effetto di "micro" laminazione locale, in quanto prima che si attivi il gocciolamento la pioggia dovrà creare un velo d'acqua sul pannello di sufficiente altezza per defluire verso i bordi.

Si può quindi assumere che, nel complesso dell'evento pluviometrico, i pannelli siano quasi del tutto ininfluenti e si possa perciò asserire che, pur in presenza dell'impianto, viene garantita l'invarianza idraulica.

7.2. La configurazione irrigua in rapporto all'invarianza idraulica

In tutta l'area interessata dall'impianto il comparto agricolo è suddiviso in celle irrigue chiuse, l'alimentazione delle quali è deputata ai canali irrigui, con sezione rivestita in calcestruzzo, il cui deflusso scorre ad una quota superiore a quella della singola cella adiacente.

Come si nota nella figura seguente, l'irrigazione delle celle è ottenuta per mezzo di una serie di paratoie di adattamento la cui apertura è regolata in funzione delle esigenze colturali e della pluviometria stagionale.



Figura 5 – Configurazione irrigua dei campi.

Il drenaggio dei campi è quindi interamente affidato ai fenomeni di evapotraspirazione che seguono l’evento pluviometrico o di adacquamento irriguo, non ravvisandosi, nel comparto agricolo, fossi di scolo delle singole celle.

L’apporto pluviometrico rimane quindi confinato nella cella e, come si è visto in precedenza, la presenza dei pannelli, pur avendo una minima influenza sulle modalità di scarico della pioggia al suolo, non modifica i volumi di pioggia netta intercettati dal terreno.

Si tenga inoltre presente che, nella configurazione di progetto, al fine di incrementare la producibilità agricola del suolo l’irrigazione non sarà effettuata per adacquamento e sommersione ma prelevando dai canali un quantitativo sufficiente all’alimentazione di un sistema “goccia a goccia”. Le paratoie che, nella configurazione attuale, permettono l’irrigazione saranno quindi tenute sempre chiuse eliminando così anche il problema che, in caso di un evento estremamente eccezionale, le acque di deflusso sul suolo possano defluire nella rete di canali dai varchi lasciati eventualmente aperti, mettendo in crisi le strutture idriche di valle.

Le celle irrigue costituiscono quindi, già nella configurazione attuale, delle efficaci aree di laminazione che permettono l’attenuazione e la mitigazione del rischio idraulico nella macroarea di interesse.

In definitiva si può quindi asserire che, anche dal punto di vista dell’organizzazione del territorio interessato dalla presenza dell’impianto, esistono le condizioni per valutare che sia garantita l’invarianza idraulica tra le situazioni ante e post operam.

8. ANALISI DELL’IMPIANTO IN RIFERIMENTO ALLE LINEE GUIDA IN MATERIA DI IMPIANTI AGRIVOLTAICI

Come definito dal decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 1991 di recepimento della direttiva RED II, l’Italia si pone come obiettivo quello di accelerare il percorso di crescita sostenibile del Paese, al fine di raggiungere gli obiettivi europei al 2030 e al 2050. L’obiettivo suddetto è perseguito in coerenza con le indicazioni del Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima (PNIEC) e tenendo conto del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR). In tale ambito, risulta di particolare importanza individuare percorsi sostenibili per la realizzazione delle infrastrutture energetiche necessarie, che consentano di coniugare

l'esigenza di rispetto dell'ambiente e del territorio con quella di raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione. Fra i diversi punti da affrontare vi è certamente quello dell'integrazione degli impianti a fonti rinnovabili, in particolare fotovoltaici, realizzati su suolo agricolo. Una delle soluzioni emergenti è quella di realizzare impianti c.d. "agrivoltaici", ovvero impianti fotovoltaici che consentano di preservare la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale sul sito di installazione, garantendo, al contempo, una buona produzione energetica da fonti rinnovabili. A riguardo, un gruppo di lavoro coordinato dal MINISTERO DELLA TRANSIZIONE ECOLOGICA - DIPARTIMENTO PER L'ENERGIA ha pubblicato le Linee Guida in materia di Impianti Agrivoltaici, non prescrittive, ma che definiscono le caratteristiche da rispettare al fine di coniugare al meglio la produzione fotovoltaica all'attività agricola e pastorale.

I principali requisiti individuati sono:

- **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.



Di seguito si riporta una trattazione analitica di tali requisiti.

REQUISITO A

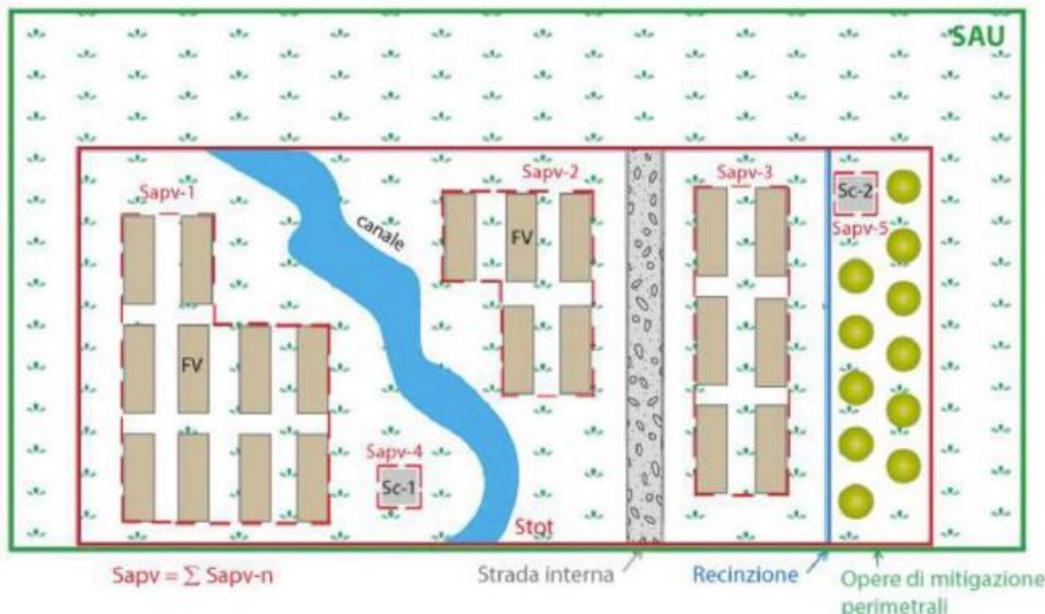
Il primo obiettivo nella progettazione dell’impianto agrivoltaico è senz’altro quello di creare le condizioni necessarie per non compromettere la continuità dell’attività agricola e pastorale (ove prevista) garantendo, al contempo, una sinergica ed efficiente produzione energetica. Tale risultato si deve intendere raggiunto al ricorrere simultaneo di una serie di condizioni costruttive e spaziali. In particolare, sono identificati i seguenti parametri:

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

Un parametro fondamentale ai fini della qualifica di un sistema agrivoltaico, richiamato anche dal decreto-legge 77/2021, è la continuità dell’attività agricola, atteso che la norma circoscrive le installazioni ai terreni a vocazione agricola. Tale condizione si verifica laddove l’area oggetto di intervento è adibita, per tutta la vita tecnica dell’impianto agrivoltaico, alle coltivazioni agricole, alla floricoltura o al pascolo di bestiame, in una percentuale che la renda significativa rispetto al concetto di “continuità” dell’attività se confrontata con quella precedente all’installazione (caratteristica richiesta anche dal DL 77/2021). Pertanto si dovrebbe garantire sugli appezzamenti oggetto di intervento che almeno il 70% della superficie sia destinata all’attività agricola, nel rispetto delle Buone Pratiche Agricole (BPA).

$$S_{agricola} \geq 0,7 \cdot Stot$$

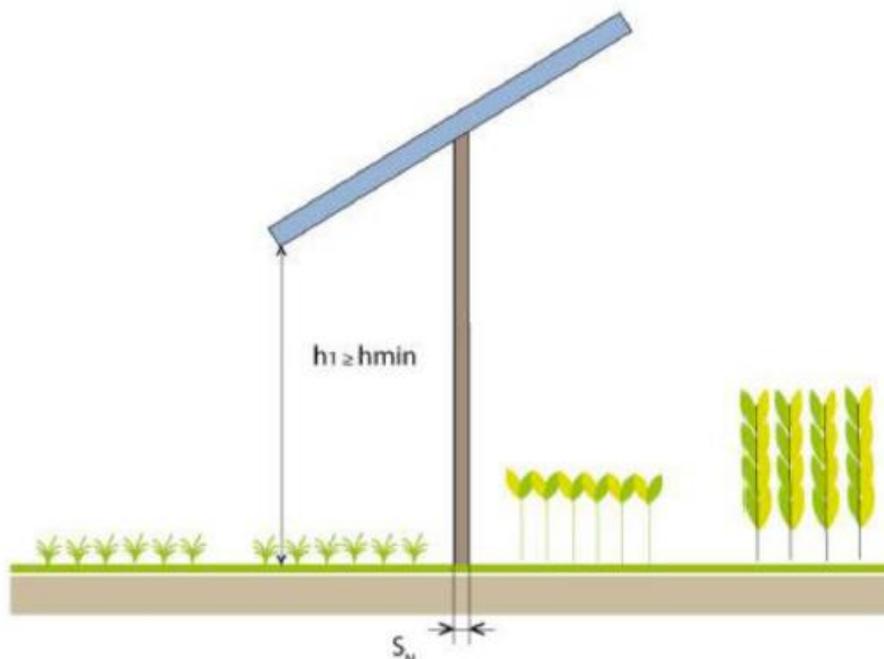
La Stot è calcolata come area all’interno del lotto di terreno al netto di cabine, strade, canali per uso irriguo o altri impedimenti: la Stot comprende quindi sia la superficie utilizzata per coltura correlata all’impianto fotovoltaico che la superficie su cui insiste l’impianto stesso (Sapv).



La Sagricola è fornita dalla formula $S_{agricola} = Stot - S_n$, di conseguenza si deve procedere all’identificazione della S_n , che consiste nella superficie non utilizzata per attività agricola, in quanto occupata da componenti dell’impianto.

Fanno parte della S_n :

- cabine elettriche, quadri elettrici, inverter
- superficie occupata dai pali della struttura: adottando un’altezza minima dei moduli $\geq 2,1$ m, la S_n coincide con la superficie occupata dai pali della struttura di sostegno, come indicato in figura seguente



Per l'impianto GREENFRUT il rapporto **Sagricola/Stot è pari a 91 %**.

A.2) LAOR massimo: è previsto un rapporto massimo fra la superficie dei moduli e quella agricola

Il LAOR (Land Area Occupation Ratio) è definito come il rapporto in percentuale tra la superficie totale di ingombro dell'impianto agrivoltaico (Spv: somma delle superfici individuate dal profilo esterno di massimo ingombro di tutti i moduli fotovoltaici costituenti l'impianto compresa la cornice. Nel caso di tracker la Spv è data dalla proiezione al suolo dei moduli in posizione orizzontale) e la superficie totale occupata dal sistema agrivoltaico (S tot).

Al fine di non limitare l'aggiunta di soluzioni particolarmente innovative ed efficienti si ritiene opportuno adottare un limite massimo di LAOR del 40 %

Per l'impianto GREENFRUT si ottiene un valore del **LAOR pari al 34 %**.

REQUISITO B

Nel corso della vita tecnica utile devono essere rispettate le condizioni di reale integrazione fra attività agricola e produzione elettrica valorizzando il potenziale produttivo di entrambi i sottosistemi. In particolare, dovrebbero essere verificate:

B.1) LA CONTINUITÀ DELL'ATTIVITÀ AGRICOLA E PASTORALE SUL TERRENO OGGETTO DELL'INTERVENTO

Si faccia riferimento al capitolo 7 dell'elaborato PD_REL23_ Relazione naturalistica, agronomica e produzioni di pregio.

B.2) LA PRODUCIBILITÀ ELETTRICA DELL'IMPIANTO AGRIVOLTAICO, RISPETTO AD UN IMPIANTO STANDARD E IL MANTENIMENTO IN EFFICIENZA DELLA STESSA

In base alle caratteristiche degli impianti agrivoltaici analizzati nelle Linee Guida si ritiene che la produzione elettrica specifica di un impianto agrivoltaico (FVagri in GWh/ha/anno) correttamente progettato, paragonata alla producibilità elettrica specifica di riferimento di un impianto fotovoltaico di riferimento (FVrif in GWh/ha/anno), non dovrebbe essere inferiore al 60 % di quest'ultima:

$$FVagri \geq 0,6 \cdot FVrif$$

Per il calcolo della producibilità elettrica specifica di riferimento ($FVrif$), in accordo alle Linee Guida, si fa riferimento alla stima dell'energia che può produrre un impianto fotovoltaico di riferimento (caratterizzato da moduli con efficienza 20% su supporti fissi orientati a Sud e inclinati con un angolo pari alla latitudine meno 10 gradi), espressa in GWh/ha/anno, collocato nello stesso sito dell'impianto agrivoltaico, considerando una interdistanza tra le file idonea ad evitare l'ombreggiamento reciproco fra i moduli alle ore 12 del 21 dicembre.

Di seguito i dati della simulazione, condotta con il software PVSyst, che tiene conto della componente bifacciale del modulo fotovoltaico.

| FVagri | | FVrif | |
|------------------------------------|------------|------------------------------------|---------|
| tilt | -60°; +60° | tilt | 35° |
| azimut | E; W | azimut | S |
| Potenza [GWp] | 0,06851 | Potenza [GWp] | 0,06851 |
| Pitch [m] | 10 | Pitch [m] | 11 |
| Producibilità specifica [GWh/anno] | 106,4 | Producibilità specifica [GWh/anno] | 97,7 |

Tabella 4: dati caratteristici FVagri e FVrif

Solo confrontando i dati di producibilità specifica, la diseguaglianza viene soddisfatta.

Tenendo in considerazione l'area su cui giacciono gli impianti, si può stimare che l'area necessaria a installare l'impianto FVrif sia del 10% superiore rispetto all'area occupata dal FVagri, essendo il pitch del FVrif pari a 11 m, contro i 10 m del FVagri, confermando ancor più la diseguaglianza di cui sopra.

REQUISITO C

L'impianto agrivoltaico adotta soluzioni innovative tali da ottimizzare le prestazioni del sistema agrivoltaico sia in termini energetici che agricoli, consentendo il passaggio di mezzi meccanici di lavorazione agricola e degli animali allevati. In questo caso si tratta di un "impianto agrivoltaico avanzato".

Tale requisito prevede che l'altezza minima ammessa dei moduli h_{min} sia pari a 2,1 m nel caso di attività colturale, requisito rispettato nei layout di progetto.

REQUISITO D

Il sistema agrivoltaico è dotato di un sistema di monitoraggio che consente di verificare:

- il risparmio idrico
- la produttività agricola per le diverse tipologie di colture
- 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, consente di verificare:

- il recupero della fertilità del suolo
- il microclima
- la resilienza ai cambiamenti climatici

9. DIMENSIONAMENTO DEGLI IMPIANTI

In riferimento alla tecnologia fotovoltaica attualmente disponibile sul mercato per impianti utility scale, per il presente progetto sono state implementate le migliori soluzioni di sistema che consentono al contempo di massimizzare la produzione

di energia elettrica da fonte rinnovabile e minimizzare l'occupazione di suolo e l'utilizzo di risorse naturali. L'evoluzione tecnologica consente di raggiungere, mediante l'installazione di un numero di moduli relativamente ridotto, potenze di picco molto rilevanti, come indicato in Tabella 3. Le stringhe fotovoltaiche saranno "parallelate" tra loro nei combiner box e collegate agli inverter. In uscita dall'inverter un trasformatore provvederà alla trasformazione della tensione di esercizio da bassa tensione 600 V – 690 V a media tensione 36 kV.

La stazione di trasformazione sarà pertanto composta da un inverter, un quadro elettrico BT, un trasformatore MT/BT, un quadro MT e dagli apparati ausiliari necessari al funzionamento ordinario dell'intero sistema. Ogni stazione di trasformazione gestirà un sottocampo, in totale sono previsti 18 sottocampi.

Il sistema fotovoltaico sarà progettato e realizzato in modo tale che tutti i componenti abbiano una tensione limite di esercizio in corrente continua di 1.500 V, valore questo che andrà a definire la stringatura in funzione dei parametri tecnici dei moduli scelti; il numero di moduli fotovoltaici per stringa sarà pari a 28 unità.

10. PRINCIPALI COMPONENTI DI IMPIANTO

10.1. Moduli fotovoltaici

Lo stato dell'arte sulle tecnologie disponibili per il settore fotovoltaico prevede l'utilizzo, per i grandi impianti utility scale, di moduli fotovoltaici le cui celle sono realizzate prettamente in silicio cristallino sia nella versione monocristallino che policristallino. Tutte le altre tecnologie si sono dimostrate o troppo costose o poco efficienti. Le prestazioni raggiunte dai moduli fotovoltaici in silicio cristallino attualmente disponibili sul mercato, in termini di efficienza e di comportamento in funzione della temperatura, sono notevolmente migliori rispetto a quelle disponibili anche solo un paio di anni fa. Attualmente il grado di efficienza di conversione si attesta attorno al 22% per i moduli in silicio monocristallino sia tradizionali che con tecnologia PERC (Passivated Emitter and Rear Cell). Per il presente progetto la scelta dei moduli è ricaduta sulla tecnologia in silicio monocristallino del tipo bifacciale con moduli Canadian Solar modello TOPBiHiKu7 CS7N-690TB-AG di potenza pari a 690 Wp, dimensioni 2384 x 1303 x 33 mm e efficienza di conversione di circa il 22,2% (@STC).

I moduli fotovoltaici bifacciali permettono di catturare la luce solare da entrambi i lati, garantendo così maggiori performance del modulo e, di conseguenza, una produzione nettamente più elevata dell'intero impianto fotovoltaico. Il termine che indica la capacità della cella fotovoltaica di sfruttare la luce sia frontalmente che posteriormente viene definito, appunto, "bifaccialità": un fenomeno reso possibile, in fisica, dal cosiddetto Fattore di Albedo caratteristico della superficie sottostante i moduli fotovoltaici, che corrisponde alla capacità riflettente di un oggetto o di una superficie. Solitamente viene espresso con un valore compreso tra 0 e 1, che può variare a seconda dei singoli casi, ad esempio:

- neve e ghiaccio hanno un alto potere riflettente, quindi un Fattore di Albedo pari a 0,75;
- superfici chiare di edifici (in mattoni o vernici chiare) possono raggiungere anche lo 0,6;
- superfici scure di edifici (in mattoni o vernici scure) vedono un dato più ridotto pari a circa 0,27.

Maggiore è l'albedo di una superficie, maggiore è la quantità di luce che è in grado di riflettere e, di conseguenza, anche la produzione di energia dei pannelli fotovoltaici bifacciali.

Il valore aggiunto dei moduli fotovoltaici bifacciali riguarda, innanzitutto, le migliori performance lungo l'intera vita utile del sistema, dovute a una maggior produzione e resistenza del pannello. Inoltre, grazie all'elevata efficienza di conversione, il modulo bifacciale è in grado di diminuire i costi BOS (Balance of System), che rappresentano una quota sempre maggiore di

quelli totali del sistema (data l'incidenza in costante calo dei costi legati a inverter e moduli). Riassumendo, i 3 principali vantaggi sono:

- Prestazioni migliori: il lato posteriore del modulo è in grado di catturare la luce solare, ottenendo un notevole incremento nella produzione di energia lungo tutta la vita del sistema, pari anche al 10-15%, come da misurazioni in campo su impianti già realizzati con questa tecnologia;
- Maggior durabilità: il modulo è più rigido, riducendo al minimo lo stress meccanico a carico delle celle, dovuto al trasporto e all'installazione o a fattori ambientali esterni (come il carico neve o vento).
- Riduzione dei costi BOS: la "bifaccialità" incrementa notevolmente l'efficienza del modulo e permette di aumentare la densità di potenza dell'impianto, rendendo possibile la riduzione dell'area di installazione dell'impianto stesso e, quindi, anche i costi relativi al montaggio e cablaggio del sistema (strutture, cavi, manodopera, etc.).

Di seguito si riportano le principali proprietà valutate dal costruttore in condizioni standard di misura (Standard Test Condition).



TOPBiHiKu7

BIFACIAL TOPCON

665 W ~ 690 W

CS7N-665 | 670 | 675 | 680 | 685 | 690TB-AG



MORE POWER

- Module power up to 690 W
Module efficiency up to 22.2 %
- Up to 85% Power Bifaciality, more power from the back side
- Excellent anti-LeTID & anti-PID performance.
Low power degradation, high energy yield
- Lower temperature coefficient (Pmax): -0.30%/°C, increases energy yield in hot climate
- Lower LCOE & system cost

MORE RELIABLE

- Minimizes micro-crack impacts
- Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa*

Enhanced Product Warranty on Materials and Workmanship*

Linear Power Performance Warranty*

**1st year power degradation no more than 1%
Subsequent annual power degradation no more than 0.4%**

*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2015 / Quality management system
ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system
ISO 45001: 2018 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

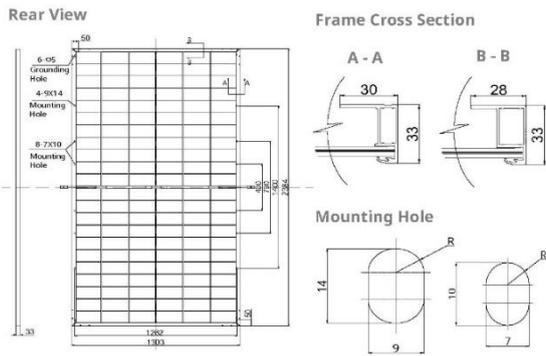
* The specific certificates applicable to different module types and markets will vary, and therefore not all of the certifications listed herein will simultaneously apply to the products you order or use. Please contact your local Canadian Solar sales representative to confirm the specific certificates available for your Product and applicable in the regions in which the products will be used.

CSI Solar Co., Ltd. is committed to providing high quality solar photovoltaic modules, solar energy and battery storage solutions to customers. The company was recognized as the No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in the IHS Module Customer Insight Survey. Over the past 20 years, it has successfully delivered over 67 GW of premium-quality solar modules across the world.

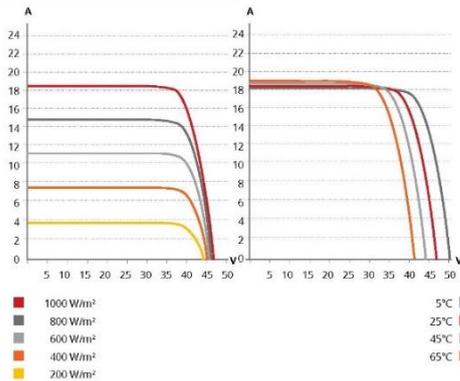
* For detailed information, please refer to the Installation Manual.

CSI Solar Co., Ltd.
199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, www.csisolar.com, support@csisolar.com

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS7N-680TB-AG / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

| | Nominal Max. Power (Pmax) | Opt. Operating Voltage (Vmp) | Opt. Operating Current (Imp) | Open Circuit Voltage (Voc) | Short Circuit Current (Isc) | Module Efficiency |
|----------------------|---------------------------|------------------------------|------------------------------|----------------------------|-----------------------------|-------------------|
| CS7N-665TB-AG | 665 W | 38.6 V | 17.23 A | 46.5 V | 18.14 A | 21.4% |
| Bifacial Gain** | 5% | 698 W | 38.6 V | 18.09 A | 46.5 V | 22.5% |
| | 10% | 732 W | 38.6 V | 18.97 A | 46.5 V | 23.6% |
| | 20% | 798 W | 38.6 V | 20.68 A | 46.5 V | 25.7% |
| CS7N-670TB-AG | 670 W | 38.8 V | 17.27 A | 46.7 V | 18.19 A | 21.6% |
| Bifacial Gain** | 5% | 704 W | 38.8 V | 18.15 A | 46.7 V | 22.7% |
| | 10% | 737 W | 38.8 V | 19.00 A | 46.7 V | 23.7% |
| | 20% | 804 W | 38.8 V | 20.72 A | 46.7 V | 25.9% |
| CS7N-675TB-AG | 675 W | 39.0 V | 17.31 A | 46.9 V | 18.24 A | 21.7% |
| Bifacial Gain** | 5% | 709 W | 39.0 V | 18.19 A | 46.9 V | 22.8% |
| | 10% | 743 W | 39.0 V | 19.04 A | 46.9 V | 23.9% |
| | 20% | 810 W | 39.0 V | 20.77 A | 46.9 V | 26.1% |
| CS7N-680TB-AG | 680 W | 39.2 V | 17.35 A | 47.1 V | 18.29 A | 21.9% |
| Bifacial Gain** | 5% | 714 W | 39.2 V | 18.22 A | 47.1 V | 23.0% |
| | 10% | 748 W | 39.2 V | 19.09 A | 47.1 V | 24.1% |
| | 20% | 816 W | 39.2 V | 20.82 A | 47.1 V | 26.3% |
| CS7N-685TB-AG | 685 W | 39.4 V | 17.39 A | 47.3 V | 18.34 A | 22.1% |
| Bifacial Gain** | 5% | 719 W | 39.4 V | 18.26 A | 47.3 V | 23.1% |
| | 10% | 754 W | 39.4 V | 19.14 A | 47.3 V | 24.3% |
| | 20% | 822 W | 39.4 V | 20.87 A | 47.3 V | 26.5% |
| CS7N-690TB-AG | 690 W | 39.6 V | 17.43 A | 47.5 V | 18.39 A | 22.2% |
| Bifacial Gain** | 5% | 725 W | 39.6 V | 18.31 A | 47.5 V | 23.3% |
| | 10% | 759 W | 39.6 V | 19.17 A | 47.5 V | 24.4% |
| | 20% | 828 W | 39.6 V | 20.92 A | 47.5 V | 26.7% |

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.
 ** Bifacial Gain: The additional gain from the back side compared to the power of the front side at the standard test condition. It depends on mounting (structure, height, tilt angle etc.) and albedo of the ground.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

| | Nominal Max. Power (Pmax) | Opt. Operating Voltage (Vmp) | Opt. Operating Current (Imp) | Open Circuit Voltage (Voc) | Short Circuit Current (Isc) |
|----------------------|---------------------------|------------------------------|------------------------------|----------------------------|-----------------------------|
| CS7N-665TB-AG | 502 W | 36.4 V | 13.80 A | 44.0 V | 14.60 A |
| CS7N-670TB-AG | 506 W | 36.6 V | 13.83 A | 44.1 V | 14.65 A |
| CS7N-675TB-AG | 510 W | 36.8 V | 13.86 A | 44.3 V | 14.69 A |
| CS7N-680TB-AG | 513 W | 37.0 V | 13.88 A | 44.5 V | 14.73 A |
| CS7N-685TB-AG | 517 W | 37.2 V | 13.90 A | 44.7 V | 14.77 A |
| CS7N-690TB-AG | 521 W | 37.4 V | 13.94 A | 44.9 V | 14.81 A |

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

| Specification | Data |
|------------------------------------|---|
| Cell Type | TOPCon cells |
| Cell Arrangement | 132 [2 x (11 x 6)] |
| Dimensions | 2384 x 1303 x 33 mm (93.9 x 51.3 x 1.30 in) |
| Weight | 37.8 kg (83.3 lbs) |
| Front Glass | 2.0 mm heat strengthened glass with anti-reflective coating |
| Back Glass | 2.0 mm heat strengthened glass |
| Frame | Anodized aluminium alloy |
| J-Box | IP68, 3 bypass diodes |
| Cable | 4.0 mm ² (IEC), 10 AWG (UL) |
| Cable Length (Including Connector) | 460 mm (18.1 in) (+) / 340 mm (13.4 in) (-) or customized length* |
| Connector | T6 or MC4-EVO2 |
| Per Pallet | 33 pieces |
| Per Container (40' HQ) | 561 pieces |

* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

ELECTRICAL DATA

| | |
|----------------------------|--|
| Operating Temperature | -40°C ~ +85°C |
| Max. System Voltage | 1500 V (IEC/UL) or 1000 V (IEC/UL) |
| Module Fire Performance | TYPE 29 (UL 61730) or CLASS C (IEC61730) |
| Max. Series Fuse Rating | 35 A |
| Application Classification | Class A |
| Power Tolerance | 0 ~ + 10 W |
| Power Bifaciality* | 80 % |

* Power Bifaciality = Pmax_{rear} / Pmax_{front}, both Pmax_{rear} and Pmax_{front} are tested under STC, Bifaciality Tolerance: ± 5 %

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

| Specification | Data |
|--------------------------------------|--------------|
| Temperature Coefficient (Pmax) | -0.30 % / °C |
| Temperature Coefficient (Voc) | -0.26 % / °C |
| Temperature Coefficient (Isc) | 0.04 % / °C |
| Nominal Module Operating Temperature | 41 ± 3°C |

PARTNER SECTION



* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. CSI Solar Co., Ltd. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice.
 Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

CSI Solar Co., Ltd.
 199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, www.csisolar.com, support@csisolar.com

April 2022. All rights reserved. PV Module Product Datasheet V1.1_EN

L'efficienza di un modulo fotovoltaico, e più in generale le sue prestazioni complessive, subiscono un degrado costante e lineare nel tempo a causa di fenomeni di degradazione sia meccanica che elettrica, su scala sia macroscopica che microscopica (degradazione delle giunzioni, deriva elettronica, degradazione della struttura cristallina del silicio, etc.). Di fatto, la vita utile di un modulo fotovoltaico supera i 30 anni, quando il modulo fotovoltaico avrà perso circa il 12,6% delle prestazioni iniziali.

10.2. Power station

La power station (o skid) rappresenta il cuore di un sistema fotovoltaico ed è l'apparato al quale è demandata la funzione di conversione della corrente continua prodotta dal generatore fotovoltaico in corrente alternata e la trasformazione del livello di tensione da Bassa Tensione a Media Tensione, al fine di poter connettere l'impianto alla RTN.

All'interno degli skid trovano alloggiamento quindi:

- l'inverter;
- il trasformatore BT/MT;
- le celle di protezione MT;
- gli apparati per la supervisione e controllo.

Gli skid sono preassemblati in container da 20 piedi, assicurando semplicità di trasporto e rapidità di montaggio e messa in servizio.

Le unità previste hanno diversa potenza nominale in base al sottocampo servito: il range varia da 2.660 kVA a 4.400 kVA e prevedono un unico MPPT. Saranno connesse all'impianto di supervisione e controllo utilizzando cavi in fibra ottica e opportuni media converter. Di seguito si riportano i datasheet degli inverter marca SMA serie MVPS S2 utilizzati nel presente progetto.

MV POWER STATION
4000-S2 / 4200-S2 / 4400-S2 / 4600-S2



MVPS-4000-S2 / MVPS-4200-S2 / MVPS-4400-S2 / MVPS-4600-S2

Resistente

- La stazione e tutti i componenti sono sottoposti a test
- Perfetta per condizioni ambientali estreme

Pratica

- Sistema "plug and play"
- Completamente preassemblata per un'installazione e messa in servizio semplice

Conveniente

- Semplicità di progetto e installazione
- Costi di trasporto ridotti grazie alla piattaforma da 20 piedi

Flessibile

- Un unico design per tutto il mondo
- DC-Coupling Ready
- Numerose opzioni

MV POWER STATION 4000-S2 / 4200-S2 / 4400-S2 / 4600-S2

Soluzione chiavi in mano per centrali fotovoltaiche

Con la potenza fornita dai nuovi inverter centralizzati Sunny Central UP e Sunny Central Storage UP e i componenti di media tensione appositamente studiati, la nuova MV Power Station offre una densità di potenza maggiore e può essere fornita chiavi in mano in tutto il mondo. Ideale per la nuova generazione di centrali fotovoltaiche da 1500 V_{CC}, la soluzione integrata nel container da 20 piedi assicura semplicità di trasporto e rapidità di montaggio e messa in servizio. La MVPS e tutti i componenti sono sottoposti a test. La MV Power Station garantisce la massima sicurezza dell'impianto, massimi rendimenti energetici, e minimi rischi operativi. Naturalmente la MV Power Station è predisposta per i collegamenti CC.

MV POWER STATION 4000-S2 / 4200-S2 / 4400-S2 / 4600-S2

| Dati tecnici | MVPS 4000-S2 | MVPS 4200-S2 |
|---|---|---|
| Ingresso (CC) | | |
| Inverter selezionabili | 1 x SC 4000 UP oppure 1 x SCS 3450 UP oppure 1 x SCS 3450 UP:XT | 1 x SC 4200 UP oppure 1 x SCS 3600 UP oppure 1 x SCS 3600 UP:XT |
| Tensione d'ingresso max | 1500 V | 1500 V |
| Numero ingressi CC | a seconda dell'inverter scelto | |
| Zone Monitoring integrato | ○ | |
| Amperaggi disponibili dei fusibili (per ciascun ingresso) | 200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A | |
| Uscita (CA) lato di media tensione | | |
| Potenza nominale con SC UP (da -25°C a +35°C / 40°C opzionale 50°C) ¹⁾ | 4000 kVA / 3600 kVA | 4200 kVA / 3780 kVA |
| Potenza nominale con SCS UP (da -25°C a +25°C / 40°C opzionale 50°C) ¹⁾ | 3450 kVA / 2930 kVA | 3620 kVA / 3075 kVA |
| Potenza di carica SCS UP:XT (da -25°C a +25°C / 40°C opzionale 50°C) ¹⁾ | 3590 kVA / 3000 kVA | 3770 kVA / 3150 kVA |
| Potenza di scarica con SCS UP:XT (da -25°C a +25°C / 40°C opzionale 50°C) ¹⁾ | 4000 kVA / 3400 kVA | 4200 kVA / 3570 kVA |
| Tensioni nominali tipiche CA | da 10 kV a 35 kV | da 10 kV a 35 kV |
| Frequenza di rete CA | 50 Hz / 60 Hz | 50 Hz / 60 Hz |
| Gruppo vettoriale del trasformatore Dy11 / YNd11 / YNy0 | ● / ○ / ○ | ● / ○ / ○ |
| Tipo di raffreddamento del trasformatore | KNAN ²⁾ | KNAN ²⁾ |
| Perdite standard a vuoto del trasformatore / Eco Design 1 / Eco Design 2 | ● / ○ / ○ | ● / ○ / ○ |
| Perdite standard di corto circuito del trasformatore / Eco Design 1 / Eco Design 2 | ● / ○ / ○ | ● / ○ / ○ |
| Fattore massimo di distorsione | < 3% | |
| Immissione di potenza reattiva (fino a max 60% della potenza nominale) | ○ | |
| Fattore di potenza a potenza nominale / fattore di sfasamento regolabile | 1 / 0,8 induttivo fino a 0,8 capacitivo | |
| Rendimento inverter | | |
| Grado di rendimento max ³⁾ / Grado di rendimento europeo ³⁾ / Grado di rendimento CEC ⁴⁾ | 98,8% / 98,6% / 98,5% | 98,8% / 98,7% / 98,5% |
| Dispositivi di protezione | | |
| Dispositivo di disinserzione lato ingresso | Sezionatore di carico CC | |
| Dispositivo di sgancio lato uscita | Interruttore a vuoto MT | |
| Protezione contro sovratensioni CC | Scaricatore di sovratensioni tipo I | |
| Separazione galvanica | ● | |
| Resistenza ad archi elettrici cabina elettrica MT (secondo IEC 62271-202) | IAC A 20 kA 1 s | |
| Dati generali | | |
| Dimensioni (L / A / P) | 6058 mm / 2896 mm / 2438 mm | |
| Peso | < 18 t | |
| Autoconsumo (max / carico parziale / medio) ¹⁾ | < 8,1 kW / < 1,8 kW / < 2,0 kW | |
| Autoconsumo (stand-by) ¹⁾ | < 370 W | |
| Temperatura ambiente da -25°C a +45°C / da -25°C a +55°C / da -40°C a +45°C | ● / ○ / ○ | |
| Grado di protezione secondo IEC 60529 | Cabine elettriche IP23D, elettronica inverter IP54 | |
| Ambiente: standard / critico | ● / ○ | |
| Grado di protezione secondo IEC 60721-3-4 (4C1, 4S2 / 4C2, 4S4) | ● / ○ | |
| Valore massimo ammissibile per l'umidità relativa | 95% (per 2 mesi/anno) | |
| Altitudine operativa max. s.l.m. 1000 m / 2000 m | ● / ○ | |
| Fabbisogno d'aria fresca inverter | 6500 m ³ /h | |
| Dotazione | | |
| Collegamento CC | Capicorda | |
| Collegamento CA | Connettore angolare conico esterno | |
| Tap changer per trasformatore di media tensione: senza / con | ● / ○ | |
| Avvolgimento di schermatura per trasformatore MT: senza / con | ● / ○ | |
| Pacchetto monitoraggio | ○ | |
| Colore involucro cabina | RAL 7004 | |
| Trasformatore per utilizzatori esterni: senza / 10 / 20 / 30 / 40 / 50 / 60 kVA | ● / ○ / ○ / ○ / ○ / ○ / ○ / ○ | |
| Impianto di distribuzione in media tensione: senza / 1 feeder / 3 feeder | ● / ○ / ○ | |
| 2 feeder con sezionatore di carico, 1 feeder trasformatore con interruttore di potenza, resistenza ad arco elettrico interna IAC A FL 20 kA 1 s secondo IEC 62271-200 | ● / ○ / ○ | |
| Resistenza ai cortocircuiti impianto di distribuzione in media tensione (20 kA 1 s / 20 kA 3 s / 25 kA 1s) | ● / ○ / ○ | |
| Accessori dei quadri di distribuzione in media tensione: senza / contatti ausiliari / motore per feeder trasformatore / collegamento a cascata / monitoraggio | ● / ○ / ○ / ○ / ○ | |
| Contenitore di raccolta olio integrato: senza / con | ● / ○ | |
| Standard (per ulteriori standard si veda la scheda tecnica dell'inverter) | IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 62271-202, EN50588-1, CSC Certificate | |
| ● Dotazione di serie ○ Opzionale – Non disponibile | | |
| Denominazione del tipo | MVPS-4000-S2 | MVPS-4200-S2 |

- 1) Dati riferiti all'inverter. Per ulteriori dettagli si veda la scheda tecnica dell'inverter.
- 2) KNAN = estere con raffreddamento naturale ad aria
- 3) Efficienza misurata sull'inverter senza autoalimentazione
- 4) Efficienza misurata sull'inverter con autoalimentazione

| Dati tecnici | MVPS 4400-S2 | MVPS 4600-S2 |
|---|---|---|
| Ingresso (CC) | | |
| Inverter selezionabili | 1 x SC 4400 UP oppure 1 x SCS 3800 UP oppure 1 x SCS 3800 UP-XT | 1 x SC 4600 UP oppure 1 x SCS 3950 UP oppure 1 x SCS 3950 UP-XT |
| Tensione d'ingresso max | 1500 V | 1500 V |
| Numero ingressi CC | a seconda dell'inverter scelto | |
| Zone Monitoring integrato | ○ | |
| Amperaggi disponibili dei fusibili (per ciascun ingresso) | 200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A | |
| Uscita (CA) lato di media tensione | | |
| Potenza nominale con SC UP (da -25°C a +35°C / 40°C opzionale 50°C) ¹⁾ | 4400 kVA / 3960 kVA | 4600 kVA / 4140 kVA |
| Potenza nominale con SCS UP (da -25°C a +25°C / 40°C opzionale 50°C) ¹⁾ | 3800 kVA / 3230 kVA | 3960 kVA / 3365 kVA |
| Potenza di carica SCS UP-XT (da -25°C a +25°C / 40°C opzionale 50°C) ¹⁾ | 3950 kVA / 3300 kVA | 4130 kVA / 3455 kVA |
| Potenza di scarica con SCS UP-XT (da -25°C a +25°C / 40°C opzionale 50°C) ¹⁾ | 4400 kVA / 3740 kVA | 4600 kVA / 3910 kVA |
| Tensioni nominali tipiche CA | da 10 kV a 35 kV | da 10 kV a 35 kV |
| Frequenza di rete CA | 50 Hz / 60 Hz | 50 Hz / 60 Hz |
| Gruppo vettoriale del trasformatore Dy11 / YNd11 / YNy0 | ● / ○ / ○ | ● / ○ / ○ |
| Tipo di raffreddamento del trasformatore | KNAN ²⁾ | KNAN ²⁾ |
| Perdite standard a vuoto del trasformatore / Eco Design 1 / Eco Design 2 | ● / ○ / ○ | ● / ○ / ○ |
| Perdite standard di corto circuito del trasformatore / Eco Design 1 / Eco Design 2 | ● / ○ / ○ | ● / ○ / ○ |
| Fattore massimo di distorsione | < 3% | |
| Immissione di potenza reattiva (fino a max 60% della potenza nominale) | ○ | |
| Fattore di potenza a potenza nominale / fattore di sfasamento regolabile | 1 / 0,8 induttivo fino a 0,8 capacitivo | |
| Rendimento inverter | | |
| Grado di rendimento max ³⁾ / Grado di rendimento europeo ³⁾ / Grado di rendimento CEC ⁴⁾ | 98,8% / 98,7% / 98,5% | 98,8% / 98,7% / 98,5% |
| Dispositivi di protezione | | |
| Dispositivo di disinserzione lato ingresso | Sezionatore di carico CC | |
| Dispositivo di sgancio lato uscita | Interruttore a vuoto MT | |
| Protezione contro sovratensioni CC | Scaricatore di sovratensioni tipo I | |
| Separazione galvanica | ● | |
| Resistenza ad archi elettrici cabina elettrica MT (secondo IEC 62271-202) | IAC A 20 kA 1 s | |
| Dati generali | | |
| Dimensioni (L / A / P) | 6058 mm / 2896 mm / 2438 mm | |
| Peso | < 18 t | |
| Autoconsumo (max / carico parziale / medio) ¹⁾ | < 8,1 kW / < 1,8 kW / < 2,0 kW | |
| Autoconsumo (stand-by) ¹⁾ | < 370 W | |
| Temperatura ambiente da -25°C a +45°C / da -25°C a +55°C / da -40°C a +45°C | ● / ○ / ○ | |
| Grado di protezione secondo IEC 60529 | Cabine elettriche IP23D, elettronica inverter IP54 | |
| Ambiente: standard / critico | ● / ○ | |
| Grado di protezione secondo IEC 60721-3-4 (4C1, 4S2 / 4C2, 4S4) | ● / ○ | |
| Valore massimo ammissibile per l'umidità relativa | 95% (per 2 mesi/anno) | |
| Altitudine operativa max. s.l.m. 1000 m / 2000 m | ● / ○ | |
| Fabbisogno d'aria fresca inverter | 6500 m ³ /h | |
| Dotazione | | |
| Collegamento CC | Capicorda | |
| Collegamento CA | Connettore angolare conico esterno | |
| Tap changer per trasformatore di media tensione: senza / con | ● / ○ | |
| Avvolgimento di schermatura per trasformatore MT: senza / con | ● / ○ | |
| Pacchetto monitoraggio | ○ | |
| Colore involucro cabina | RAL 7004 | |
| Trasformatore per utilizzatori esterni: senza / 10 / 20 / 30 / 40 / 50 / 60 kVA | ● / ○ / ○ / ○ / ○ / ○ / ○ / ○ | |
| Impianto di distribuzione in media tensione: senza / 1 feeder / 3 feeder | ● / ○ / ○ | |
| 2 feeder con sezionatore di carico, 1 feeder trasformatore con interruttore di potenza, resistenza ad arco elettrico interna IAC A FL 20 kA 1 s secondo IEC 62271-200 | ● / ○ / ○ | |
| Resistenza ai cortocircuiti impianto di distribuzione in media tensione (20 kA 1 s / 20 kA 3 s / 25 kA 1s) | ● / ○ / ○ | |
| Accessori dei quadri di distribuzione in media tensione: senza / contatti ausiliari / motore per feeder trasformatore / collegamento a cascata / monitoraggio | ● / ○ / ○ / ○ / ○ | |
| Contenitore di raccolta olio integrato: senza / con | ● / ○ | |
| Standard (per ulteriori standard si veda la scheda tecnica dell'inverter) | IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 62271-202, EN50588-1, CSC Certificate | |
| ● Dotazione di serie ○ Opzionale – Non disponibile | | |
| Denominazione del tipo | MVPS-4400-S2 | MVPS-4600-S2 |

MV POWER STATION
2660-S2 / 2800-S2 / 2930-S2 / 3060-S2



MVPS-2660-S2 / MVPS-2800-S2 / MVPS-2930-S2 / MVPS-3060-S2

Robust

- Station and all individual components type-tested
- Optimally suited to extreme ambient conditions

Easy to Use

- Plug and play concept
- Completely pre-assembled for easy set-up and commissioning

Cost-Effective

- Easy planning and installation
- Low transport costs due to 20-foot skid

Flexible

- One design for the whole world
- DC-Coupling Ready
- Numerous options

MV POWER STATION 2660-S2 / 2800-S2 / 2930-S2 / 3060-S2

Turnkey Solution for PV Power Plants and large-scale storage systems

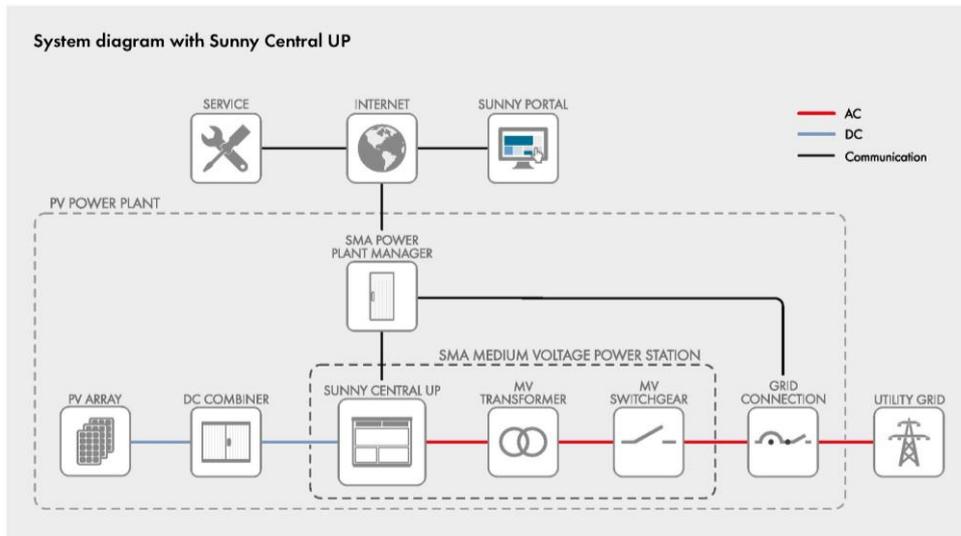
With the power of the new robust central inverters, the Sunny Central UP or Sunny Central Storage UP, and with perfectly adapted medium-voltage components, the new MV Power Station offers even more power density and is a turnkey solution available worldwide. Being the ideal choice for the new generation of PV power plants operating at 1500 VDC, the integrated system solution is easy to transport and quick to assemble and commission. The MVPS and all components are type-tested. The MV Power Station combines rigorous plant safety with maximum energy yield and minimized deployment and operating risk. The MV Power Station is prepared for DC coupling.

MV POWER STATION 2660-S2 / 2800-S2 / 2930-S2 / 3060-S2

| Technical Data | MVPS 2660-S2 | MVPS 2800-S2 |
|--|---|--|
| Input (DC) | | |
| Available inverters | 1 x SC 2660 UP / 1 x SCS 2300 UP:XT | 1 x SC 2800 UP / 1 x SCS 2400 UP:XT |
| Max. input voltage | 1500 V | 1500 V |
| Number of DC inputs | dependent on the selected inverters | |
| Integrated zone monitoring | ○ | |
| Available DC fuse sizes (per input) | 200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A | |
| Output (AC) on the medium-voltage side | | |
| Rated power at SC UP (at -25°C to +35°C / 40°C optional 50°C) ¹⁾ | 2667 kVA / 2400 kVA | 2800 kVA / 2520 kVA |
| Charging power at SCS UP:XT (at -25°C to +25°C / 40°C optional 50°C) ¹⁾ | 2390 kVA / 2000 kVA | 2515 kVA / 2100 kVA |
| Discharging power at SCS UP:XT (at -25°C to +25°C / 40°C optional 50°C) ¹⁾ | 2665 kVA / 2270 kVA | 2800 kVA / 2380 kVA |
| Typical nominal AC voltages | 10 kV to 35 kV | 10 kV to 35 kV |
| AC power frequency | 50 Hz / 60 Hz | 50 Hz / 60 Hz |
| Transformer vector group Dy11 / YNd11 / YNy0 | ● / ○ / ○ | ● / ○ / ○ |
| Transformer cooling methods | KNAN ²⁾ | KNAN ²⁾ |
| Transformer no-load losses Standard / Eco Design 1 / Eco Design 2 | ● / ○ / ○ | ● / ○ / ○ |
| Transformer short-circuit losses Standard / Eco Design 1 / Eco Design 2 | ● / ○ / ○ | ● / ○ / ○ |
| Max. total harmonic distortion | < 3% | |
| Reactive power feed-in (up to 60% of nominal power) | ○ | |
| Power factor at rated power / displacement power factor adjustable | 1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited | |
| Inverter efficiency | | |
| Max. efficiency ³⁾ / European efficiency ³⁾ / CEC weighted efficiency ⁴⁾ | 98.7% / 98.6% / 98.5% | 98.7% / 98.6% / 98.5% |
| Protective devices | | |
| Input-side disconnection point | DC load-break switch | |
| Output-side disconnection point | Medium-voltage vacuum circuit breaker | |
| DC overvoltage protection | Surge arrester type I | |
| Galvanic isolation | ● | |
| Internal arc classification medium-voltage control room (according to IEC 62271-202) | IAC A 20 kA 1 s | |
| General Data | | |
| Dimensions (W / H / D) | 6058 mm / 2896 mm / 2438 mm | |
| Weight | < 18 t | |
| Self-consumption (max. / partial load / average) ³⁾ | < 8.1 kW / < 1.8 kW / < 2.0 kW | |
| Self-consumption (stand-by) ¹⁾ | < 370 W | |
| Ambient temperature -25°C to +45°C / -25°C to +55°C / -40°C to +45°C | ● / ○ / ○ | |
| Degree of protection according to IEC 60529 | Control rooms IP23D, inverter electronics IP54 | |
| Environment: standard / harsh | ● / ○ | |
| Degree of protection according to IEC 60721-3-4 (4C1, 4S2 / 4C2, 4S4) | ● / ○ | |
| Maximum permissible value for relative humidity | 95% (for 2 months/year) | |
| Max. operating altitude above mean sea level 1000 m / 2000 m | ● / ○ | |
| Fresh air consumption of inverter | 6500 m ³ /h | |
| Features | | |
| DC terminal | Terminal lug | |
| AC connection | Outer-cone angle plug | |
| Tap changer for MV-transformer: without / with | ● / ○ | |
| Shield winding for MV-Transformer: without / with | ● / ○ | |
| Monitoring package | ○ | |
| Station enclosure color | RAL 7004 | |
| Transformer for external loads: without / 10 / 20 / 30 / 40 / 50 / 60 kVA | ● / ○ / ○ / ○ / ○ / ○ / ○ | |
| Medium-voltage switchgear: without / 1 feeder / 3 feeders | ● / ○ / ○ | |
| 2 cable feeders with load-break switch, 1 transformer feeder with circuit breaker, internal arc classification IAC A FL 20 kA 1 s according to IEC 62271-200 | ● / ○ / ○ | |
| Short circuit rating medium voltage switchgear (20 kA 1 s / 20 kA 3 s / 25 kA 1 s) | ● / ○ / ○ | |
| Accessories for medium-voltage switchgear: without / auxiliary contacts / motor for transformer feeder / cascade control / monitoring | ● / ○ / ○ / ○ / ○ | |
| Integrated oil containment: without / with | ● / ○ | |
| Industry standards (for other standards see the inverter datasheet) | IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 62271-202, EN50588-1, CSC Certificate | |
| ● Standard features ○ Optional features – Not available | | |
| Type designation | MVPS-2660-S2 | MVPS-2800-S2 |

- 1) Data based on inverter. Further details can be found in the data sheet of the inverter.
- 2) KNAN – Ester with natural air cooling
- 3) Efficiency measured at inverter without internal power supply
- 4) Efficiency measured at inverter with internal power supply

| Technical Data | MVPS 2930-S2 | MVPS 3060-S2 |
|--|---|--|
| Input (DC) | | |
| Available inverters | 1 x SC 2930 UP / 1 x SCS 2530 UP-XT | 1 x SC 3060 UP / 1 x SCS 2630 UP-XT |
| Max. input voltage | 1500 V | 1500 V |
| Number of DC inputs | dependent on the selected inverters | |
| Integrated zone monitoring | ○ | |
| Available DC fuse sizes (per input) | 200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A | |
| Output (AC) on the medium-voltage side | | |
| Rated power at SC UP (at -25°C to +35°C / 40°C optional 50°C) ¹⁾ | 2933 kVA / 2640 kVA | 3067 kVA / 2760 kVA |
| Charging power at SCS UP-XT (at -25°C to +25°C / 40°C optional 50°C) ¹⁾ | 2635 kVA / 2200 kVA | 2750 kVA / 2300 kVA |
| Discharging power at SCS UP-XT (at -25°C to +25°C / 40°C optional 50°C) ¹⁾ | 2930 kVA / 2495 kVA | 3065 kVA / 2605 kVA |
| Typical nominal AC voltages | 10 kV to 35 kV | 10 kV to 35 kV |
| AC power frequency | 50 Hz / 60 Hz | 50 Hz / 60 Hz |
| Transformer vector group Dy11 / YNd11 / YNy0 | ● / ○ / ○ | ● / ○ / ○ |
| Transformer cooling methods | KNAN ²⁾ | KNAN ²⁾ |
| Transformer no-load losses Standard / Eco Design 1 / Eco Design 2 | ● / ○ / ○ | ● / ○ / ○ |
| Transformer short-circuit losses Standard / Eco Design 1 / Eco Design 2 | ● / ○ / ○ | ● / ○ / ○ |
| Max. total harmonic distortion | < 3% | |
| Reactive power feed-in (up to 60% of nominal power) | ○ | |
| Power factor at rated power / displacement power factor adjustable | 1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited | |
| Inverter efficiency | | |
| Max. efficiency ³⁾ / European efficiency ³⁾ / CEC weighted efficiency ⁴⁾ | 98.7% / 98.6% / 98.5% | 98.7% / 98.6% / 98.5% |
| Protective devices | | |
| Input-side disconnection point | DC load-break switch | |
| Output-side disconnection point | Medium-voltage vacuum circuit breaker | |
| DC overvoltage protection | Surge arrester type I | |
| Galvanic isolation | ● | |
| Internal arc classification medium-voltage control room (according to IEC 62271-202) | IAC A 20 kA 1 s | |
| General Data | | |
| Dimensions (W / H / D) | 6058 mm / 2896 mm / 2438 mm | |
| Weight | < 18 t | |
| Self-consumption (max. / partial load / average) ¹⁾ | < 8.1 kW / < 1.8 kW / < 2.0 kW | |
| Self-consumption (stand-by) ¹⁾ | < 370 W | |
| Ambient temperature -25°C to +45°C / -25°C to +55°C / -40°C to +45°C | ● / ○ / ○ | |
| Degree of protection according to IEC 60529 | Control rooms IP23D, inverter electronics IP54 | |
| Environment: standard / harsh | ● / ○ | |
| Degree of protection according to IEC 60721-3-4 (4C1, 4S2 / 4C2, 4S4) | ● / ○ | |
| Maximum permissible value for relative humidity | 95% (for 2 months/year) | |
| Max. operating altitude above mean sea level 1000 m / 2000 m | ● / ○ | |
| Fresh air consumption of inverter | 6500 m ³ /h | |
| Features | | |
| DC terminal | Terminal lug | |
| AC connection | Outer-cone angle plug | |
| Tap changer for MV-transformer: without / with | ● / ○ | |
| Shield winding for MV-Transformer: without / with | ● / ○ | |
| Monitoring package | ○ | |
| Station enclosure color | RAL 7004 | |
| Transformer for external loads: without / 10 / 20 / 30 / 40 / 50 / 60 kVA | ● / ○ / ○ / ○ / ○ / ○ / ○ / ○ | |
| Medium-voltage switchgear: without / 1 feeder / 3 feeders | | |
| 2 cable feeders with load-break switch, 1 transformer feeder with circuit breaker, internal arc classification IAC A FL 20 kA 1 s according to IEC 62271-200 | ● / ○ / ○ | |
| Short circuit rating medium voltage switchgear (20 kA 1 s / 20 kA 3 s / 25 kA 1 s) | ● / ○ / ○ | |
| Accessories for medium-voltage switchgear: without / auxiliary contacts / motor for transformer feeder / cascade control / monitoring | ● / ○ / ○ / ○ / ○ | |
| Integrated oil containment: without / with | ● / ○ | |
| Industry standards (for other standards see the inverter datasheet) | IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 62271-202, EN50588-1, CSC Certificate | |
| ● Standard features ○ Optional features – Not available | | |
| Type designation | MVPS-2930-S2 | MVPS-3060-S2 |



SMA and Sunny Central are registered trademarks of SMA Solar Technology AG. All other trademarks are the property of their respective owners. SMA assumes no liability for mistakes or printing errors. For the latest information, please visit SMA-Solar.com.

SMA-Solar.com

SMA Solar Technology

10.3. Combiner box

Il Combiner Box (o String Combiner) rappresenta un apparato passivo collocato direttamente in campo che riceve in ingresso più stringhe, ne fa il parallelo e l'uscita è direttamente collegata all'inverter. Il box è composto da un involucro in poliestere rinforzato con fibra di vetro delle dimensioni di 1056 x 852 x 350 mm (H x L x P), grado di protezione IP65 e classe di protezione II. Ogni box è in grado di ricevere in ingresso 16 stringhe al massimo, ogni ingresso stringa è protetto contro le correnti inverse mediante fusibile su entrambi i poli, tutti gli ingressi sono poi parallelati su un sezionatore la cui uscita è direttamente collegata all'inverter. Come anticipato i box saranno collocati direttamente in campo in testa alla fila dei tracker. Il numero complessivo di combiner Box per ciascun campo è funzione del numero di stringhe presenti nell'impianto.

10.4. Stazione di trasformazione e cabina di interfaccia

Manufatto adibito a control room e cabina di interfaccia dove sarà alloggiato il quadro MT che rappresenta il punto di ingresso fisico dell'impianto fotovoltaico GREENFRUT. Su di esso sarà attestata la linea di uscita dal campo fotovoltaico verso lo stallo a 36 kV all'interno della Stazione Elettrica (SE) a 380/220 kV della RTN denominata "Udine Sud". Si prevede che nel quadro MT della cabina di interfaccia saranno collocati i dispositivi di protezione MT e fotovoltaica come l'SPG e l'SPI con i relativi dispositivi meccanici di apertura e sezionamento.

La cabina di interfaccia sarà posizionata in prossimità del cancello di ingresso del campo o in un punto facilmente identificabile e accessibile, le dimensioni indicative del manufatto sono 16.450 L x 3.000 H x 4.000 P.

11. IMPIANTI AUSILIARI E OPERE CIVILI

L'impianto fotovoltaico in progetto si completa con alcune opere "accessorie" ma fondamentali per il corretto esercizio e manutenzione dello stesso.

11.1. Impianto di terra ed equipotenziale

Si provvederà alla posa diretta interrata di una corda di rame nudo della sezione minima pari a 35 mmq che andrà a collegare tutte le masse e masse estranee presenti in campo e tutti i componenti dell'impianto che necessitano di questo collegamento; inoltre, vista la vastità del campo, si provvederà altresì a realizzare tramite il medesimo collegamento un sistema equipotenziale in grado di evitare l'introduzione nel sistema di potenziali pericolosi sia per gli apparati che per il personale. Al sistema di messa a terra saranno anche collegati tutti gli apparati esistenti come quelli del sistema di supervisione (SCADA), dell'illuminazione perimetrale etc., mentre non saranno ad esso collegati i componenti di classe II e le masse estranee aventi valori di resistenza verso terra maggiori dei limiti imposti da normativa tecnica. Le corde nude di rame saranno riportate all'interno delle stazioni di trasformazione dove è presente un collettore di terra al quale sarà attestato anche il dispersore lato MT, collegato ad anello, anch'esso realizzato tramite corda di rame nudo di sezione minima pari a 35 mmq.

11.2. Impianto di illuminazione perimetrale

L'impianto fotovoltaico sarà corredato di un sistema di illuminazione perimetrale realizzato con corpi illuminanti a LED installati su pali di altezza fuori terra pari a 5,5 metri. **L'impianto di illuminazione, di base spento durante le ore notturne, sarà attivato dal sistema antintrusione:** in particolare la centrale invierà un segnale attraverso il quale si accenderanno le luci perimetrali. L'accensione sarà inibita durante il giorno mediante l'installazione di un dispositivo crepuscolare, inoltre, l'accensione potrebbe essere anche settorializzata in funzione della tipologia di allarme registrato dalla centrale antintrusione. I pali di

illuminazione saranno installati ad una distanza di 25 metri, tale da garantire un adeguato livello di illuminamento del perimetro del campo, non essendo richiesta particolare uniformità nell'illuminazione delle zone di interesse. Su ciascun palo di illuminazione si provvederà all'installazione di un **corpo illuminante ad alta efficienza con lampada LED** di potenza < 40 W, **temperatura di colore < 4000 K** che sviluppa un flusso luminoso pari a 5152 lm con grado di protezione adeguato alla posa all'aperto e con **ottiche full cut off**, al fine di rispettare le problematiche inerenti al risparmio energetico ed all'inquinamento luminoso, come previsto dalla **Legge Regione Friuli Venezia Giulia del 18 giugno 2007 n. 15 in tema di "Misure urgenti in tema contenimento dell'inquinamento luminoso, per il risparmio energetico nelle illuminazioni per esterni e per la tutela dell'ambiente e dell'attività svolta dagli osservatori astronomici"**.

In base a tale normativa, le principali finalità contro la dispersione di luce artificiale verso l'alto sono le seguenti:

- 1) riduzione dell'inquinamento luminoso e ottico;
- 2) protezione dall'inquinamento luminoso dell'attività di ricerca scientifica e divulgativa svolta dagli osservatori astronomici;
- 3) protezione dall'inquinamento luminoso dell'ambiente naturale inteso anche come territorio, dei ritmi naturali delle specie animali e vegetali, nonché degli equilibri ecologici sia all'interno che all'esterno delle aree naturali protette;
- 4) salvaguardia del cielo notturno per tutta la popolazione.

Di seguito si riporta un estratto dall' articolo 8 della Legge Regionale 18 giugno 2007, n.15:

"art. 8. - Regolamentazione delle sorgenti di luce e dell'utilizzazione di energia elettrica da illuminazione esterna –

Comma 1.... dalla data di entrata in vigore della presente legge, tutti gli impianti di illuminazione esterna, pubblica e privata, in fase di progettazione o di appalto, sono eseguiti a norma antinquinamento luminoso e a ridotto consumo energetico. Per quelli in fase di esecuzione è prevista la sola obbligatorietà di sistemi non disperdenti luce verso l'alto, fatto salvo l'adeguamento entro i quattro anni successivi, secondo i criteri di cui al presente articolo.

Comma 2. Sono considerati antinquinamento luminoso e a ridotto consumo energetico solo gli impianti che contemporaneamente siano:

- a) costituiti da apparecchi illuminanti, aventi un'intensità luminosa massima di 0 cd per 1.000 lumen a 90° e oltre, con un rendimento di almeno il 55 per cento;*
- b) equipaggiati di lampade al sodio ad alta e bassa pressione, ovvero di lampade con almeno analoga efficienza in relazione allo stato della tecnologia e dell'applicazione e una temperatura di colore massima pari a 4000 K;*
- c) realizzati in modo che le superfici illuminate non superino il livello minimo di luminanza media mantenuta o di illuminamento medio mantenuto previsto dalla CEN/TR 13201-1, o, in assenza di norme di sicurezza specifiche, non superino 1 cd/mq; i valori minimi di sicurezza possono venire superati con una tolleranza del 15 per cento;*
- d) provvisti di appositi dispositivi in grado di ridurre, entro le ore ventitrè nel periodo di ora solare ed entro le ore ventiquattro nel periodo di ora legale, l'emissione di luci degli impianti in misura non inferiore al 30 per cento rispetto al pieno regime di operatività; la riduzione non va applicata solo qualora le condizioni d'uso della superficie illuminata siano tali che la sicurezza ne venga compromessa; la riduzione di luminanza in funzione dei livelli di traffico è obbligatoria per i nuovi impianti d'illuminazione stradale.*

Comma 6. Fari, torri-faro e riflettori illuminanti parcheggi, piazzali, cantieri, svincoli ferroviari e stradali, complessi industriali e grandi aree di ogni tipo devono avere, rispetto al terreno, un'inclinazione tale, in relazione alle caratteristiche dell'impianto, da non irradiare oltre 0 cd per 1.000 lumen a 90° e oltre. Sono da privilegiare gli apparecchi d'illuminazione con proiettori di tipo asimmetrico....."

Di seguito i principali risultati dell'analisi condotta.

Valori

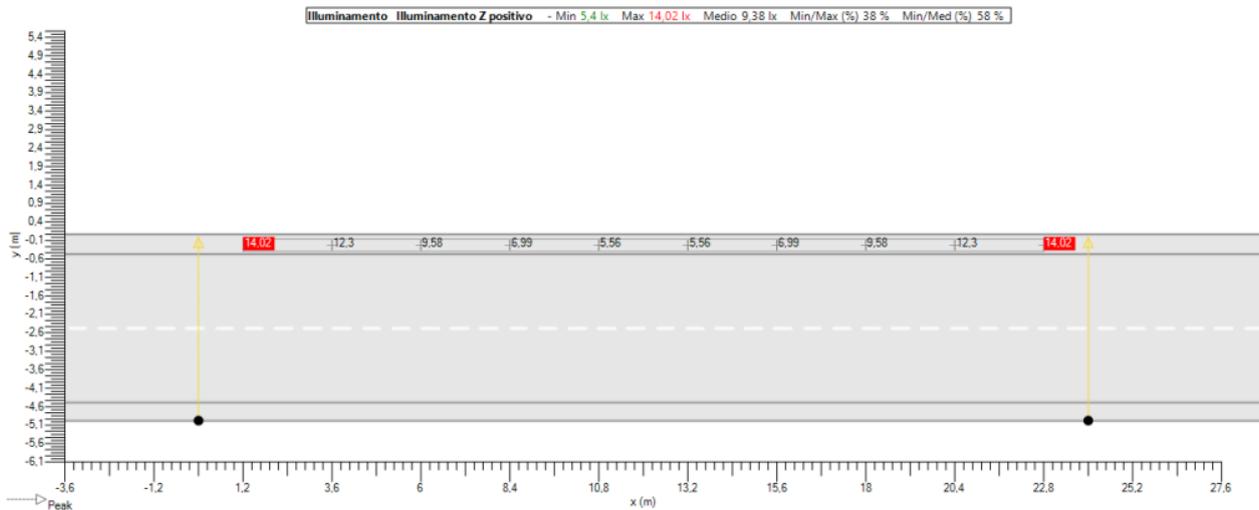


Figura 6: analisi del livello di illuminamento sulla recinzione perimetrale

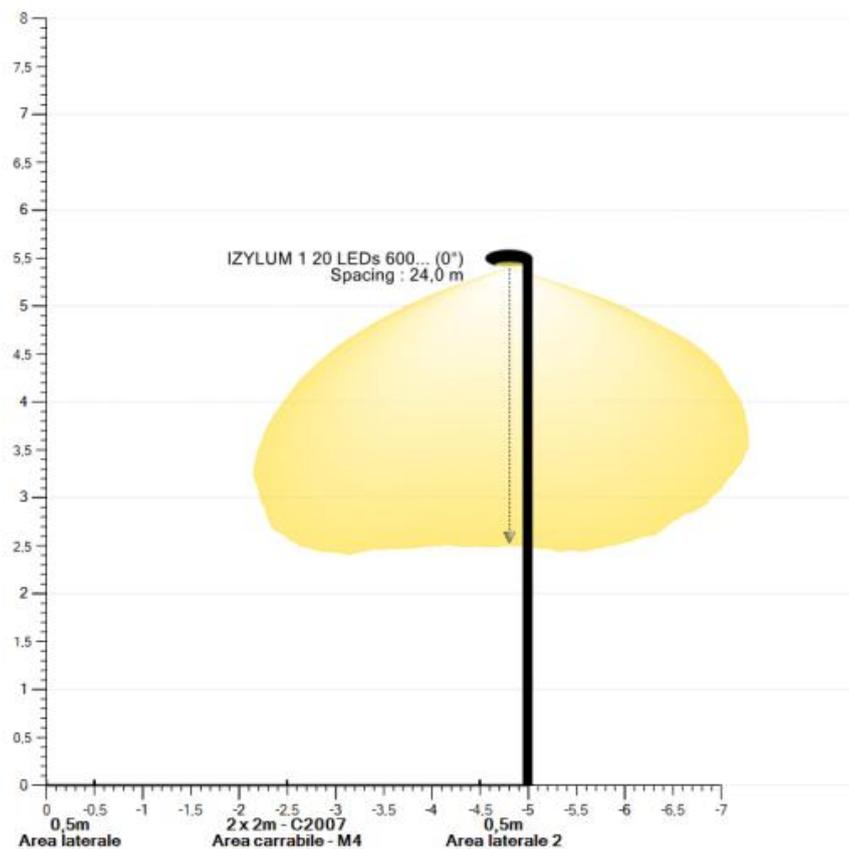


Figura 7: valutazione del flusso luminoso

11.3. Impianto di videosorveglianza

Il sistema di sicurezza sarà realizzato perimetralmente al campo dove saranno posizionate in modo strategico le telecamere al fine di garantire una corretta copertura di tutto il perimetro. Gli apparati di registrazione e gestione (NVR) e switch saranno

collocati all'interno della Control Room e tutti gli elementi in campo saranno collegati mediante fibra ottica, prevedendo la realizzazione lungo il perimetro di armadi per ospitare le Unità di Controllo e i media converter. Tutte le telecamere saranno dotate di sensore di movimento in modo che si eviti un elevato flusso di segnale da gestire dalla centrale.

Di seguito si riporta la simulazione del cono visivo della telecamera posta ad una quota di 3,5 m dal suolo con un soggetto alto 2 metri a distanza di 40 m: il passo di 25 m assicura la copertura della zona d'ombra della telecamera seguente. In giallo è indicata l'area di riconoscimento, in rosso l'area di identificazione del soggetto.

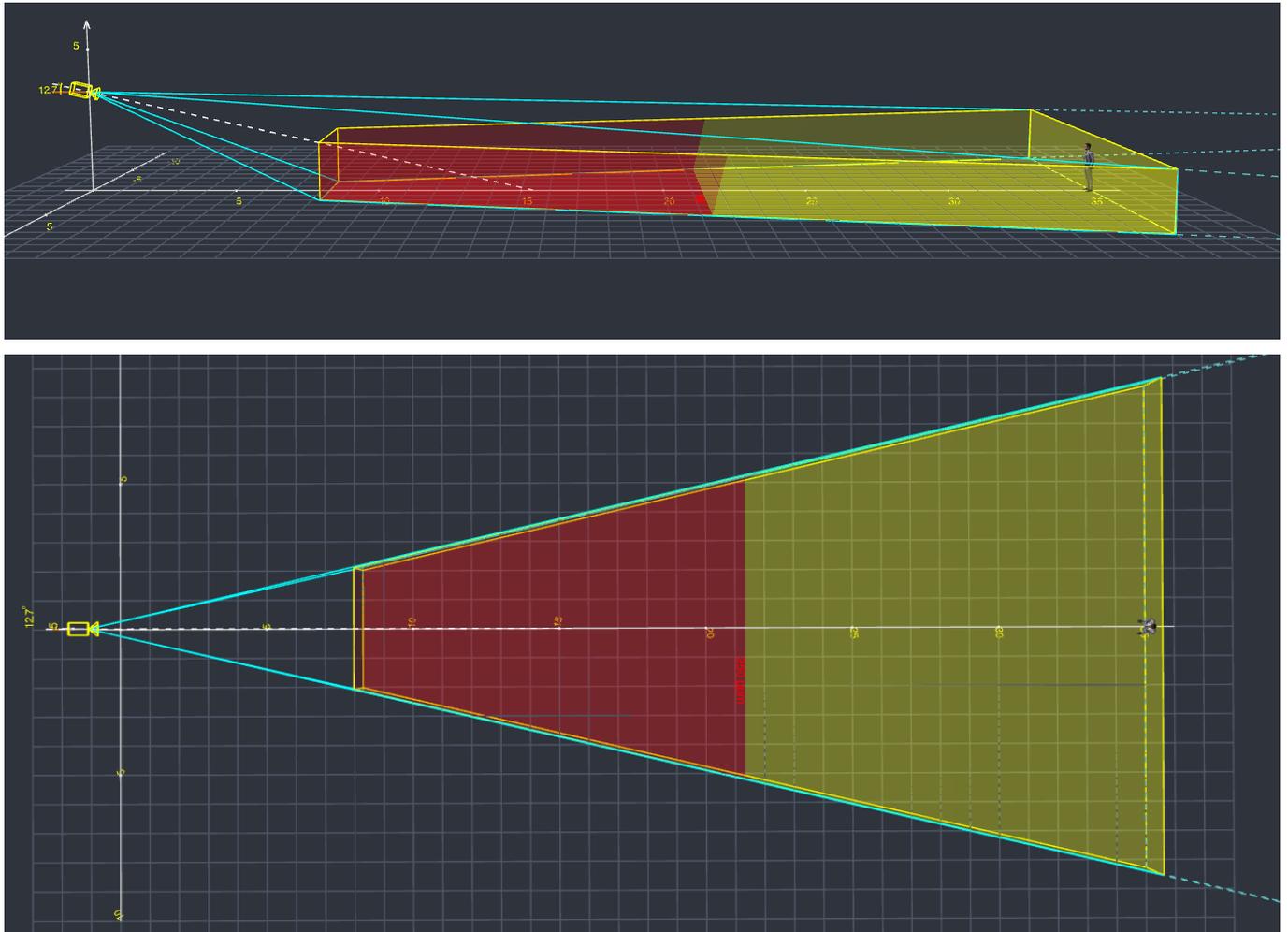


Figura 8: valutazione dei coni visivi delle telecamere

11.4. Impianto antintrusione

L'impianto antintrusione sarà costituito da rilevatori elettronici in grado di raccogliere e processare in modo integrato le informazioni provenienti da più sorgenti rappresentate da due differenti tipi di sensore: il trasduttore PIEZO e un accelerometro MEMS. Il sistema capta e analizza le vibrazioni e le oscillazioni della recinzione in conseguenza di un tentativo di intrusione per taglio (anche attuato per mezzo di seghetti o smerigliatrici), sfondamento o arrampicamento, discriminando tutti quei disturbi che potrebbero originare degli allarmi impropri.

Il sistema è costituito da linee-sensori precablate con passo 5 metri da installare rigidamente alla recinzione e da unità elettroniche di controllo preassemblate, giunzioni e terminazioni. L'unità di controllo gestisce fino a 300 rivelatori su 2 bus di comunicazione per una copertura massima di 1.500 metri di perimetro.

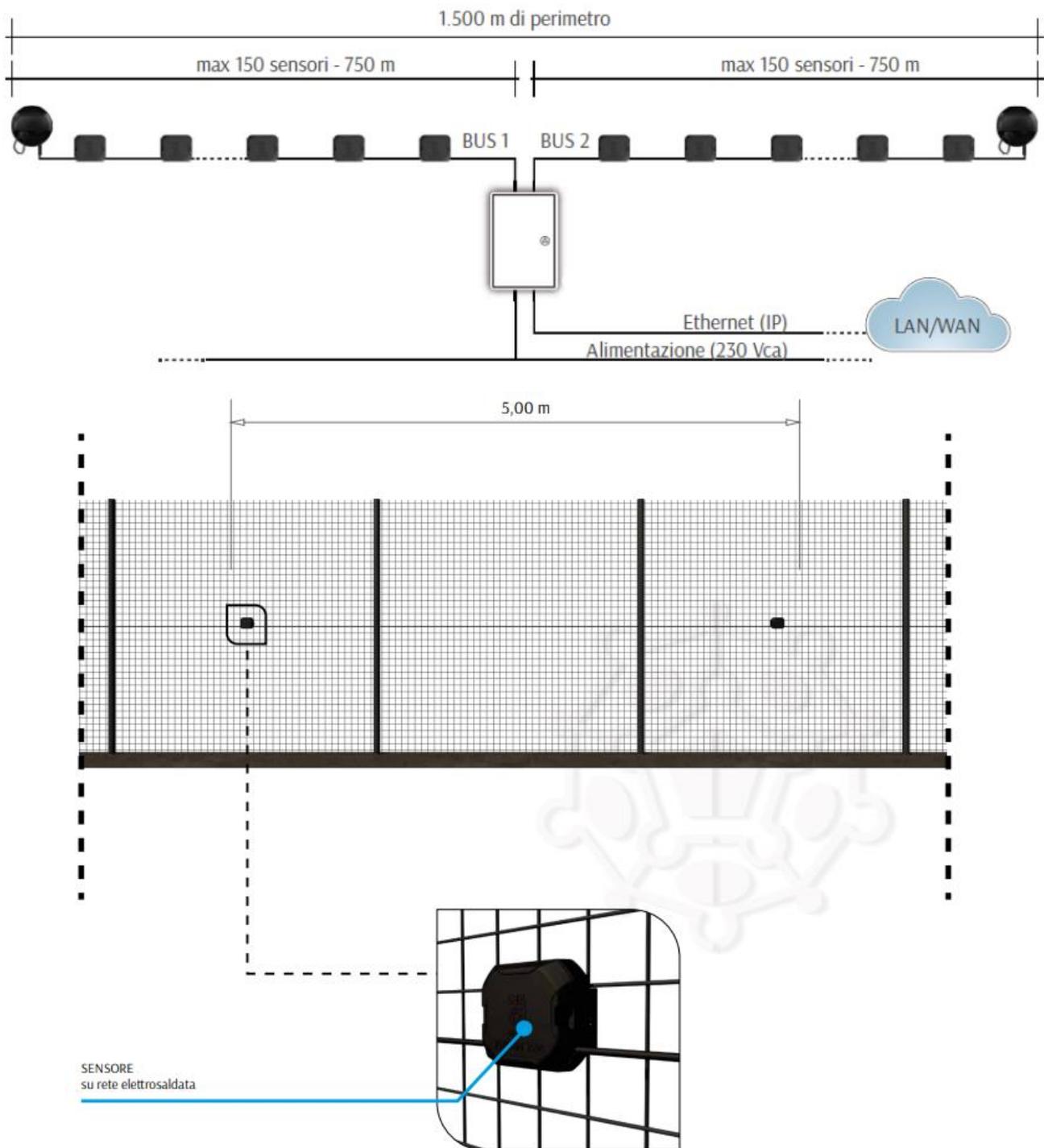


Figura 9: particolari di posa sensori antintrusione sulla recinzione

Oltre a permettere la configurazione dei rivelatori per mezzo del relativo software, l'unità di controllo ha il compito di riconoscere e ordinare automaticamente i rivelatori in campo e di raccogliere le segnalazioni di allarme.

Ogni unità di controllo sarà collegata alla rete ETHERNET per mezzo della rete in fibra ottica che costeggia il perimetro del campo fotovoltaico, utilizzando opportuni media converter.

La programmazione delle zone avviene via software in modo da poter associare il settore alle telecamere di sorveglianza. Per la gestione dei varchi, è possibile utilizzare lungo la linea dei sensori adeguati moduli input che consentono il collegamento di altri apparati (contatti magnetici ecc...).

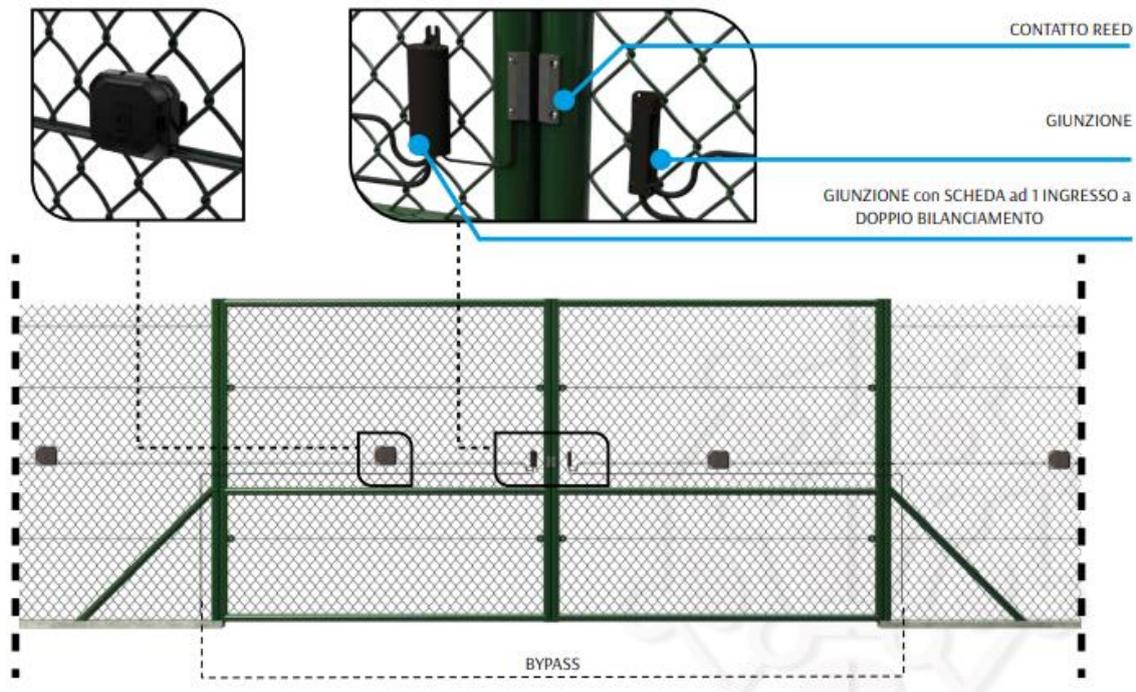


Figura 10: particolari si posa sensori antintrusione sui accessi

11.5. Meteo station

La meteo station è un sistema in grado di misurare i parametri ambientali ed inviare informazioni al sistema di supervisione per esseri trattati. Essa è costituita da un anemometro, termometro e piranometro, pertanto, sarà in grado di fornire informazioni in merito a velocità del vento, temperatura ambiente e dei moduli, irraggiamento. Per avere parametri attendibili si potrà provvedere all'installazione di più meteo station in campo.

11.6. Sistema di supervisione

Il sistema di supervisione permette il monitoraggio e il controllo da remoto in grado di fornire informazioni, anche grafiche, dell'intero "percorso energetico". Il sistema sarà collegato, ricevendone informazioni, agli apparati principali del sistema fotovoltaico come inverter, stazione meteo, quadri elettrici, etc.. I parametri gestiti saranno utilizzati per valutare le prestazioni dell'impianto in termini di produzione di energia stimata e reale e quindi con il calcolo del PR (Performance Ratio). Verrà realizzata un'apposita interfaccia grafica per la gestione dell'impianto. Oltre ai parametri energetici per la valutazione delle

prestazioni, il sistema sarà in grado anche di gestire le immagini provenienti dal sistema di videosorveglianza in tempo reale e la possibilità di visione di quelle registrate, trovando quindi applicazione anche in ambito di sicurezza. Per la gestione delle informazioni si prevede l'installazione in campo di diversi cassette ottici in appositi involucri protettivi dagli agenti atmosferici. Gli apparati principali per la gestione del sistema saranno invece collocati all'interno della Control Room. Il sistema di supervisione e telecontrollo riveste un ruolo di fondamentale importanza nella gestione dell'impianto in quanto, oltre a trovare applicazioni in ambito di sicurezza e di valutazione delle prestazioni, esso rappresenta lo strumento attraverso il quale il distributore di rete (Terna) può agire sull'impianto. Infatti, inviando le direttive al gestore di impianto quest'ultimo può settare i parametri di rete con cui l'impianto si interfaccia alla RTN oppure disconnettere l'impianto in caso di necessità.

11.7. Recinzione perimetrale

Opera propedeutica alla costruzione di ciascun impianto è la realizzazione di una recinzione perimetrale a protezione del generatore fotovoltaico e degli apparati dell'impianto. Tale recinzione non presenterà cordoli di fondazione posti alla base, ma si procederà con la sola infissione dei pali nel terreno. Le opere di recinzione e mitigazione a verde saranno particolarmente curate. La recinzione verrà arretrata di circa 9 m rispetto al confine del lotto. All'esterno verrà realizzata una fascia di schermatura (opere di mitigazione), al fine di perseguire l'obiettivo di costituire una barriera visiva per un miglior inserimento paesaggistico dell'impianto. I pali avranno un'altezza fuori terra di circa 2 m e presenteranno giunti di fissaggio laterale della rete e giunti in metallo per il fissaggio di angoli retti e ottusi. La recinzione sarà rigida in rete elettrosaldata prezinata e verniciata Ral 6005 (verde muschio) tipo Itria 2500, caratterizzata da maglia 55x200 mm, filo 5+5 mm (nominale) e costituita da pannelli modulari di larghezza 2.500 mm vincolata a piantane tipo Universal 60 (tubo quadro sezione 60x60x2 mm) con attacchi a collare in ferro dotati di bulloni con dado a strappo (antifurto). **I pannelli di recinzione, alti 1.930 mm, saranno fissati per tutta la lunghezza della recinzione ad una distanza dal terreno di 100 mm per permettere il passaggio della microfauna, mentre ogni 50 metri di recinzione, saranno installati pannelli con apertura di 100 (altezza) x 1000 mm (larghezza), per permettere il passaggio di animali di media taglia** (i 100 mm di taglio sul pannello si sommano agli altri 100 mm che il pannello si solleva dal terreno, per un totale di 200 mm).

L'utilizzo di una recinzione a pannelli rigidi è dovuto al fatto che la recinzione a maglia sciolta non risulta idonea a garantire un'adeguata protezione al campo fotovoltaico a meno di una perfetta tesatura e installazione, che comporta un'opera di costante manutenzione.

Questo perché il sistema antintrusione protegge l'impianto da azioni di scavalco, sfondamento e anche taglio della recinzione: al fine di riconoscere l'azione di taglio della recinzione, è necessario che la rete sia rigida al fine di trasmettere al meglio le vibrazioni al sensore. Nel caso di recinzione a maglia sciolta questo è possibile solo con una perfetta tesatura della stessa, da controllare e garantire nel tempo. La presenza di punti meno rigidi, comporterebbe inoltre la vibrazione della rete, con conseguenti falsi allarmi che si riducono in rapporto 1:10 nel caso di utilizzo di rete a pannelli leggeri e, quindi, rigida.

Il tipo di recinzione sopra descritto è rappresentato, unitamente al sensore antintrusione, a titolo indicativo, nella foto seguente.



Figura 11: tipologico della recinzione con indicazione dei sensori antintrusione

11.8. Elettrodotto ed opere di connessione

Con il termine di elettrodotto ci si riferisce alla linea elettrica in cavo alla tensione nominale di esercizio di 36 kV (MT) che collega in antenna a 36 kV la centrale su un futuro ampliamento della Stazione Elettrica a 380/220 kV della RTN denominata "Udine Sud". L'elettrodotto sarà realizzato interamente nel sottosuolo, i cavi di media tensione saranno direttamente posati all'interno della trincea ad una profondità di 120 cm e protetti da tegolo. I cavi saranno posati su un letto di sabbia di almeno 40 cm. Il successivo riempimento del cavo sarà effettuato con modalità differenti a seconda del tratto di strada interessata e secondo gli standard realizzativi prescritti dal Distributore di rete. Nel caso in cui si dovesse procedere al taglio della sezione stradale, si procederà in conformità alle Norme Tecniche Comunali.

Dove lo scavo non interesserà la sede stradale, invece, si potrà procedere al riempimento con terreno adeguatamente compattato con mezzi meccanici. In corrispondenza dei cavi, ad una profondità variabile da 40 a 50 cm, si provvederà alla posa di un nastro monitor che indichi la presenza dell'elettrodotto in caso di manutenzione stradale o di altro tipo di intervento. Ai sensi dell'art. 21 dell'Allegato A alla deliberazione Arg/elt 99/08 e s.m.i. dell'ARERA il nuovo elettrodotto in antenna a 36 kV per il collegamento della centrale alla Stazione Elettrica della RTN costituisce impianto di utenza per la connessione, mentre lo stallo arrivo produttore a 36 kV nella suddetta stazione costituisce impianto di rete per la connessione.

12. ANALISI PRELIMINARE AGRONOMICA DELL'IMPIANTO

12.1. Ordinamento Tecnico colturale attuale dell'azienda

L'ordinamento colturale dell'azienda è rappresentato da coltivazioni di pomacee e frutta a nocciolo. L'azienda nel suo complesso si estende per circa 103 ettari (dato fascicolo aziendale al 29.03.2023).

| COLTURA/SPECIE | VALORI | |
|--|--------|-------|
| | U.M | NUM. |
| Superficie boscata | ha | 0.44 |
| Altre coltivazioni per seminativi | ha | 98.21 |
| vigneti | ha | 0.34 |
| vigneti per la normale produzione di vino di qualità | ha | 2.07 |
| sementi e piantine per seminativi | ha | 0.05 |
| Altre superfici | ha | 0.35 |

Tabella 5: patrimonio aziendale

L'azienda coltiva i suoi terreni in regime di biologico.

12.2. Mezzi agricoli aziendali

L'integrazione dell'impianto agrivoltaico e l'attività agricola passa attraverso un corretto dimensionamento dell'attrezzatura rispetto agli spazi di manovra e coltivazione che sono dati dall'impianto.

Attualmente l'azienda dispone di mezzi con carreggiata molto stretta (SAME frutteto) inferiore a 160 cm e con raggio di curvatura 350 cm, adatti alla coltivazione di frutteti, per cui idonei per la gestione delle coltivazioni all'interno dell'impianto agrivoltaico (vedi foto seguenti).





Figura 12: particolare mezzi agricoli

Il layout dell'impianto inoltre prevede una disposizione delle strutture con una altezza minima da terra di 2,1 m e un pitch di 10, valori congrui con l'attuale attrezzatura che eventualmente dovrà essere potenziata in termini quantitativi.

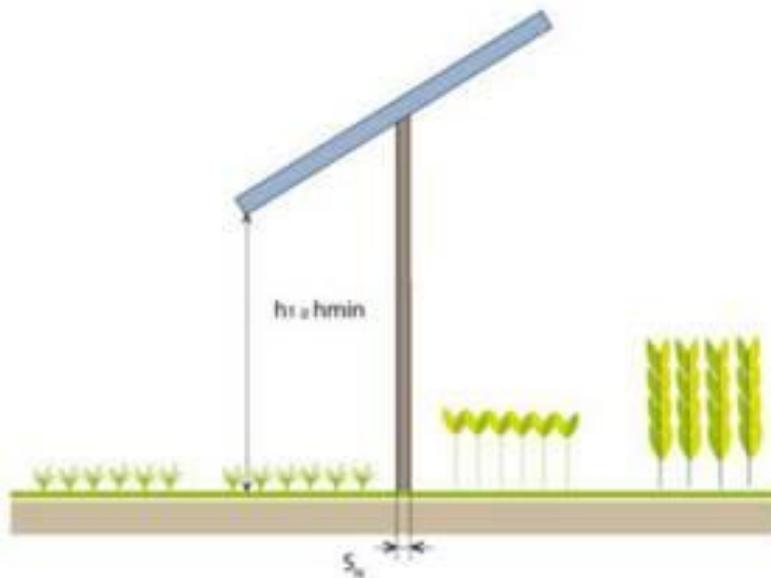


Figura 13: schema semplificato dell'impianto fotovoltaico come da Norma CEI PAS 82-93 del 01/02/23

12.3. Continuità dell'attività agricola: il piano colturale attuale e futuro

Ipotesi di piano colturale futuro

La realizzazione dell'impianto fotovoltaico vede come nuovo piano colturale quello della coltivazione di frutti rossi e colture idonee alla trasformazione secondo quello che è il know-how aziendale dell'Alpenfrut.

Le principali colture sono ascrivibili ai frutti rossi che si prestano bene alla coltivazione all'interno di un impianto agrivoltaico

sia per le altezze di coltivazione sia per l'adattamento al microclima che si genera al disotto dei pannelli.

Le colture appartengono principalmente alla categoria dei frutti rossi son fragole, lamponi, mirtilli, ribes e more.

Continuità e valorizzazione dell'attività agricola: indicatori MISE

Al fine di consentire una valutazione nel corso degli anni dell'esercizio dell'impianto è importante verificare l'esistenza e la resa dell'attività agricola con quella concorrente al reddito aziendale dell'attività agrivoltaica.

Una valutazione di massima a tavolino evidenzia come il cambio di piano colturale avrà un impatto importante sulla redditività netta delle superfici interessate non solo grazie alla redditività intrinseca delle coltivazioni ma anche grazie alla loro idoneità al microclima generato dalla disposizione dei pannelli fotovoltaici. In linea di massima si passa dalla redditività dei seminativi che è intorno a 500 €/ha (reddito netto) a valori superiori che mediamente per i frutti rossi si aggirano intorno ai 5.000 - 10.000 €/ha di reddito netto.

La realizzazione dell'impianto agrivoltaico inoltre comporta significative variazioni delle Unità di Lavoro Aziendale (ULA). Attualmente, l'azienda impiega una media di 120¹ ore/ettaro sulle superfici che saranno integrate con l'impianto fotovoltaico. Con il nuovo piano colturale, questa media aumenta a 2300¹ ore/ettaro.

In termini di ULA, attualmente le superfici interessate dall'impianto impiegano circa 5 ULA, mentre con il piano colturale di progetto sono necessarie 109 ULA. Questa differenza è legata alle diverse esigenze in termini di manodopera e meccanizzazione delle operazioni colturali, nonché alla differente redditività delle produzioni stesse. Inoltre è da considerare che la richiesta di manodopera necessaria per i frutti rossi in regime di biologico è quasi 200 volte superiore a quanto serve per i seminativi sempre in regime di biologico.

In conclusione sia la redditività e il margine operativo lordo (MOL) ad ettaro sia le Unità di Lavoro Aziendali (ULA) subiranno un importante incremento così come nelle aspettative delle Linee Guida del Ministero dello Sviluppo Economico del giugno 2022 in materia di impianti agrivoltaici.

¹Valore corretto con fattore 1.5 in quanto si tratta di superfici coltivate con il metodo biologico