

IMPIANTO AGRIVOLTAICO E OPERE DI CONNESSIONE

LA VALENTA

POTENZA IMPIANTO 22,66 MWp - COMUNE DI PREDOSA (AL)

Proponente

SKI 26 S.R.L.

VIA CARADOSSO 9 - 20123 MILANO - P.IVA: 11412940964 – PEC: ski26@pec.it

Progettazione



Ing. Antonello Rutilio

VIA R. ZANDONAI 4 – 44124 - FERRARA (FE) - P.IVA: 00522150382 – PEC: incico@pec.it

Tel.: +39 0532 202613 – email: a.rutilio@incico.com

Collaboratori



Ing. Lorenzo Stocchino

VIA R. ZANDONAI 4 – 44124 - FERRARA (FE) - P.IVA: 00522150382 – PEC: incico@pec.it

Tel.: +39 0532 202613 – email: l.stocchino@incico.com

Coordinamento progettuale



Envidev Consulting S.R.L.

CORSO VITTORIO EMANUELE II 287 – 00186 – ROMA (RM) – P.IVA:01653460558 – PEC: envidev_csrl@pec.it

Tel.: +39 3666 376 932 – email: francesco@envidevconsulting.com

Titolo Elaborato

RELAZIONE ILLUSTRATIVA

LIVELLO PROGETTAZIONE	CODICE ELABORATO	FILE NAME	DATA
DEFINITIVO	PD_REL01	23ENV04_PD-REL01.01 - Relazione illustrativa.docx	11/04/2024

Revisioni

REV.	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO
0	31/07/23	EMISSIONE PER PERMITTING	LBO	LST	ARU
1	11/04/24	REVISIONE TRACCIATO CONNESSIONE	VLA	LBO	ARU



COMUNE DI PREDOSA (AL)
REGIONE PIEMONTE



RELAZIONE ILLUSTRATIVA

INDICE

1. PREMESSA	1
2. INTRODUZIONE	1
3. RIFERIMENTI NORMATIVI.....	2
4. UBICAZIONE IMPIANTO	3
5. DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO: CARATTERISTICHE SALIENTI	5
SOLUZIONE AGRIVOLTAICA.....	7
6. DIMENSIONAMENTO DEGLI IMPIANTI	10
7. PRINCIPALI COMPONENTI DI IMPIANTO.....	10
MODULI FOTOVOLTAICI.....	10
INVERTER DI STRINGA	14
TRASFORMATORE	15
CABINA DI TRASFORMAZIONE AT/BT	15
STRUTTURE DI FISSAGGIO	16
CABLAGGI	17
Cavi BT	17
Cavi AT	17
8. IMPIANTI AUSILIARI E OPERE CIVILI	18
IMPIANTO DI TERRA ED EQUIPOTENZIALE	18
IMPIANTO DI ILLUMINAZIONE PERIMETRALE.....	18
IMPIANTO DI VIDEOSORVEGLIANZA	18
METEO STATION	18
SISTEMA DI SUPERVISIONE	18
RECINZIONE PERIMETRALE.....	19
ELETTRODOTTO ED OPERE DI CONNESSIONE	20

1. PREMESSA

L'opera oggetto della presente relazione illustrativa riveste un ruolo di importanza strategica nell'assetto energetico Nazionale in quanto contribuisce, in modo molto significativo, al raggiungimento degli obiettivi energetici proposti dall'Italia e inseriti nel Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (NECP), come indicato nel documento "National Survey Report of PV Power Application in Italy 2018" redatto a cura del GSE e dell'RSE. A tal proposito, il Paese si è impegnato ufficialmente ad incrementare la quota di energia elettrica consumata e prodotta da fonti rinnovabili (FER), passando di fatto dal 34% nel 2017 al 55% nel 2030. Il raggiungimento di un tale ottimistico risultato non può, in alcun modo, prescindere dal contributo fornito dalla produzione di energia elettrica da fonte solare (fotovoltaica) che rappresenta la quota parte più importante di energia "verde" prodotta in Italia. Quanto sopra descritto si traduce, in pratica, in un necessario incremento della capacità fotovoltaica installata che, per perseguire gli obiettivi prefissati, nel 2030 dovrebbe raggiungere i 50 GW complessivi, attualmente si attesta attorno ai 20 GW complessivi. Molto è stato fatto in passato da parte del Governo per incentivare la produzione di energia da fonte solare fotovoltaica, e, dopo un breve periodo di stallo durato circa 4/5 anni, oggi sono state profuse nuove forze e nuove idee propedeutiche al conseguimento dei suddetti obiettivi energetici e dare nuovo slancio al mercato Nazionale delle energie rinnovabili. Tuttavia, da analisi effettuate risulterebbe che tutti gli sforzi profusi non sarebbero sufficienti per il raggiungimento degli obiettivi energetici 2030, e quindi sarebbero destinati a rimanere un miraggio senza l'apporto fornito allo scopo dalle grandi centrali fotovoltaiche, ovvero da impianti in utility scale che producono energia rinnovabile in regime di grid parity. Le stesse considerazioni vanno ovviamente fatte anche in relazione al Piano Energetico Regionale, lo strumento di programmazione strategica con il quale la Regione ha definito gli obiettivi e le modalità per far fronte agli impegni fissati dall'UE attraverso la Roadmap al 2050. Con il Decreto Ministeriale 15 marzo 2012, cosiddetto Burden Sharing, sono state assegnate alle Regioni le rispettive quote di produzione di energia da fonti rinnovabili elettriche e termiche per concorrere al raggiungimento dell'obiettivo nazionale. Tra i macro-obiettivi del PER c'è non solo quello di allinearsi alla media nazionale, ma quello di divenire esempio virtuoso per produzione energetica da fonti rinnovabili e nell'innovazione energetica. In tale contesto le opere oggetto della presente relazione possono essere considerate di importanza fondamentale, quasi strategica, nel panorama energetico Nazionale.

2. INTRODUZIONE

Scopo del presente documento è quello di illustrare i criteri progettuali e le principali caratteristiche tecniche relative ¹ alla costruzione di un impianto agrivoltaico associato alla proponente Società SKI 26 S.R.L. con sede in Via Caradosso 9 (MI). Tutte le parti di impianto oggetto della presente valutazione saranno realizzate nel territorio del comune di Predosa (AI), con moduli installati su strutture a terra, ovvero su apposite strutture di sostegno direttamente infisse nel terreno senza l'ausilio di elementi in calcestruzzo, sia prefabbricato che gettato in opera. Di seguito si riporta la denominazione, potenza nominale di picco (DC) e potenza di immissione in rete (AC) dell'impianto fotovoltaico oggetto della presente relazione illustrativa:

DENOMINAZIONE IMPIANTO	LA VALENTA
POTENZA NOMINALE DC (MW_p)	22,66
POTENZA PRODUZIONE AC (MW)	19,9
POTENZA MAX IMMISSIONE (MW_{ac})	19,5

L'impianto sarà allacciato alla rete Terna in antenna a 36 kV su nuova Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione della RTN a 220/36 kV da inserire in entra-esce alla linea RTN a 220 kV "Casanova – Vignole Borbera" e alla linea RTN 220 kV "Italsider Novi – Vignole Borbera". L'energia prodotta verrà 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.

Nel rispetto di quanto riportato secondo il preventivo di connessione Terna codice pratica 202203331, l'impianto in fase di esercizio sarà configurato affinché non venga superata la potenza pari a 19,5 MW di immissione in rete.

3. RIFERIMENTI NORMATIVI

Dovranno essere rispettate le prescrizioni imposte dalla D.M. 37-2008: Regolamento concernente l'attuazione dell'articolo 11, comma 13, lettera a) della legge n. 248 del 2 dicembre 2005, recante riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti all'interno degli edifici. Devono essere altresì rispettate le prescrizioni dettate dalle seguenti disposizioni legislative:

- 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.

In base alla destinazione finale d’uso degli ambienti interessati, dovranno essere rispettate le prescrizioni normative tecniche dettate da:

- 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 EN IEC 61724-1 Photovoltaic system performance Part 1: Monitoring
- CEI 11-35: Guida per l’esecuzione di cabine elettriche
- 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.

4. UBICAZIONE IMPIANTO

Come anticipato, l’impianto fotovoltaico in progetto, sarà realizzato nel territorio del comune di Predosa (AL). I terreni sono regolarmente censiti al catasto come da piano particellare riportato nel documento PD_REL13. Il design di impianto ha tenuto conto delle superfici di terreno disponibile all’installazione del generatore agrivoltaico. Il sito di interesse è ubicato nel comune di Predosa, in località Cascina Valenta, in area agricola di pianura con morfologia prevalentemente pianeggiante, e presenta una superficie nelle disponibilità del proponente di circa 400.000 mq, di cui 331.200 mq saranno recintati e 267.000mq dedicati alla realizzazione dell’impianto fotovoltaico. Rispetto all’agglomerato urbano della cittadina di Predosa, l’area di impianto è ubicata a sud-ovest in un’area agricola a circa 3,5km di distanza.

LATITUDINE	+44.76°
LONGITUDINE	+8.63°
QUOTA m s.l.m.	162.3
FOGLIO CATASTALE	vedi PD_REL13
PARTICELLE	vedi PD_REL13

Nell’immagine satellitare di cui sotto, si evince l’area occupata dall’impianto fotovoltaico e il collegamento in antenna a 36 kV alla nuova stazione elettrica (SE), come indicato nella Soluzione Tecnica Minima Generale di Terna.



Figura 4-1: Ubicazione intervento su Ortofoto

5. DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO: CARATTERISTICHE SALIENTI

Il generatore fotovoltaico si estenderà su una superficie di terreno a destinazione agricola insistente nel territorio del comune di Predosa (AL). Di seguito si riportano le caratteristiche principali dell'impianto:

SUPERFICIE RECINTATA (Ha)	33,12
POTENZA NOMINALE DC (MWp)	22,66
POTENZA PRODUZIONE AC (MW)	19,9
MODULI INSTALLATI	32.376
TOTALE STRINGHE INSTALLATE	1.349
NUMERO INVERTER DI STRINGA	80

I moduli fotovoltaici installati avranno potenza nominale (@STC) pari a 700 W, saranno del tipo bifacciali e installati "a terra" su strutture a inseguimento solare (tracker) con asse di rotazione Nord/Sud ed inclinazione massima di circa 45°.

I moduli fotovoltaici scelti per la realizzazione dell'impianto oggetto della presente relazione sono di tipo bifacciale in grado cioè di captare la radiazione luminosa sia sul fronte che sul retro del modulo, avranno dimensioni pari a (2384 H x 1303 L x 35 P) mm e sono composti da 132 celle per faccia (22x6) con tecnologia a eterogiunzione. Essi saranno fissati su ciascuna struttura in modalità Portait 2xN, ovvero in file composte da due moduli con lato corto parallelo al terreno, le strutture utilizzate nel presente progetto saranno essenzialmente di tre tipo individuati in funzione della loro lunghezza ovvero 2x12, 2x24 e 2x36 moduli a cui corrispondono strutture di lunghezza complessiva rispettivamente di circa 16,44, 32,42 e 48,40 metri. La struttura sarà collegata 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 24 moduli, la lunghezza di stringa è stabilita in funzione delle caratteristiche del sistema fotovoltaico in termini di tensione massima ammissibile e della potenza complessiva.

Per la conversione della corrente continua prodotta dai moduli fotovoltaici in corrente alternata fruibile dal sistema di distribuzione e trasmissione nazionale, si installeranno inverter di stringa e si realizzerà per ogni sottocampo un locale di trasformazione, dove verranno installati i trasformatori AT/BT 36kV/0,8kV.

5

Per far corrispondere il numero di ingressi dell'inverter, le stringhe verranno collegate in parallelo per un massimo di 2 per volta, in questa configurazione non risulterà necessario installare quadri di campo lato DC, in quanto un eventuale corrente di guasto sulla stringa assumerà valori paragonabili alla corrente nominale. Verranno installati scaricatori di sovratensione in DC. Inoltre, è possibile installare un sistema di comunicazione per monitorare la corrente e la tensione della stringa.

Ciascuna stazione di trasformazione sarà composta da un box tipo container di dimensioni pari a c.a. 12,29x2,5x3,00 m.

Come evidenziato, gli inverter sono collocati in campo e collegati a un quadro di bassa tensione all'interno di box container insieme agli altri apparati necessari per l'elevazione della tensione di esercizio fino a 36kV. Pertanto, ciascun quadro è poi collegato, all'interno dell'alloggiamento di ciascuna stazione di trasformazione al trasformatore AT/BT, al quadro di alta tensione e a tutti gli apparati dedicati alla gestione, controllo e protezione necessari al corretto funzionamento ordinario dei suddetti apparati.

L'impianto fotovoltaico sarà completato dall'installazione di 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 interfaccia sarà realizzata con un manufatto in cemento armato vibrato (c.a.v.) di dimensioni 16,45x4,00x3,00 m. Lo spazio all'interno del manufatto sarà organizzato in modo tale da avere un locale per il sezionamento e protezione dei circuiti di alta tensione (collocamento del quadro generale di alta tensione), un locale dedicato all'installazione del trasformatore di spillamento AT/BT da 100 kVA dedicato all'alimentazione di tutti i 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.

Il quadro di alta tensione collocato all'interno della cabina di interfaccia è l'apparato dove saranno attestate tutte le linee AT provenienti dalle stazioni di trasformazione in campo. Tramite un cavidotto AT 36kV sarà realizzato il collegamento tra la suddetta cabina e la nuova stazione elettrica (SE), punto di interfaccia con la RTN.

Nella cabina di interfaccia 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 perimetrale, 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. Tale viabilità verrà realizzata mediante utilizzo del terreno derivante dalle lavorazioni di scavo. L'impianto sarà protetto contro gli accessi indesiderati mediante l'installazione di una recinzione perimetrale e dal sistema di illuminazione e videosorveglianza. L'accesso carrabile sarà costituito da un cancello a due ante in pannellature metalliche di larghezza 4 metri e montato su pali in castagno infissi al suolo. La recinzione perimetrale sarà realizzata con rete metallica rombata a maglia larga alta 2 metri e sormontata da filo spinato, collegata a pali di castagno alti 3 metri infissi direttamente nel suolo per una profondità di 100 cm. La rete metallica non sarà realizzata a totale chiusura del perimetro, rispetto al piano campagna, infatti, sarà lasciato un passaggio di altezza 20 cm che consenta il passaggio della fauna selvatica di piccola taglia. La viabilità interna al sito avrà larghezza di 4,0 m; tutta la viabilità sarà realizzata in battuto e ghiaia (materiale inerte di cava a diversa granulometria) oltre al materiale derivante dalle lavorazioni di scavo.

Il sistema di illuminazione e videosorveglianza prevede l'installazione dei componenti in campo su pali in acciaio zincato fissati al suolo con pozzetto di fondazione in calcestruzzo dedicato. I pali avranno una altezza di circa 3,5m, saranno dislocati ogni 23 metri lungo la recinzione perimetrale e su di essi saranno montati corpi illuminanti (che si attiveranno in caso di allarme/intrusione) e le videocamere del sistema di sorveglianza.

I cavi di collegamento del sistema saranno alloggiati nello scavo perimetrale eventualmente sfruttando quello già previsto per il passaggio dei cavidotti di ciascuna area dell'impianto fotovoltaico.

Nell'esercizio ordinario degli impianti non sono previsti consumi di energia, eccezion fatta per il sistema di illuminazione e videosorveglianza che avrà una sua linea di alimentazione elettrica tradizionale; è prevista l'installazione di un trasformatore di spillamento di 100 kVA per il funzionamento di tutti i sistemi ausiliari. L'energia prodotta dal generatore fotovoltaico sarà disponibile al confine fisico dell'impianto (in corrispondenza della cabina di interfaccia) e fino alla nuova SE ad una tensione nominale di 36 kV. Secondo le modalità indicate nella Soluzione Tecnica Minima Generale la linea suddetta verrà elevata a 220 kV tramite trasformatore AT/AT installato nella nuova SE.

La distanza tra l'impianto e la suddetta stazione elettrica prevede la realizzazione di un elettrodotto interrato con la posa di una terna di cavi idonei al trasporto di energia in alta tensione, 36 kV. Le linee di bassa tensione, sia quelle in corrente continua che in corrente alternata, e le linee di alta tensione saranno realizzate totalmente all'interno dell'area occupata dall'impianto fotovoltaico. Tutti i cavi, ad eccezione dei cavi stringa (collegamento moduli/quadri di stringa), saranno posati in trincea ovvero direttamente interrati senza l'ausilio di cavidotti o protezioni meccaniche. In tal caso la profondità di posa dei cavi sarà di 50 cm per illuminazione perimetrale, di 50 cm per i cavi di bassa tensione e 100 cm per quelli di alta tensione, tutti saranno opportunamente segnalati mediante la posa di nastro ad una distanza di circa 30 cm verso il piano campagna. Come accennato, fanno eccezione alla posa direttamente interrata in trincea i soli cavi stringa che collegano ciascuna stringa al quadro di riferimento.

Oltre a quelli interni al campo fotovoltaico, sarà realizzato il collegamento tra campo e nuova SE tramite cavo in alta tensione (36kV). Questi collegamenti, esterni all'area di impianto, saranno realizzati per quanto possibile a lato della viabilità comunale, provinciale e rurale esistente; i cavi saranno direttamente interrati in trincea ad una profondità di posa minima di 120 cm. 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 alla pulizia dell'impianto, che si divide in due operazioni: lavaggio dei pannelli fotovoltaici per rimuovere lo sporco naturalmente accumulatosi sulle superfici captanti (trasporto eolico e meteorico). Per quanto concerne il taglio dell'erba all'interno del parco, la frequenza avrà indicativamente carattere stagionale, salvo casi particolari individuati durante la gestione dell'impianto. Le operazioni di lavaggio dei pannelli saranno invece effettuate con un trattore di piccole dimensioni equipaggiato con una lancia in pressione e una cisterna di acqua demineralizzata. Il trattore passerà sulla viabilità di impianto e laverà i pannelli alla bisogna. L'azione combinata di acqua

demineralizzata e pressione assicura una pulizia ottimale delle superfici captanti 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.

SOLUZIONE AGRIVOLTAICA

La giacitura dell'area sulla quale si intende collocare gli impianti agrivoltaici è regolare e tendenzialmente pianeggiante. La piana è di origine alluvionale e si trova nella sinistra idrografica del torrente Orba per cui non sono presenti dislivelli significativi o discontinuità nel profilo del suolo. Il clima appartiene alle zone temperate–mediterranee con vegetazione climatica planiziale padana, distribuzione bimodale delle precipitazioni medie mensili, con due massimi equinoziali e due minimi in inverno e in estate, tipica della pianura Padana, come anche l'andamento delle temperature medie mensili, che è crescente dal mese di gennaio fino ai valori più alti in luglio, per poi decrescere. L'area è quindi inquadrabile nel regime pluviotermico sublitoraneo, ovvero con un massimo delle precipitazioni in autunno ed una marcata siccità accompagnata da elevata umidità relativa dell'aria in estate.

L'area vede la presenza di terreni con tessitura moderatamente fine, con subsoil franco-limosi e argillosi ed un topsoil tendenzialmente di medio impasto ottimo per un buono sviluppo vegetativo delle colture.

Tutta quest'area è storicamente a vocazione agricola con assoluta prevalenza di coltivazioni a seminativo in rotazione, principalmente con colture a ciclo autunno-vernino quali frumento, orzo e colza, a ciclo primaverile-estivo come girasole, mais, e fave e favino, e ove il terreno lo consente prato polifita da foraggio avvicendato e non. Tali colture sono usualmente inserite in un programma agronomico di rotazione biennale o triennale, in un'alternanza di diverse colture in anni successivi sullo stesso terreno, ovviamente anche sulla base della convenienza del conduttore del fondo in ragione delle variazioni dei prezzi di mercato delle diverse colture al fine di massimizzare il reddito ritraibile.

Il fascicolo aziendale agricolo per l'annata 2022-2023 riporta il seguente indirizzo produttivo:

- Prato polifita da foraggio avvicendato non permanente;
- Prato polifita da foraggio non avvicendato per almeno 5 anni;
- Prato polifita da foraggio avvicendato misto non permanente;
- Girasole da seme ciclo primaverile-estivo.

7

L'azienda presenta una superficie agricola totale (SAT) pari a ha 40,4 che include manufatti, un'area centrale con bacino e siepi e la superficie agricola coltivata.

La superficie totale di progetto è di ha 33,12 (include la superficie occupata dai moduli, strade, cabinati e aree coltivabili), al netto di manufatti, bacino e siepi già presenti e ha 2,20 destinati a fascia di mitigazione non produttiva prevista dal progetto agrivoltaico; di conseguenza per il piano colturale futuro e la relativa rotazione agraria rimangono a disposizione ha 23,58.

La scelta delle future specie agrarie e delle rotazioni dipende da una serie di fattori legati al contesto pedo-climatico, alle esigenze delle colture e all'esigenza di meccanizzazione delle lavorazioni compatibile con la struttura dell'impianto agrivoltaico.

Sulla base di queste variabili si propone una rotazione secondo i seguenti principi:

- Vocazione produttiva dell'areale;
- Coerenza agronomica e dell'uso del suolo con la gestione agricola in corso;
- Condizioni geo-climatiche specifiche per le colture considerando il cambiamento climatico in atto;
- Tipologia dell'impianto
- Disponibilità idrica.

Al fine di comprendere al meglio le scelte per l'impostazione del piano colturale e della rotazione, si descrivono di seguito alcune specifiche relative all'impianto agri voltaico di progetto.

I moduli saranno fissati in doppie file con il lato inferiore ad una quota di 0,80 m dal piano campagna in tal modo, l'altezza massima degli stessi, corrispondente ad una inclinazione di 45° (asse di rotazione nord-sud), sarà di circa 4,70 m. Il pitch, ovvero l'interdistanza tra le strutture, sarà di 9,20 m mentre il corridoio minimo netto, corrispondente alla

fascia coltivata, sarà di circa 4 m.

Alla luce di quanto descritto, il futuro piano colturale potrà prevedere la coltivazione di cereali autunno vernini, fava, prati avvicendati e vigna di nuovo impianto come fascia di mitigazione paesaggistica produttiva.

Altresì di seguito si riportano i calcoli effettuati in rispetto del requisito A in quanto definisce le condizioni necessarie per non compromettere la continuità dell'attività pastorale.

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;

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

A.1 Superficie minima per l'attività agricola

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 (superficie totale del sistema agrivoltaico, S_{tot}) che *almeno il 70% della superficie sia destinata all'attività agricola, nel rispetto delle Buone Pratiche Agricole (BPA)*

Rispetto del requisito A.1:

Superficie agricola \geq 70% Superficie totale

8

DATI IMPIANTO LA VALENTA

Superficie Recintata [ha]	33,12
Superficie destinata a coltivazioni produttive [ha al netto di strade, cabinati etc etc]	23,58

Su una superficie totale di 33,12 ettari (ha), la superficie destinata a coltivazioni produttive corrisponde a 23,58 ha, che equivalgono al **71.2%** della superficie totale.



✓ **Requisito soddisfatto**

A.2 Percentuale di superficie complessiva coperta dai moduli (LAOR)

Come già detto, un sistema agrivoltaico deve essere caratterizzato da configurazioni finalizzate a garantire la continuità dell'attività agricola: tale requisito può essere declinato in termini di "densità" o "porosità".

Per valutare la densità dell'applicazione fotovoltaica rispetto al terreno di installazione è possibile considerare indicatori quali la densità di potenza (MW/ha) o la percentuale di superficie complessiva coperta dai moduli (LAOR).

Nella prima fase di sviluppo del fotovoltaico in Italia (dal 2010 al 2013) la densità di potenza media delle installazioni a terra risultava pari a circa 0,6 MW/ha, relativa a moduli fotovoltaici aventi densità di circa 8 m²/kW (ad. es. Singoli moduli da 210 W per 1,7 m²). Tipicamente, considerando lo spazio tra le stringhe necessario ad evitare ombreggiamenti e favorire la circolazione d'aria, risulta una percentuale di superficie occupata dai moduli pari a circa il 50%.

L'evoluzione tecnologica ha reso disponibili moduli fino a 350-380 W (a parità di dimensioni), che consentirebbero, a parità di percentuale di occupazione del suolo (circa 50%), una densità di potenza di circa 1 MW/ha. Tuttavia, una ricognizione di un campione di impianti installati a terra (non agrivoltaici) in Italia nel 2019-2020 non ha evidenziato valori di densità di potenza significativamente superiori ai valori medi relativi al Conto Energia.

Una certa variabilità nella densità di potenza, unitamente al fatto che la definizione di una soglia per tale indicatore potrebbe limitare soluzioni tecnologicamente innovative in termini di efficienza dei moduli, suggerisce di optare per la percentuale di

superficie occupata dai moduli di un impianto agrivoltaico.

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

Rispetto del requisito A.2:

$$\text{LAOR} \leq 40\%$$

Le Linee Guida definiscono il LAOR (Land Area Occupation Ratio) come il rapporto (in percentuale) tra la *superficie totale di ingombro dell'impianto agrivoltaico* e la *superficie totale occupata dal sistema agrivoltaico*, nel caso specifico corrispondenti a 33,12 ha e 10,27 ha, rispettivamente. Pertanto, il LAOR corrisponderà al **31%**.

✓ **Requisito soddisfatto**

Per i restanti requisiti B e D, si rimanda alla relazione specialistica PD-REL26-Relazione di Conformità agrivoltaico nella quale vengono esplicitati tutti i calcoli e requisiti richiesti secondo le linee guida ministeriali.

6. 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. La soluzione progettuale di impianto prevede la conversione della corrente prodotta dal generatore fotovoltaico in alternata viene realizzata mediante inverter di stringa. Le stringhe fotovoltaiche saranno collegate a un quadro di bassa tensione. Ciascun inverter sarà collocato in campo in prossimità delle strutture porta moduli. L'uscita di ciascun inverter sarà collegata al quadro di bassa tensione posto all'interno della stazione di trasformazione, dove si provvederà alla trasformazione della tensione di esercizio da bassa tensione 800V (quella prodotta dall'inverter) ad alta 36kV. Le stazioni di trasformazione saranno pertanto composte da un quadro BT, un trasformatore AT/BT, un quadro AT e dagli apparati ausiliari necessari al funzionamento ordinario dell'intero sistema.

DENOMINAZIONE IMPIANTO	LA VALENTA
NUMERO TOTALE INVERTER	80
POTENZA NOMINALE (30°) INVERTER kVAac)	250
TOTALE POTENZA AC IMPIANTO (kWac)	19.900

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. Per tale progetto il numero di moduli fotovoltaici per stringa sarà pari a 24 unità.

7. PRINCIPALI COMPONENTI DI IMPIANTO

Gli impianti fotovoltaici sono sistemi in grado di captare e trasformare l'energia solare in energia elettrica, connessi alla rete elettrica di distribuzione (grid-connected): l'energia viene convertita in corrente elettrica alternata per alimentare il carico-utente e/o immessa in rete, con la quale lavora in regime di interscambio. Un impianto fotovoltaico è costituito da un insieme di componenti meccanici, elettrici ed elettronici che captano l'energia solare, la trasformano in energia elettrica, sino a renderla disponibile all'utilizzatore. Esso sarà quindi costituito dal generatore fotovoltaico e da un sistema di controllo e condizionamento della potenza. Il rendimento di conversione complessivo di un impianto è il risultato di una serie di rendimenti, che a partire da quello della cella, passando per quello del modulo, del sistema di controllo della potenza e di quello di conversione, permette di ricavare la percentuale di energia incidente che è possibile trovare all'uscita dell'impianto, sotto forma di energia elettrica, resa al carico utilizzatore. Nel seguito del paragrafo si descriveranno le tecniche e le tecnologie scelte con indicazioni delle prestazioni relative, nonché sulle soluzioni progettuali e operative adottate per minimizzare le emissioni e il consumo di risorse naturali.

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, policristallino e eterogiunzione. 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 18% per i moduli in silicio policristallino e ben oltre il 20% per quelli in silicio monocristallino sia tradizionali che con tecnologia PERC (Passivated Emitter and Rear Cell). Questo risultato tecnologico ha consentito ai moduli fotovoltaici di raggiungere potenze nominali maggiori a parità di superficie del modulo. Per il presente progetto la scelta dei moduli è ricaduta sulla tecnologia eterogiunzione del tipo bifacciale con moduli di potenza pari a 700W e dimensioni 2384x1303x35 mm, il modulo individuato è Risen Energy Co. modello RSM132-8-700BHDG. 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

della superficie su cui i moduli vengono installati, noto anche come “coefficiente di Albedo”, si tratta dell’unità di misura che indica la capacità riflettente di un oggetto o di una superficie. Solitamente viene espressa con un valore da 0 a 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 (attorno allo 0,27).

Maggiore è l’albedo di una superficie, maggiore è la quantità di luce che è in grado di riflettere: di conseguenza, anche la produzione di energia dei pannelli fotovoltaici bifacciali sarà più o meno elevata.

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:

1. Prestazioni migliori. Poiché anche il lato posteriore del modulo è in grado di catturare la luce solare, è possibile ottenere un notevole incremento nella produzione di energia lungo tutta la vita del sistema. Ricerche e test sul campo dimostrano che un impianto realizzato con moduli bifacciali può arrivare a produrre fino al 30% in più in condizioni ideali. In realtà, misurazioni in campo su impianti già realizzati con questa tecnologia attestano l’incremento della produzione attorno al 10/15%.
2. Maggior durabilità. Spesso il lato posteriore di un modulo bifacciale è dotato di uno strato di vetro aggiuntivo (modulo vetro-vetro), per consentire alla luce di essere raccolta anche dal retro della cella fotovoltaica. Questo conferisce al modulo caratteristiche di maggior rigidità, fattore che riduce 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).
3. Riduzione dei costi BOS. La “bifaccialità”, incrementando notevolmente l’efficienza del modulo e facendo quindi aumentare la densità di potenza dell’impianto, rende 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).

ULTRA-LOW CARBON
HETEROJUNCTION TECHNOLOGY
HJT BIFACIAL MODULE













..... Draft **832**

RSM132-8-680BHDG-700BHDG

132 CELL HJT Bifacial Module	680-700Wp Power Output Range
1500VDC Maximum System Voltage	22.5% Maximum Efficiency

KEY SALIENT FEATURES

-  Global, Tier 1 bankable brand, with independently certified state-of-the-art automated manufacturing
-  N-type solar cell without LID caused by B-O
-  No PID
-  Better Temperature Coefficient
-  Bifacial technology enables additional energy harvesting from rear side
-  Positive power tolerance of 0~+3%
-  Dual stage 100% EL Inspection warranting defect-free product
-  Module Imp binning radically reduces string mismatch losses
-  Excellent wind load 2400Pa & snow load 5400Pa under certain installation method
-  Comprehensive product and system certification
 - ◆ IEC61215:2016; IEC61730-1/-2:2016;
 - ◆ ISO 9001:2015 Quality Management System
 - ◆ ISO 14001:2015 Environmental Management System
 - ◆ ISO 45001:2018 Occupational Health and Safety Management System



* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Risen Energy sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

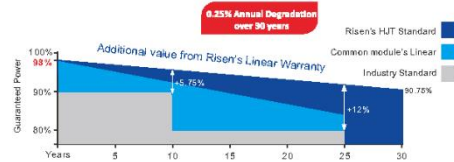
RISEN ENERGY CO., LTD.

Risen Energy is a leading, global tier 1 manufacturer of high-performance solar photovoltaic products and provider of total business solutions for residential, commercial and utility-scale power generation. The company, founded in 1986, and publicly listed in 2010, compels value generation for its chosen global customers. Techno-commercial innovation, underpinned by consummate quality and support, encircle Risen Energy's total Solar PV business solutions which are among the most powerful and cost-effective in the industry. With local market presence and strong financial bankability status, we are committed, and able, to building strategic, mutually beneficial collaborations with our partners, as together we capitalise on the rising value of green energy.

Tashan Industry Zone, Meilin, Ninghai 315609, Ningbo | PRC
 Tel: +86-574-59953239 Fax: +86-574-59953599
 E-mail: marketing@risenenergy.com Website: www.risenenergy.com



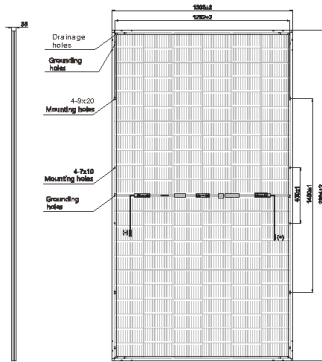
LINEAR PERFORMANCE WARRANTY
 12 year Product Warranty / 30 year Linear Power Warranty



* Please check the valid version of Limited Product Warranty which is officially released by Risen Energy Co., Ltd

THE POWER OF RISING VALUE

Dimensions of PV Module Unit:mm



ELECTRICAL DATA (STC)

Model Number	RSM132-8-690BHDG	RSM132-8-685BHDG	RSM132-8-690BHDG	RSM132-8-695BHDG	RSM132-8-700BHDG
Rated Power in Watts-Pmax(Wp)	680	685	690	695	700
Open Circuit Voltage-Voc(V)	49.47	49.58	49.69	49.80	49.91
Short Circuit Current-Isc(A)	17.26	17.33	17.40	17.46	17.52
Maximum Power Voltage-Vmpp(V)	41.48	41.57	41.67	41.76	41.85
Maximum Power Current-Imp(A)	16.41	16.49	16.58	16.66	16.74
Module Efficiency (%) *	21.9	22.1	22.2	22.4	22.5

STC: Irradiance 1000 W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5 according to EN 60904-3.
Bifacial factor:(%) 85±5 * Module Efficiency (%): Round-off to the nearest number

Electrical characteristics with 10% rear side power gain

Total Equivalent power-Pmax(Wp)	748	754	759	765	770
Open Circuit Voltage-Voc(V)	49.47	49.58	49.69	49.80	49.91
Short Circuit Current-Isc(A)	18.99	19.06	19.14	19.21	19.27
Maximum Power Voltage-Vmpp(V)	41.48	41.57	41.67	41.76	41.85
Maximum Power Current-Imp(A)	18.05	18.14	18.24	18.33	18.41

Rear side power gain: The additional gain from the rear 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)

Model Number	RSM132-8-680BHDG	RSM132-8-685BHDG	RSM132-8-690BHDG	RSM132-8-695BHDG	RSM132-8-700BHDG
Maximum Power-Pmax (Wp)	519.3	523.0	527.1	530.8	534.5
Open Circuit Voltage-Voc (V)	48.35	48.46	48.56	48.66	48.77
Short Circuit Current-Isc (A)	14.15	14.21	14.27	14.32	14.37
Maximum Power Voltage-Vmpp (V)	38.78	38.87	38.96	39.05	39.13
Maximum Power Current-Imp (A)	13.39	13.46	13.53	13.59	13.66

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

MECHANICAL DATA

Solar cells	HJT cell
Cell configuration	132 cells (6×11+6×11)
Module dimensions	2384×1303×35mm
Weight	41kg
Superstrate	High Transmission, Low Iron, Tempered ARC Glass
Substrate	Tempered Glass
Frame	High strength alloy steel
J-Box	Potted, IP68, 1500VDC, TÜV&UL Certified
Cables	4.0mm ² (12AWG), Positive(+)350mm, Negative(-)230mm (Connector Included)
Connector	Risen Twinsel PV-SY02, IP68

TEMPERATURE & MAXIMUM RATINGS

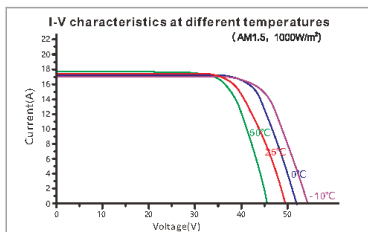
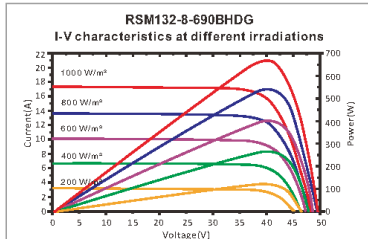
Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	43°C±2°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.22%/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.047%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.24%/°C
Operational Temperature	-40°C~+85°C
Maximum System Voltage	1500VDC
Max Series Fuse Rating	35A
Limiting Reverse Current	35A

PACKAGING CONFIGURATION

	40ft(HQ)
Number of modules per container	558
Number of modules per pallet	31
Number of pallets per container	18
Box gross weight[kg]	1315

CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.
©2022 Risen Energy. All rights reserved. Contents included in this datasheet are subject to change without notice.
No special undertaking or warranty for the suitability of special purpose or being installed in extraordinary surroundings is granted unless as otherwise specifically committed by manufacturer in contract document.

THE POWER OF RISING VALUE



REM132-BHDG-SMB5-EN-H1-3-2022-BV/C

Our Partners:

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 si attesta tra i 25 e i 30 anni, oltre i quali si impone una sostituzione del modulo per via della bassa efficienza raggiunta, dopodiché sarà necessaria una sostituzione dell'intero generatore per ripristinarne le prestazioni.

INVERTER DI STRINGA

L'inverter converte la corrente continua prodotta dai moduli fotovoltaici in corrente alternata. È composto dai seguenti elementi:

- Uno o più stadi di conversione di potenza da DC ad AC, ciascuno dotato di un sistema di tracciamento del punto di massima potenza (MPPT). Il MPPT varierà la tensione del array DC per massimizzare la produzione in base alle condizioni operative.
- Componenti di protezione contro alte temperature di lavoro, sovratensione e sottotensione, bassa o alta frequenza, corrente minima di funzionamento, mancanza di rete del trasformatore, protezione anti-isola, comportamento contro i vuoti di tensione, ecc. Oltre alle protezioni per la sicurezza del personale.
- Un sistema di monitoraggio, che ha la funzione di trasmettere i dati relativi al funzionamento dell'inverter al proprietario (corrente, tensione, potenza, ecc.) e dati esterni dal monitoraggio delle stringhe nell'array DC (se c'è un sistema di monitoraggio delle stringhe).

L'inverter (convertitore statico) 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, l'unica in grado di poter essere sfruttata da un eventuale utilizzatore finale oppure essere immessa in rete. Nel presente progetto si considerano inverter di stringa come riportato al capito 6. L'inverter è installato in prossimità della viabilità interna al parco dislocati all'interno del campo stesso secondo la configurazione dei sottocampi fotovoltaici. Le unità previste sono tutte uguali ed hanno una potenza nominale alle condizioni di test standard di 250kVA. Di seguito si riporta una tabella con evidenziato il numero e la taglia degli inverter utilizzati per ciascun impianto e i relativi valori di rapporto DC/AC (potenza ingresso/uscita).

14

Gli inverter (o meglio l'intera stazione di trasformazione) previste sono in grado di supportare gli impianti di nuova generazione operanti a tensioni limiti in corrente continua pari a 1.500 V, di seguito se ne riportano le principali caratteristiche tecniche

NUMERO INVERTER PREVISTI	80
RAPPORTO DC/AC	1,136

L'MPPT, ovvero Maximum Power Point Tracker, rappresenta un sistema elettronico in grado di far lavorare l'inverter al pieno delle sue possibilità in funzione delle condizioni al contorno presenti (irraggiamento, temperatura, etc.); in particolare sposta il punto di lavoro della macchina sulla curva tensione/corrente in modo da avere sempre le migliori prestazioni possibili.

Come anticipato ogni unità di conversione statica sarà posizionata direttamente in campo e sarà collocata a ridosso degli inseguitori solari, fissati sui montanti piantati nel terreno.

Ad oggi gli inverter previsti per i progetti sono del produttore Sungrow modello SG250HX-IN-20, esso è in grado di supportare gli impianti di nuova generazione operanti a tensioni limite in corrente continua pari a 1.500 V, di seguito se ne riportano le principali caratteristiche tecniche:

Caratteristiche dell'inverter	
Caratteristiche principali	
Modello	SG250HX-IN-20
Tipo	STRING
Produttore	Sungrow
Massima efficienza di conversione da DC ad AC	99.00 %
Ingresso (DC)	
Gamma di tensione di ricerca MPPT	500 - 1500 V
Tensione massima di ingresso	1500 V
Uscita (AC)	
Potenza nominale 40° C (datasheet)	225.0 kVA
Potenza nominale 30 °C (datasheet)	250.0 kVA
Potenza nominale 50 °C (datasheet)	200.0 kVA
Tensione in uscita	800 V
Frequenza in uscita	50 Hz

TRASFORMATORE

Il trasformatore di potenza aumenta la tensione in uscita AC dell'inverter per ottenere una maggiore efficienza di trasmissione nelle linee elettriche dell'impianto fotovoltaico.

Si mostrano nella Tabella 11 le caratteristiche principali dei trasformatori di potenza.

15

Caratteristiche del trasformatore di potenza

Potenza nominale	2500 - 3150.0 kVA
Rapporto di trasformazione	0.8/36.0kV
Sistema di raffreddamento	ONAN
Commutatore	2.5%, 5%, 7.5%, 10%
Corto circuito (Xcc)	0.08

CABINA DI TRASFORMAZIONE AT/BT

Le cabine di trasformazione AT/BT sono piattaforme all'esterno. La tensione dell'energia raccolta dal campo solare viene aumentata a un livello superiore, allo scopo di facilitare l'evacuazione dell'energia generata. I trasformatori di potenza saranno posizionati nella cabina di trasformazione.

La cabina di trasformazione deve essere fornita con interruttori di alta tensione che includano un'unità di protezione del trasformatore, un'unità di alimentazione diretta in ingresso, un'unità di alimentazione diretta in uscita e le piastre elettriche. In particolare, per la prima cabina di trasformazione di ogni linea AT, l'unità di ingresso diretto non verrà installata.

Caratteristiche della cabina di trasformazione	
Numero di trasformatori	1
Rapporto di trasformazione	0.8/36.0kV

Quantità	Num. Inverters	Potenza AC	Potenza DC	Rapporto DC/AC
1	12	2991,6MW	3578,4MW	1.196
1	12	2991,6MW	3209,9MW	1.073
1	12	2991,6MW	3796,3MW	1,269
1	12	2991,6MW	3293,7MW	1.101
1	12	2991,6MW	3344,6MW	1,119
1	10	2493MW	2655MW	1,065
1	10	2493MW	2787,6MW	1,118

STRUTTURE DI FISSAGGIO

Come anticipato, per lo sviluppo dell'impianto si farà ricorso a strutture con inseguitori solari con asse di rotazione Nord/Sud e angolo di tilt massimo a 45°. I moduli fotovoltaici saranno installati in doppia fila, configurazione 2P, e si prevede di sfruttare strutture in configurazione 2x12, 1x24 e 1x36 moduli, a cui corrispondono strutture di lunghezza complessiva rispettivamente di circa 16, 32 e 48 metri

Come anticipato, per l'impianto oggetto di richiesta autorizzativa unica, si è optato per un sistema di strutture a inseguimento solare con asse di rotazione Nord/Sud e inclinazione massima di 45°, i moduli saranno fissati in doppie file con il lato inferiore ad una quota di 0,8 metri dal piano campagna in tal modo l'altezza massima dei moduli, corrispondente ad una inclinazione di 45°, sarà di circa 4,7 metri. Il pitch, ovvero l'interdistanza tra le strutture, sarà di 9,20 metri.

La struttura di sostegno e fissaggio moduli fotovoltaici prevede la posa di pali circolari in acciaio zincato infissi nel terreno, che andranno a sostenere l'intera struttura, anch'essa in acciaio zincato, senza la necessità di alcuna fondazione in calcestruzzo, compatibilmente alle caratteristiche geologiche del terreno e alle prove che dovranno essere eseguite per la fase di costruzione dell'impianto (penetrazione e pull out test). Inoltre, le strutture dovranno essere in grado di supportare il peso dei moduli anche in presenza di raffiche di vento di elevata velocità, di neve e altri carichi accidentali. Di seguito si riportano degli stralci grafici di progetto in cui sono evidenziate le caratteristiche salienti del sistema di fissaggio dei moduli. Tutte le misure riportate nel presente paragrafo in riferimento agli aspetti strutturali come la larghezza e lo spessore dei pali e delle travi, l'interdistanza dei pali in direzione longitudinale, etc. sono puramente indicative, per il valore corretto si rimanda ai relativi calcoli strutturali e alle prove strumentali sul campo.

Caratteristiche dell'inseguitore monoassiale

Modello	SF7 Bi-Facial
Produttore	Soltec
Tecnologia	Single-row
Configurazione	2P
Angoli limite d'inseguimento	+60 / -60 °
Distanza tra le file (pitch distance)	9.2 m
Altezza del punto più basso	0.5 m
Progettati per moduli	BIFACIAL
Distanza addizionale per il motore	500.0 mm
Distanza addizionale per travi di torsione	152.0 mm

Distanza tra i moduli in direzione assiale	29.0 mm
Distanza tra i moduli in direzione pitch	0.0 mm

Stringhe per struttura	Moduli per struttura	Lunghezza	Quantità
1	24	16.44 m	106
2	48	32.42 m	26
3	72	48.40 m	397

CABLAGGI

Il cablaggio elettrico avverrà per mezzo di cavi con conduttori isolati in rame o alluminio con le seguenti prescrizioni:

- Sezione delle anime calcolate secondo norme CEI-UNEL/IEC;

Cavi BT

I pannelli fotovoltaici sono generalmente già dotati di scatola di giunzione stagna e non apribile; in uscita dalla scatola sono collegati i cavi di lunghezza opportuna, terminati con spine di tipo MULTI-CONTACT. I collegamenti elettrici della singola stringa saranno realizzati utilizzando questi stessi cavi già in dotazione ai pannelli fotovoltaici. I cavi tra i moduli a formare le stringhe saranno posati opportunamente e fissati alla struttura tramite fascette.

I cavi BT AC saranno direttamente interrati in trincea. La linea sarà posata all'interno di uno scavo, di dimensioni opportune. La profondità minima di posa dei tubi deve essere tale da garantire almeno di 0.5 m, misurato dall'intradosso del tubo. I cavi saranno posati con formazione a trifoglio, considerando il caso più gravoso in termini di posa, si avranno 12 terne nello stesso scavo. Per evitare una eccessiva riduzione della portata, le terne verranno posate in 2 file verticali da 6, con distanza orizzontale di 25mm tra ogni terna e distanza verticale di 50mm tra le file.

Le sezioni sono state dimensionate considerando una portata adeguata al trasferimento della massima potenza dell'impianto, con cadute di tensione sotto il 2% per il tratto in continua e sotto il 4% in alternata (ampiamente inferiore).

Per i tratti in corrente continua sono stati previsti i cavi solari H1Z2Z2-K con sezione 6mm²; per i tratti in corrente alternata invece sono stati previsti cavi unipolari FG16R16 con sezione 150mm² e 120 mm² (come da tavola allegata PD_TAV12.00).

Per non compromettere la sicurezza di chi opera sull'impianto durante la verifica o l'adeguamento o la manutenzione, i conduttori avranno la seguente colorazione:

- Conduttori di protezione: giallo-verde;
- Conduttore di neutro: blu chiaro;
- Conduttore di fase: grigio / marrone;
- Conduttore per circuiti in C.C.: chiaramente siglato con indicazione del positivo con "+" e del negativo con "-".

Cavi AT

I cavi AT saranno direttamente interrati in trincea. La linea sarà posata all'interno di uno scavo, di dimensioni opportune, la profondità minima di posa deve essere tale da garantire almeno 1 m, misurato dall'intradosso del cavo.

Per calcolare la sezione di cavo, sono stati considerati la caduta di tensione, la capacità di carico di corrente e la corrente di cortocircuito. La caduta di tensione massima consentita è stata 0.5%.

Le trincee avranno profondità di almeno 1000mm, mentre la separazione orizzontale nei tratti in cui è prevista sarà pari a 250mm.

Sarà previsto un cavo unipolare in rame tipo RG16H1R12: per il collegamento tra cabine di trasformazione del campo fotovoltaico e cabina di interfaccia, di sezione pari a 50mm², mentre per il collegamento tra cabina di interfaccia e SE sarà di sezione pari a 185mm².

8. 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.

IMPIANTO DI TERRA ED EQUIPOTENZIALE

Si provvederà alla posa diretta interrata di una corda di rame nudo della sezione minima pari a 35 mmq per le trincee AT e BT, e di 50 mmq per le cabine di trasformazione. Queste andranno 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, video-sorveglianza 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 AT, collegato ad anello, anch'esso realizzato tramite corda di rame nudo di sezione minima pari a 35 mmq.

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 3,5 metri. L'accensione sarà comandata, tramite contattore, 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 tale da garantire un adeguato livello di illuminamento del campo, indicativamente la distanza tra un palo e l'altro può essere stimata in circa 23 metri, non è richiesta particolare uniformità nell'illuminazione delle zone di interesse. Su ciascun palo di illuminazione si provvederà all'installazione di un corpo illuminante a LED di potenza 25W che sviluppa un flusso luminoso pari a 3000 lm con grado di protezione adeguato alla posa all'aperto.

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 come NVR e switch saranno collocati all'interno della Control Room e tutti gli elementi in campo saranno collegati mediante fibra ottica multimodale. Oltre al perimetro si prevede di installare anche telecamere tipo dome in corrispondenza delle stazioni di trasformazioni e dell'accesso al campo. Tutte le telecamere saranno dotate di sensore di movimento in modo che si eviti un elevato flusso di segnale da gestire dalla centrale.

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.

SISTEMA DI SUPERVISIONE

La realizzazione degli impianti prevede anche un sistema per 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. Tutti gli apparati interessati dal sistema di supervisione saranno ad essi collegati mediante fibra ottica (multimodale e ridondante) in posa interrata in appositi cavidotti, in corrispondenza degli apparati saranno previsti dei dispositivi transponder per la conversione dei segnali da fibra in rame. Inoltre, 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.

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 di pali in castagno. Le opere di recinzione e mitigazione a verde saranno particolarmente curate. La recinzione verrà arretrata di 1 m rispetto al confine del lotto. All'interno della recinzione verrà realizzata una fascia di schermatura, differente a seconda dei tratti, così come riportato nelle tavole allegate (opere di mitigazione). In questo modo si potrà perseguire l'obiettivo di costituire una barriera visiva per un miglior inserimento paesaggistico dell'impianto. Come sostegni alla recinzione verranno utilizzati pali sagomati in legno di castagno, che garantiscono una maggiore integrazione con l'ambiente circostante. I pali, alti 3 m, verranno infissi nel terreno per una profondità pari a 1 m. Questi presenteranno giunti di fissaggio laterale della rete sul palo e giunti in metallo per il fissaggio di angoli retti e ottusi. La rete metallica che verrà utilizzata sarà di tipo "a maglia romboidale" e avrà un'altezza di 2 metri sul piano campagna. Il tipo di recinzione sopra descritto è rappresentato, a titolo indicativo, nella foto seguente:



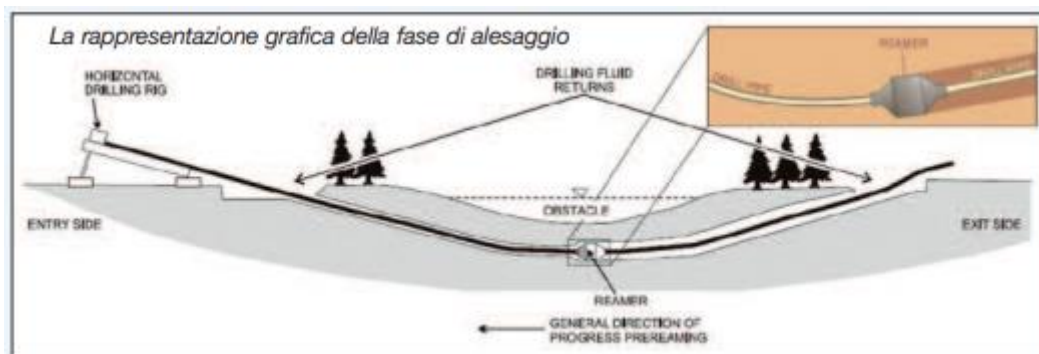
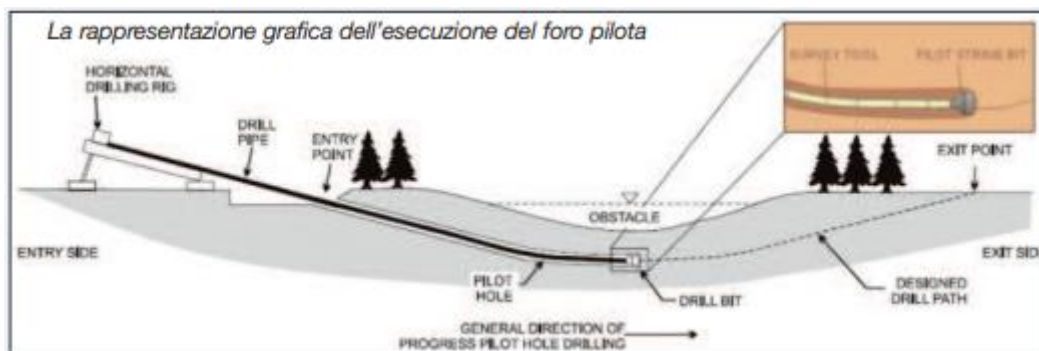
ELETTRODOTTO ED OPERE DI CONNESSIONE

Con il termine di elettrodotto ci si riferisce alla linea elettrica in cavo di sezione pari a 150mm² alla tensione nominale di esercizio di 36 kV che collega l'impianto alla nuova stazione elettrica SE. L'elettrodotto sarà realizzato interamente nel sottosuolo, i cavi di alta tensione saranno direttamente posati all'interno della trincea scavata. I cavi saranno posati su un letto di sabbia e ricoperto dello stesso materiale (fine) a partire dal suo bordo superiore. Il successivo riempimento dello scavo sarà effettuato con modalità differenti a seconda del tratto di strada interessata e secondo gli standard realizzativi prescritti dal Distributore di rete. Nel caso si dovrà procedere al taglio della sezione stradale, lo scavo andrà riempito con magrone dosato con 70kg di calcestruzzo per mc. Si procederà quindi con la posa di uno strato di calcestruzzo Rck 250 e con il ripristino del tappetino bituminoso previa fresatura dei fianchi superiori dello scavo, per una larghezza complessiva pari a 3L, essendo L la larghezza dello scavo, così come da prescrizioni della Provincia, settore viabilità. Solo nel caso di attraversamento della sede stradale, e solo per il tratto interessato, i cavi saranno posati all'interno di apposite tubazioni in polietilene doppia parete ad elevata resistenza meccanica (450 o 750 N), questo al fine di garantirne la successiva sfilabilità senza dover incidere sulla superficie stradale. 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, immediatamente sopra ad una distanza di circa 30 cm, si provvederà alla posa di un nastro segnalatore che indichi la presenza dell'elettrodotto in caso di manutenzione stradale o di altro tipo di intervento.

All'interno del percorso di connessione alla Stazione Elettrica SE sono state individuate n. 4 aree interferenze, riportate sotto in figura "A".

Per tutti gli attraversamenti in queste aree si prevede di eseguire il passante con soluzione T.O.C (trivellazione orizzontale controllata). La posa si realizza grazie a una perforazione guidata nel terreno mediante l'introduzione nel terreno di aste guidate da una testa di perforazione che preparano il percorso per la condotta da posare. Si esegue una perforazione pilota guidata per creare il percorso del prodotto da posare, si crea un passaggio con "alesatore" per adattare il percorso al diametro del cavo/condotta e infine si effettua un tiro del prodotto in posizione.

Si riporta uno schema esplicativo del tipo di passaggio.



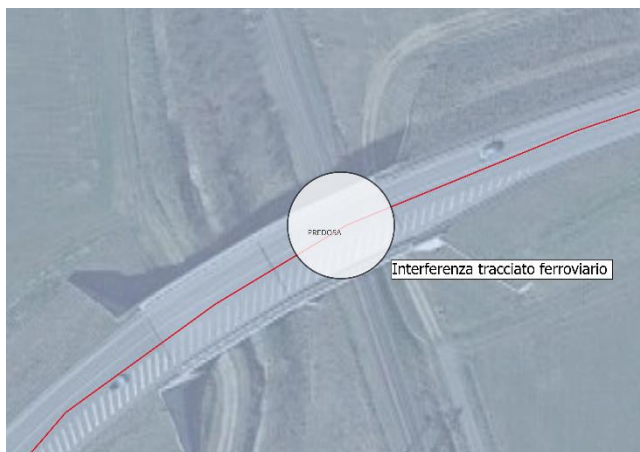
1 – Intersezione A26/E25



2 – Intersezione Strada Vicinale dell'Erta



3 – Intersezione tracciato ferroviario



4 – Intersezione A7/A26



Figura "A" Aree Interferenze

Ai sensi dell'art. 21 dell'allegato A alla deliberazione Arg/elt/99/08 e s.m.i. dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, che il nuovo elettrodotto in antenna a 36 kV per il collegamento della centrale sulla 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.