



IMPIANTO FOTOVOLTAICO GREENHUB 2 S.R.L. E OPERE DI CONNESSIONE

POTENZA IMPIANTO 18,29 MW - COMUNE DI BENTIVOGLIO (BO)

Proponente



GREENHUB 2 S.R.L. , MILANO (MI) VIA GORANI 4, CAP 20123

Progettazione



TECNOSTUDIO S.R.L. Arch. Diego Zanaica

Via Aquileia, 56 - 35035 Mestrino (PD)
tel.: +39 0499000684 - email: info@tecnostudio-pd.it
PEC: tecnostudio@legalmail.com

Viale Bianca Maria, 9
20122 Milano - Italia
tel: +39 0242441616
e mail: milano@tecnostudio-pd.it



Collaboratori



QUATTROE S.R.L. Ing. Luigi De Santi

Via Primo Maggio, 12A - 35035 Mestrino (PD)
cell.: 340 3309775 email: info@quattroe.eu



Coordinamento progettuale



SOLAR-IT s.r.l

VIA ILARIA ALPI 4 - 46100 - MANTOVA (MN) - P.IVA: 02627240209 - PEC: solarit@lamiapec.it
Tel.: +39 04251431056 - email: info@solaritglobal.com

Titolo Elaborato

RELAZIONE ILLUSTRATIVA

LIVELLO PROGETTAZIONE	COD. ELABORATO	FILE NAME	DATA	SCALA
DEFINITIVO	PD_REL.1	-	05/08/24	

Revisioni

REV.	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO
0	05/08/24		FB - GB - SC	EF	DZ



COMUNE DI BENTIVOGLIO (BO)
REGIONE EMILIA-ROMAGNA





RELAZIONE ILLUSTRATIVA

INDICE

1. PREMESSA.....	2
2. INTRODUZIONE	3
3. RIFERIMENTI NORMATIVI E LEGISLATIVI.....	4
1. Riferimenti normativi	4
2. Riferimenti legislativi	6
4. UBICAZIONE IMPIANTO	8
5. DESCRIZIONE DELLE OPERE IN PROGETTO	10
6. DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO.....	11
7. DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO.....	15
8. PRINCIPALI COMPONENTI DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO	16
1. Moduli fotovoltaici.....	16
2. Convertitore statico (solar inverter).....	20
3. Strutture di fissaggio	22
4. Stazione di trasformazione e cabina di interfaccia.....	24
9. IMPIANTI AUSILIARI E OPERE CIVILI.....	28
1. Impianto di terra ed equipotenziale	28
2. Impianto di illuminazione perimetrale.....	28
3. Impianto di videosorveglianza.....	28
4. Meteo station.....	29
5. Sistema di supervisione	29
6. Recinzione perimetrale	29
10. ELETTRDOTTO E OPERA DI CONNESSIONE	31
1. Elettrodotto.....	31
2. Opere di rete	31

1 PREMESSA

L'opera oggetto della presente relazione illustrativa riveste un ruolo di importanza strategica nell'assetto energetico Nazionale in quanto contribuisce al raggiungimento degli obiettivi energetici proposti dall'Italia e inseriti nel Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC), come indicato nel documento "*National Survey Report of PV Power Application in Italy 2018*" redatto a cura del GSE (Gestore dei Servizi Energetici GSE S.p.A.) e dell'RSE (Ricerca sul Sistema Energetico RSE S.p.A.). A tal proposito, il Paese si è impegnato ufficialmente ad incrementare la quota di energia elettrica consumata e prodotta da FER (Fonti di Energia Rinnovabile), passando di fatto dal 34% del 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 una quota parte importante di energia rinnovabile prodotta in Italia. Quanto sopra descritto si traduce, nella pratica, in un necessario incremento della capacità fotovoltaica installata che, per perseguire gli obiettivi prefissati, nel 2030 dovrebbe raggiungere i 50 GW complessivi, considerando che attualmente tale capacità si attesta attorno ai 20 GW complessivi.

Molto è stato fatto in passato da parte del legislatore italiano 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 anche per 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 producano energia rinnovabile in regime di *grid parity*.

Le stesse considerazioni vanno ovviamente fatte anche in relazione al PEAR (Programma Energetico Ambientale 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'Unione Europea 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 PEAR 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 alla costruzione di un impianto fotovoltaico associato alla proponente Società Green Hub 2 S.r.l. con sede a Milano (MI) in via Gorani 4, CAP 20123. Tutte le parti di impianto oggetto della presente valutazione saranno realizzate nel territorio del comune di Bentivoglio (BO) 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 e la potenza nominale dell'impianto fotovoltaico oggetto della presente relazione illustrativa:

DENOMINAZIONE IMPIANTO	BENTIVOGLIO
POTENZA NOMINALE DC	18,29 MWp
POTENZA MASSIMA DI IMMISSIONE AC	14,78 MW
POTENZA NOMINALE RICHIESTA IN IMMISSIONE AC	18,40 MW
Codice pratica e-distribuzione - STMG	398680385

Tabella 1: potenza dell'impianto

L'impianto sarà direttamente collegato alla rete pubblica di 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 E LEGISLATIVI

La legislazione e la normativa di riferimento sono quelle riguardanti la salute e la sicurezza dei lavoratori, l'uso razionale dell'energia nonché quelle relative alla qualità dell'opera. L'elenco sotto riportato non deve intendersi esaustivo ma illustrativo di alcune normative.

3.1 Riferimenti normativi

CEI 0-2	Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici
CEI 20-22	Prova d'incendio su cavi elettrici
CEI 20-38	Cavi per energia a basso sviluppo di fumi opachi e gas acidi isolati con mescola elastomerica con particolari caratteristiche di reazione al fuoco e rispondenti al Regolamento Prodotti da Costruzione (CPR) con tensioni nominali U0/U non superiori a 0,6/1 kV in c.a.
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 32 A (e minore di 125 A), 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 20-38/2;Ab	Cavi isolati con gomma non propaganti l'incendio e a basso sviluppo di fumi e gas tossici e corrosivi. Parte 2 – Tensione nominale Uo/U superiore a 0,6/1 kV in c.a.
CEI 64-8	Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1.000 V in corrente alternata e a 1.500 V in corrente continua
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. Parte 1: Principi generali
CEI 81-10/2	Protezione contro i fulmini. Parte 2: Valutazione del rischio
CEI 81-10/3	Protezione contro i fulmini. Parte 3: Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone
CEI 81-10/4	Protezione contro i fulmini. Parte 4: Impianti elettrici ed elettronici nelle strutture
CEI EN 60099-1-2	Scaricatori
CEI EN 60439-1	Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT). Parte 1: Apparecchiature soggette a prove di tipo (AS) e apparecchiature parzialmente soggette a prove di tipo (ANS)
CEI EN 60439-1-2-3	Apparecchiature assiemate di protezione e manovra per bassa tensione
CEI EN 60445	Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico
CEI EN 60529	Gradi di protezione degli involucri (codice IP)
CEI EN 60555-1	Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili – Parte 1: Definizioni
CEI EN 60904-1	Dispositivi fotovoltaici – Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione corrente
CEI EN 60904-2	Dispositivi fotovoltaici – Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento

CEI EN 60904-3	Dispositivi fotovoltaici – Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento
CEI EN 61215	Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo
CEI EN 61000-3-2	Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 3: Limiti; Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso = 16 A per fase)
CEI EN 61724	Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici. Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati
CEI EN 61727	Sistemi fotovoltaici (FV) – Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo con la rete
CEI EN 61730-2	Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) – Parte 2: Prescrizioni per le prove
IEC 60364-7-712	Electrical installations of buildings – Part 7-712: Requirements for special installations or locations Solar photovoltaic (PV) power supply systems structure
UNI 10349	Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici
UNI EN 13501-5:2009	Classificazione al fuoco dei prodotti e degli elementi da costruzione - Parte 5: Classificazione in base ai risultati delle prove di esposizione dei tetti a un fuoco esterno secondo UNI ENV 1187:2007
Sono inoltre considerate le raccomandazioni contenute all'interno delle seguenti Guide:	
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
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	Edilizia ad uso residenziale e terziario. 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;Ab	Edilizia ad uso residenziale e terziario. Guida per l'integrazione degli impianti elettrici utilizzatori e per la predisposizione di impianti ausiliari, telefonici e di trasmissione dati negli edifici. Criteri particolari per edifici ad uso prevalentemente residenziale
CEI 82-25	Guida alla progettazione, realizzazione e gestione di sistemi di generazione fotovoltaica
CEI 99-4	Guida per l'esecuzione di cabine elettriche MT/BT del cliente/utente finale
CEI PAS 82-93	Indicazioni riguardanti la caratterizzazione degli impianti agrivoltaici. Classificazione delle varie tipologie di impianti agrivoltaici e i relativi requisiti base, nonché il monitoraggio e la valutazione della produzione elettrica. Indicazioni per la sicurezza elettrica nell'esercizio delle attività elettriche e agricole, le attività di O&M e le verifiche di impianti agrivoltaici.
Terna	Codice di trasmissione dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete (23/11/2015)
ISO 3684	Segnali di sicurezza, colori
Tabelle di unificazione UNI – CEI – UNEL	
Ogni altra prescrizione, regolamentazione o raccomandazione emanata da eventuali enti, applicabile agli impianti e alle loro parti componenti.	

3.2 Riferimenti legislativi

Legge 1° marzo 1968, n. 186	Disposizioni concernenti la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni ed impianti elettrici ed elettronici
Legge 18 ottobre 1977, n. 791	Attuazione della direttiva europea n. 73/23/CEE - Direttiva Bassa Tensione
D.M. 26 giugno 1984	Classificazione di reazione al fuoco ed omologazione dei materiali ai fini della prevenzione incendi
L. 9 gennaio 1991, n. 9	Norme per l'attuazione del nuovo Piano energetico nazionale: aspetti istituzionali, centrali idroelettriche ed elettrodotti, idrocarburi e geotermia, autoproduzione e disposizioni fiscali
L. 9 gennaio 1991, n. 10	Norme per l'attuazione del piano energetico nazionale in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia
d. Lgs. 12 novembre 1996, 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
D.M. 10 marzo 2005	Classi di reazione al fuoco per i prodotti da costruzione da impiegarsi nelle opere per le quali è prescritto il requisito della sicurezza in caso d'incendio
D.M. 09 marzo 2007	Prestazioni di resistenza al fuoco delle costruzioni nelle attività soggette al controllo del Corpo nazionale dei vigili del fuoco
D.M. 22 gennaio 2008, n. 37	Regolamento concernente l'attuazione dell'articolo 11-quaterdecies, comma 13, lettera a) della legge n. 248 del 2005, recante riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti all'interno degli edifici
d. Lgs. 9 aprile 2008, n. 81	Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro
Nota prot. EM 622/867 del 18 febbraio 2011	Procedure in caso di intervento in presenza di pannelli fotovoltaici e sicurezza degli operatori vigili del fuoco
D.P.R. 1° agosto 2011, n. 151	Regolamento recante semplificazione della disciplina dei procedimenti relativi alla prevenzione degli incendi, a norma dell'articolo 49, comma 4-quater, del decreto-legge 31 maggio 2010, n. 78, convertito, con modificazioni, dalla legge 30 luglio 2010, n. 122
Nota DCPREV prot. n. 1324 del 7 febbraio 2012	Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici - Edizione Anno 2012
Nota prot. n. 6334 del 4 maggio 2012	Chiarimenti alla nota prot. DCPREV 1324 del 7 febbraio 2012 "Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici - Edizione 2012"

D.M. 3 agosto 2015

Approvazione di norme tecniche di prevenzione incendi, ai sensi dell'articolo 15 del decreto legislativo 8 marzo 2006, n. 139

D.M. 3 settembre 2021

Criteri generali di progettazione, realizzazione ed esercizio della sicurezza antincendio per luoghi di lavoro, ai sensi dell'articolo 46, comma 3, lettera a), punti 1 e 2, del decreto legislativo 9 aprile 2008, n. 81

D.M. 14 ottobre 2022

Modifiche al decreto 26 giugno 1984, concernente «Classificazione di reazione al fuoco ed omologazione dei materiali ai fini della prevenzione incendi», al decreto del 10 marzo 2005, concernente «Classi di reazione al fuoco per i prodotti da costruzione da impiegarsi nelle opere per le quali è prescritto il requisito della sicurezza in caso d'incendio» e al decreto 3 agosto 2015 recante «Approvazione di norme tecniche di prevenzione incendi, ai sensi dell'articolo 15 del decreto legislativo 8 marzo 2006, n. 139».

4 UBICAZIONE IMPIANTO

L'impianto fotovoltaico in progetto sarà realizzato interamente nel territorio del comune di Bentivoglio in provincia di Bologna, su terreni regolarmente censiti al catasto come da piano particellare di cui all'elaborato allegato. Nella definizione del *layout* dell'impianto si è tenuta in considerazione la conformazione della superficie di terreno disponibile all'installazione del generatore fotovoltaico. Rispetto all'agglomerato urbano del Comune di Bentivoglio, in corrispondenza della sua porzione sud.

DENOMINAZIONE IMPIANTO	BENTIVOGLIO
LATITUDINE	44°37'30.26" N
LONGITUDINE	11°24'43.14" E
QUOTA s.l.m.	14 m s.l.m.
FOGLIO CATASTALE	33
PARTICELLE	326-332-171-328-169
FOGLIO CATASTALE	32
PARTICELLE	246-140-101-102-97-2003-94-2006-141-99

Tabella 2: localizzazione dell'impianto.

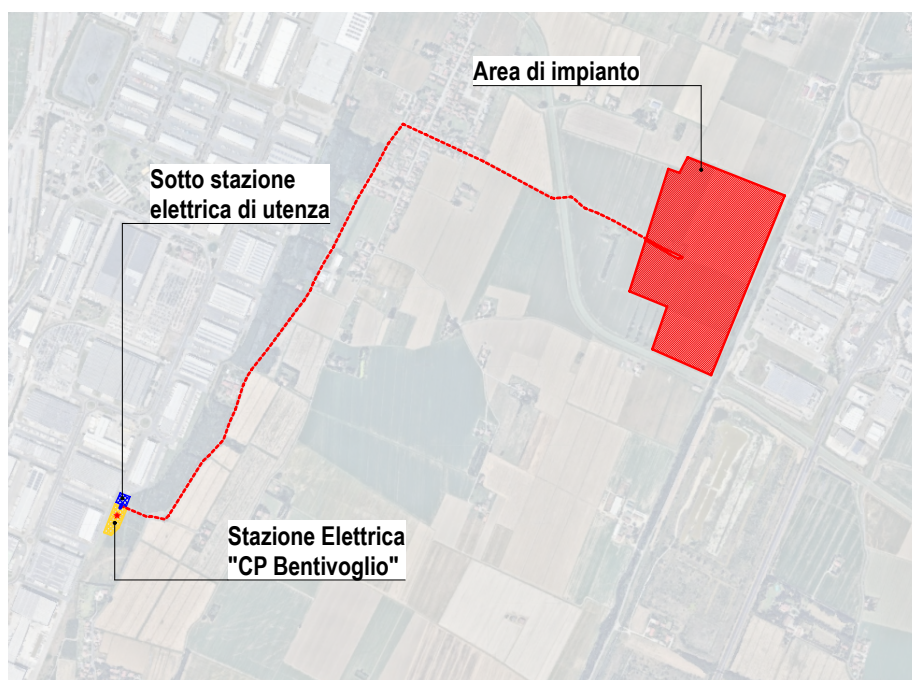


Figura 1: ortofoto con localizzazione dell'impianto (Fonte: Google Earth)

Nell'immagine satellitare di cui sopra, l'area occupata dall'impianto fotovoltaico è evidenziata in rosso; con colore rosso è indicato l'elettrodotto interrato in MT, esercito alla tensione nominale di 30

kV, per il collegamento della “SW Station” dell’impianto fotovoltaico con le sbarre di media tensione della Sotto Stazione Elettrica (SSE) di Utenza MT/AT, che consentirà di innalzare la tensione a 150 kV. La sezione in alta tensione sarà predisposta per alloggiare uno stallo di trasformazione e uno stallo di partenza linea, ed entrambi saranno dotati dei sistemi di protezione richiesti. Con colore blu è indicato l’elettrodotto interrato in AT, esercito alla tensione nominale di 150 kV, per il collegamento in antenna alla Stazione Elettrica (SE) denominata “cabina primaria Bentivoglio” esercita da e-distribuzione S.p.A., ed evidenziata in giallo.

Quanto riportato è conforme alla STMG (Soluzione Tecnica Minima Generale), codice di rintracciabilità 398680385. La richiesta è stata inviata per una potenza pari a 18,40 MW.

5 DESCRIZIONE DELLE OPERE IN PROGETTO

L'opera ha per oggetto la realizzazione di un parco tecnologico di produzione di energia elettrica con impianto fotovoltaico della Green Hub 2 S.r.l., il quale verrà collocato all'interno del Comune di Bentivoglio (BO).

Lo stato attuale dei luoghi è meglio apprezzabile visivamente dall'ortofoto dell'area oggetto d'intervento di seguito riportata, ottenuta tramite elaborazione attraverso il software Google Earth.

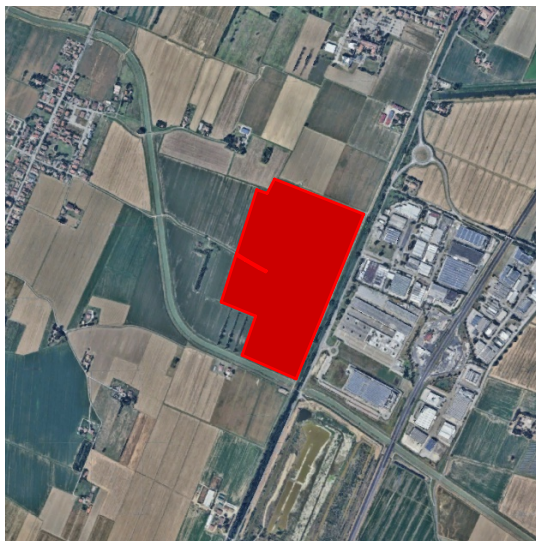


Figura 2: ortofoto con perimetrazione dell'ambito d'intervento (Fonte: Google Earth)

Così come visibile dall'elaborato ortofotografico riportato, l'area, avente una superficie totale catastale di circa 297.849 m², è attualmente relativamente pianeggiante e sgombra, occupata esclusivamente da residui culturali.

L'impianto sarà direttamente collegato alla rete pubblica di 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.

6 DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Il generatore fotovoltaico si estenderà su una superficie di terreno a destinazione prettamente agricola insistente nel territorio del Comune di Bentivoglio (BO). Di seguito si riportano le caratteristiche principali:

DENOMINAZIONE IMPIANTO	BENTIVOGLIO
SUPERFICIE RECINTATA	16,43 ha
POTENZA NOMINALE DC	18,29 MWp
POTENZA MASSIMA DI IMMISSIONE AC	14,78 MW
RAPPORTO DC/AC	1,24
MODULI INSTALLATI	25.402

Tabella 3: estensione dell'impianto

I moduli fotovoltaici installati presenteranno una potenza nominale (@STC) pari a 720 Wp, saranno del tipo bifacciali e installati "a terra" su strutture di tipo tracker (a inseguimento solare) mono assiale nord/sud. I moduli ruoteranno attorno all'asse della struttura da est e ovest inseguendo la posizione del Sole all'orizzonte durante l'arco della giornata.

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 2.384 x 1.303 x 33 mm (H x L x P) e sono composti da 132 celle per faccia (2 x 11 x 6) in silicio monocristallino. Essi saranno fissati su ciascun tracker in modalità 2 x N, ovvero in file composte da due moduli con lato corto parallelo all'asse di rotazione (nord/sud); le strutture utilizzate nel presente progetto saranno essenzialmente di due tipi, individuate in funzione della loro lunghezza: 2 x 13 moduli e 2 x 26 moduli. L'asse centrale di rotazione sarà collegato 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 26 moduli; la lunghezza di stringa è stabilita in funzione delle caratteristiche del sistema fotovoltaico in termini di tensione massima ammissibile e della potenza complessiva. Congiuntamente al collegamento sul convertitore statico, le stringhe saranno opportunamente collegate in parallelo a coppia nell'apposita morsettiera del convertitore; il numero di stringhe è valutato in funzione delle correnti in gioco.

Il design di impianto prevede l'utilizzo di inverter di stinga, ovvero unità statiche di conversione della corrente DC/AC con potenza massima lato AC di 352 kVA (@30 °C) e dotate di 12 MPPT, ciascuno con 2 ingressi. Ogni inverter, collocato in campo in testa ai tracker, è collegato, all'interno dell'alloggiamento di ciascuna stazione di trasformazione, al trasformatore 0,80/30 kV, al quadro di media tensione e a tutti gli apparati dedicati alla gestione, controllo e protezione necessari al corretto funzionamento ordinario dei suddetti apparati. Ciascuna stazione di trasformazione sarà composta da un box tipo container di dimensioni pari a 6,06 x 2,44 x 2,90 m.

L'impianto fotovoltaico sarà completato dall'installazione di una cabina di raccolta/interfaccia con una control room, denominata *SW Station*, ubicata a ovest del campo all'interno della zona recintata,

in zona facilmente accessibile sia per motivi funzionali che di sicurezza. La cabina di raccolta sarà realizzata con un manufatto in cemento armato vibrato (c.a.v.) di dimensioni 16,45 x 4,00 x 3,00 m. Lo spazio all'interno del manufatto sarà organizzato in modo tale da avere un locale per il sezionamento e la protezione dei circuiti di media tensione (collocamento del quadro generale di media tensione), un locale dedicato all'installazione del trasformatore di spillamento MT/BT di potenza apparente pari a 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 il quadro generale di bassa tensione e l'armadio rack e, infine, un locale ufficio/deposito. L'utilizzo del locale sarà consentito al solo personale abilitato per lo svolgimento di attività tecniche nei limiti strettamente necessari al relativo espletamento, non prevedendo la presenza continuativa nello stesso.

Il quadro di media tensione collocato all'interno della cabina di interfaccia è l'apparato dove saranno attestate tutte le linee provenienti 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 Sotto Stazione Elettrica di Utenza 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 stazione meteo in campo (piranometri, anemometri, ecc.). 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 e-distribuzione S.p.A..

Il campo fotovoltaico prevede la realizzazione di un sistema di viabilità interna e 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. La viabilità interna consentirà anche l'eventuale passaggio dei mezzi agricoli. L'impianto sarà protetto contro gli accessi indesiderati mediante l'installazione di una recinzione perimetrale e dal sistema di illuminazione e videosorveglianza. Sono previsti degli accessi carrabili, costituiti da due cancelli a due ante in pannellature metalliche di larghezza pari a circa 3 metri e montati su pali in castagno infissi al suolo. La recinzione perimetrale sarà realizzata con rete metallica rombata a maglia larga alta circa 2 metri e sormontata da filo spinato, collegata a pali di castagno alti circa 3 metri infissi direttamente nel suolo per una profondità di circa 100 cm. La rete metallica non sarà realizzata a totale chiusura del perimetro: rispetto al piano campagna, infatti, sarà lasciato un passaggio di altezza pari a circa 30 cm che consenta il passaggio della fauna selvatica di piccola taglia. Sia la viabilità perimetrale che quella interna avranno larghezza di circa 5 m; entrambi i tipi di viabilità saranno realizzati in battuto e ghiaia (materiale inerte di cava a diversa granulometria).

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 m, saranno dislocati ogni circa 40 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 ciascun impianto fotovoltaico. Nell'esercizio ordinario degli impianti non sono previsti consumi di energia elettrica, eccezion fatta per il sistema di illuminazione e di videosorveglianza che avranno una loro linea di alimentazione elettrica tradizionale; è prevista l'installazione di un trasformatore di spollamento di potenza apparente pari a 100 kVA per il funzionamento di tutti i sistemi ausiliari.

L'energia prodotta dal generatore fotovoltaico sarà disponibile in corrispondenza della cabina di interfaccia ad una tensione nominale di 30 kV e sarà veicolata verso la SSE di Utenza di elevazione 30/150 kV e da questa poi al 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 e-distribuzione S.p.A.. Per coprire la distanza tra l'impianto e la suddetta SSE di Utenza si prevede di realizzare un elettrodotto interrato idoneo al trasporto di energia in media tensione a 30 kV.

Le linee di bassa tensione, sia quelle in corrente continua che in corrente alternata, e le linee di media tensione (tra trasformatori e cabina di raccolta) saranno realizzate totalmente all'interno dell'area occupata dall'impianto fotovoltaico. Tutti i cavi, ad eccezione dei cavi stringa (collegamento moduli-inverter), 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 80 cm per i cavi di bassa tensione e 100 cm per quelli di media 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 all'inverter di riferimento.

Oltre a quelli interni al campo fotovoltaico sarà realizzato il collegamento in media tensione con la SSE di Utenza dove verrà eseguita l'elevazione della tensione di esercizio da 30 a 150 kV utili alla connessione dell'impianto alla RTN. Questi collegamenti, esterni all'area di impianto, saranno realizzati per quanto possibile sulla 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) e taglio dell'erba sottostante i pannelli. La frequenza delle suddette operazioni avrà indicativamente carattere stagionale, salvo casi particolari individuati durante la gestione dell'impianto. Le operazioni di taglio dell'erba saranno effettuate secondo una tecnica già consolidata e comprovata in quasi dieci anni di esercizio di impianti fotovoltaici, che prevede l'accordo con i pastori locali per far pascolare nell'area di impianto greggi di pecore. Tale procedura, del tutto naturale, assicura ottimi risultati ed evita il ricorso a macchine di taglio o a diserbanti chimici. Le operazioni di lavaggio dei pannelli saranno invece effettuate con un trattore di piccole dimensioni equipaggiato con una lancia di 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 superficie 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.

7 DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO

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 (rif. tabella 4).

La soluzione progettuale di impianto prevede la conversione della corrente prodotta dal generatore fotovoltaico in alternata mediante *inverter* di stringa. L'uscita di ciascun *inverter* sarà collegata all'interno della stazione di trasformazione, dove si provvederà alla trasformazione della tensione nominale di esercizio da bassa tensione 800 V (quella prodotta dall'inverter) alla tensione nominale di 30 kV. La stazione di trasformazione sarà pertanto composta da un trasformatore BT/MT, 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 tre sottocampi.

DENOMINAZIONE IMPIANTO	BENTIVOGLIO
STAZIONI DI TRASFORMAZIONE	3
NUMERO TOTALE INVERTER	42
POTENZA APPARENTE AC INVERTER	352 kVA
TOTALE POTENZA APPARENTE AC IMPIANTO	14.784 kVA
TOTALE POTENZA NOMINALE AC LIMITATA	18.400 kW

Tabella 4: caratteristiche di dimensionamento dell'impianto

Occorre osservare che la potenza nominale massima generata dall'impianto fotovoltaico vale, al punto di evacuazione identificato con la cabina di interfaccia, 14.784 kW. La potenza nominale autorizzata e formalizzata attraverso la Soluzione Tecnica Minima Generale è di 18.400 kW.

Il sistema fotovoltaico è stato progettato e sarà 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 i parametri di stringa in funzione dei parametri tecnici dei moduli fotovoltaici scelti. Per tale progetto il numero di moduli fotovoltaici per stringa sarà pari a 26 unità.

8 PRINCIPALI COMPONENTI DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

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, ed eventualmente di quello di accumulo (non presente in questo progetto), 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.

8.1 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 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 in silicio monocristallino del tipo bifacciale con moduli di potenza pari a 720 W e dimensioni 2384 x 1303 x 33 mm, il modulo individuato è CanadianSolar modello Bifacial TOPBiHiKu7 CS7N-720TB-AG per il quale si evidenzia un'efficienza di conversione di circa il 23,2% (@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 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, ecc.).

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



TOPBiHiKu7

N-type Bifacial TOPCon Technology

690 W ~ 720 W

CS7N-690 | 695 | 700 | 705 | 710 | 715 | 720TB-AG

MORE POWER

- 720 W** Module power up to 720 W
Module efficiency up to 23.2 %
- EXTRA POWER** Up to 85% Power Bifaciality,
more power from the back side
- Bar Chart Icon** Excellent anti-LeTID & anti-PID performance.
Low power degradation, high energy yield
- Thermometer Icon** Lower temperature coefficient (Pmax): -0.29%/°C,
increases energy yield in hot climate
- Dollar Sign Icon** Lower LCOE & system cost

MORE RELIABLE

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

12 Years Enhanced Product Warranty on Materials and Workmanship*

30 Years 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
IEC 62941: 2019 / Photovoltaic module manufacturing quality system

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730 / CE / INMETRO / MCS / UKCA / CGC
CEC listed (US California) / FSEC (US Florida)
UL 61730 / IEC 61701 / IEC 62716 / IEC 60068-2-68
UNI 9177 Reaction to Fire: Class 1 / Take-e-way



* 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 22 years, it has successfully delivered over 110 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

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, ecc.). 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.

8.2 Convertitore statico (solar inverter)

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.

Lo *string-inverter* è ubicato alla fine di una fila di *tracker* e fissato sul palo. L'*inverter* è installato all'aperto, e utilizza un sistema di raffreddamento ad aria "*smart air cooling*" in modo da mantenere la temperatura interna nel range che evita un *derating* della potenza della macchina e un veloce invecchiamento dei componenti elettronici. Le unità previste sono tutte uguali e hanno una potenza massima in uscita di 352 kVA (@30°C) e presentano 12 MPPT per ciascuna unità. Nella seguente tabella viene riportato il numero e la taglia degli inverter utilizzati e i relativi valori di rapporto DC/AC (potenza ingresso/uscita).

DENOMINAZIONE IMPIANTO	BENTIVOGLIO
NUMERO INVERTER PREVISTI	42
POTENZA APPARENTE MASSIMA AC	352 kVA
POTENZA ATTIVA MASSIMA AC ($\cos\phi = 1$)	352 kW
European Efficiency	98,80 %

Tabella 5: caratteristiche principali dell'inverter

Per l'elevazione della tensione di uscita dall'inverter alla media tensione per il collegamento alla SSE di Utenza, si provvederà all'installazione in campo di 3 stazioni di trasformazione, di cui 2 con potenza apparente pari a 4.928 kVA (@30 °C) e 1 con potenza apparente pari a 7.040 kVA (@30 °C).

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, ecc.); in particolare, sposta il punto di lavoro della macchina sulla curva tensione/corrente in modo da avere sempre le migliori prestazioni possibili in termini di potenza erogata dai moduli fotovoltaici.

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

Gli *inverter* previsti per il progetto sono di marca “SUNGROW” modello “SG350HX”, in grado di supportare gli impianti di nuova generazione operanti a tensioni limite in corrente continua pari a 1.500 V; nella seguente tabella se ne riportano le principali caratteristiche tecniche:

SUNGROW
Clean power for all

Designazione	SG350HX
Ingresso (CC)	
Tensione fotovoltaica in ingresso max.	1500 V
Tensione fotovoltaica in ingresso min. / Tensione di avvio	500 V / 550 V
Tensione nominale in ingresso	1080 V
Intervallo tensione MPP	500 V – 1500 V
Intervallo di tensione MPP per potenza nominale	860 V – 1300 V
N. di MPPT	12 (Opzionale: 14/16)
Numero max. stringhe fotovoltaiche per MPPT	2
Corrente max. in ingresso	12 * 40 A (Opzionale: 14 * 30 A / 16 * 30 A)
Corrente di cortocircuito max.	60 A
Uscita (CA)	
Potenza CA massima in uscita alla rete	352 kVA @ 30 °C / 320 kVA @ 40 °C / 295 kVA @ 50 °C
Potenza CA nominale in uscita	320 kW
Corrente CA max. in uscita	254 A
Tensione CA nominale	3 / PE, 800 V
Intervallo tensione CA	640 – 920 V
Frequenza di rete nominale / Intervallo f frequenza di rete	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
Distorsione armonica totale (THD)	< 3 % (alla potenza nominale)
Iniezione di corrente CC	< 0.5 % In
Fattore di potenza alla potenza nominale / regolabile	> 0.99 / 0.8 in anticipo – 0.8 in ritardo
Fasi di immissione / fasi di connessione	3 / 3
Efficienza	
Efficienza max. / Efficienza europea / Efficienza CEC	99.01 % / 98.8 % / 98.5 %
Protezione	
Protezione da collegamento inverso CC	Si
Protezione corto circuito CA	Si
Protezione da dispersione di corrente	Si
Monitoraggio della rete	Si
Monitoraggio dispersione verso terra	Si
Sezionatore CC / Sezionatore CA	Si / No
Monitoraggio corrente stringa fotovoltaica	Si
Funzione erogazione reattiva notturna (Q at night)	Si
Protezione anti-PID e PID-recovery	Opzionale
Protezione sovratensione	CC Tipo II / CA Tipo II
Dati Generali	
Dimensioni (L x A x P)	1136*870*361 mm
Peso	≤ 116 kg
Metodo di isolamento	Senza trasformatore
Grado di protezione	IP66 (NEMA 4X)
Consumo energetico notturno	< 6 W
Intervallo di temperature ambiente di funzionamento	-30 to 60 °C
Intervallo umidità relativa consentita (senza condensa)	0 – 100 %
Metodo di raffreddamento	Raffreddamento ad aria forzata intelligente
Altitudine massima di funzionamento	4000 m (> 3000 m derating)
Display	LED, Bluetooth+APP
Comunicazione	RS485 / PLC
Tipo di collegamento CC	MC4-Evo2 (Max. 6 mm ² , opzionale 10 mm ²)
Tipo di collegamento CA	Supporto terminali OT / DT (Max. 400 mm ²)
Conformità	IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, EN 50549-1/2, UNE 206007-1:2013, P.O.12.3, UTE C15-712-1:2013, UL1741, UL1741SA, IEEE1547, IEEE1547.1, CSA C22.2 107.1-01-2001, California Rule 21, UL1699B, CEI 0-16
Supporto rete	Funzione erogazione potenza reattiva notturna (Q at night), LVRT, HVRT, controllo potenza attiva e reattiva, velocità rampa di potenza, Q-U e P-f

*: Compatibile solo con logger Sungrow e iSolarCloud



© 2022 Sungrow Power Supply Co., Ltd. Tutti i diritti riservati. Soggetto a modifica senza preavviso. Versione 1.3

ITALIA

Tabella 6: caratteristiche tecniche dell'inverter

8.3 Strutture di fissaggio

Per lo sviluppo dell'impianto si farà ricorso a strutture costituite da inseguitori solari (*tracker*) di tipo mono assiale avente orientamento nord-sud e angolo di tilt pari a 0° . In pratica l'asse di rotazione delle strutture sarà parallelo al terreno e i moduli saranno liberi di ruotare attorno ad esso fino ad un'angolazione massima di $\pm 60^\circ$ in direzione est-ovest. I moduli fotovoltaici saranno installati in fila doppia, configurazione $2 \times N$, e si prevede di sfruttare una doppia modularità composta da strutture ad una singola stringa (26 moduli) e a doppia stringa (52 moduli).

I tracker ad una singola stringa saranno realizzati in configurazione 2×13 , due file da 13 moduli ciascuno con lato corto parallelo all'asse di rotazione, ed avranno una lunghezza complessiva di circa 18 metri.

I tracker a doppia stringa saranno realizzati in configurazione 2×26 , due file da 26 moduli ciascuno con lato corto parallelo all'asse di rotazione, ed avranno una lunghezza complessiva di circa 35 metri.

L'inseguitore monoasse orizzontale, tramite dispositivi elettromeccanici, segue il sole tutto il giorno, da est a ovest sull'asse di rotazione orizzontale nord-sud con una inclinazione (angolo di tilt) pari a 0° . I *layout* di campo con *tracker* orizzontali ad asse singolo sono molto flessibili. Il sistema di *backtracking* controlla e garantisce che una serie di pannelli non ombreggi altri pannelli adiacenti, soprattutto quando l'angolo di elevazione solare è basso nel cielo, all'inizio o alla fine della giornata, evitando situazioni di auto ombreggiatura tra i *tracker*, che potrebbero potenzialmente ridurre l'*output* del sistema.

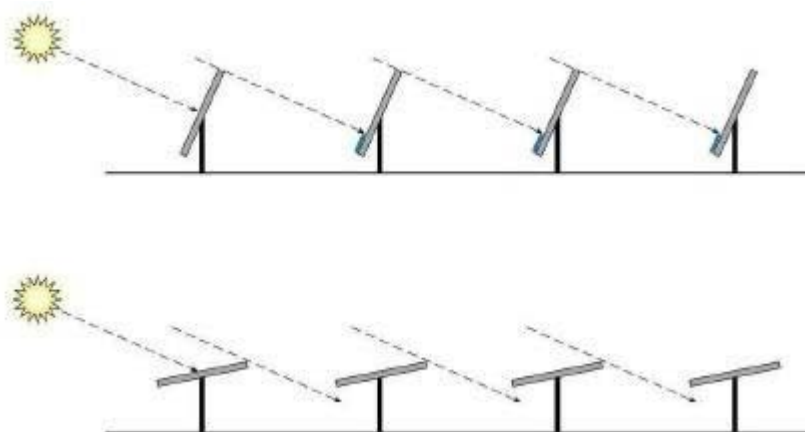


Figura 3: schematizzazione del funzionamento del sistema di backtracking

Il *backtracking* ruota l'apertura della matrice allontanandola dal Sole, eliminando gli effetti deleteri dell'auto ombreggiatura e massimizzando il rapporto di copertura del suolo. Grazie a questa caratteristica, l'interasse tra le stringhe può essere ridotto. Pertanto, l'intero impianto fotovoltaico occupa meno terreno rispetto a quelli che utilizzano soluzioni di tracciamento simili. L'assenza del cambiamento stagionale dell'inclinazione, cioè, il monitoraggio "stagionale", ha scarso effetto sulla produzione di energia e consente di avere una struttura meccanica molto più semplice che rende il sistema intrinsecamente affidabile. Questo *design* semplificato si traduce in maggiore cattura di energia a un

costo simile a quello di una struttura fissa. L'introduzione di una tecnologia di tracciamento economica ha facilitato lo sviluppo di sistemi fotovoltaici su scala industriale e con il potenziale miglioramento energetico, la produzione annuale è in grado di aumentare dal 15% al 35%.

Come già indicato, per l'impianto in oggetto si è optato per un sistema di strutture dotate di inseguitore solare (*tracker*), dove i moduli saranno fissati in doppie file su strutture collegate ad un asse di rotazione centrale che ne consentirà una rotazione est-ovest di $\pm 60^\circ$ rispetto al piano orizzontale. L'altezza minima tra terreno e modulo sarà di circa 0,5 m e l'asse di rotazione dei moduli, ovvero il tubolare centrale in acciaio, sarà installato ad una quota di circa 2,70 m dal piano campagna: in tal modo l'altezza massima dei moduli, corrispondente ad una inclinazione di 60° , sarà di circa 4,70 m. Il *pitch*, ovvero l'interasse tra i tracker, sarà di 8 m anche per garantire la lavorabilità del terreno tra i *tracker*.

La struttura di sostegno e fissaggio dei moduli fotovoltaici prevede la posa di montanti HEA in acciaio zincato infissi nel terreno, che andranno a sostenere la trave di rotazione, anch'essa in acciaio zincato, senza la necessità di alcuna fondazione in calcestruzzo, compatibilmente con le 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'interasse dei pali in direzione longitudinale, ecc. sono puramente indicativi; per il valore corretto si rimanda ai relativi calcoli strutturali e alle prove strumentali sul campo.

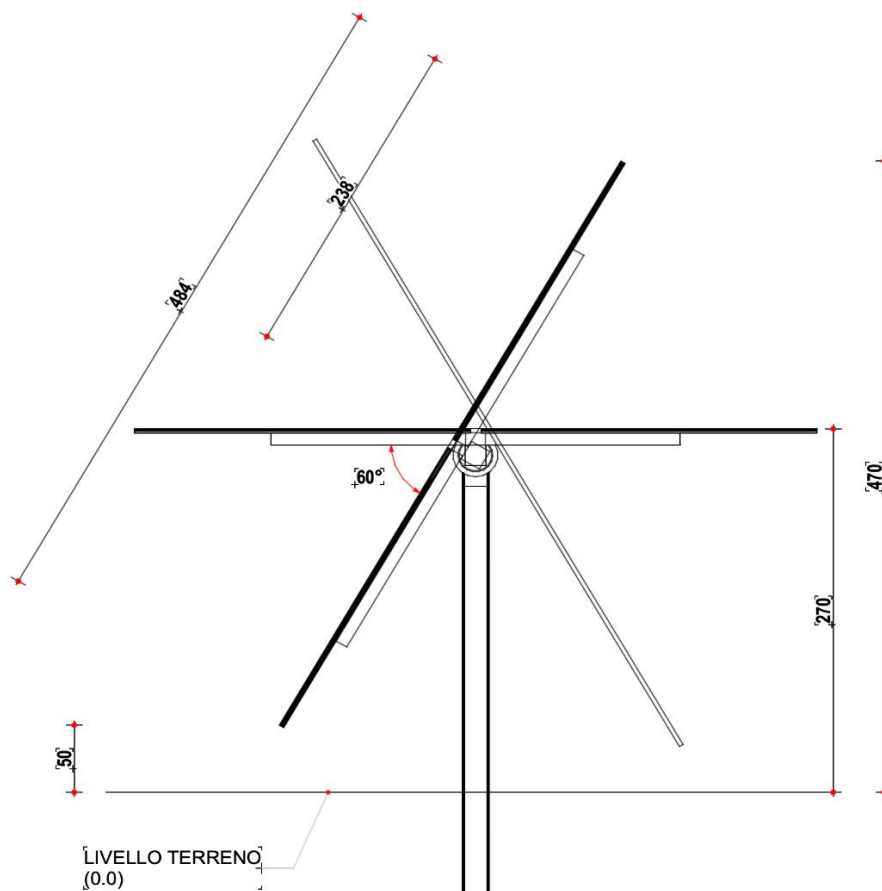


Figura 4: schematizzazione trasversale di un sistema tracker

8.4 Stazione di trasformazione e cabina di interfaccia

All'interno del campo fotovoltaico saranno installate delle stazioni di trasformazione composte da un *box container* di dimensioni 6,06 x 2,44 x 2,90 m, ospitanti tutti gli apparati di gestione dell'energia proveniente dal generatore fotovoltaico. In totale sono previste 3 stazioni di trasformazione e ciascuna di esse va a definire un sottocampo. Di seguito si riportano i principali componenti del *box container* stazione di trasformazione:

1. trasformatore BT/MT per l'elevazione della tensione nominale da 800 V, valore disponibile all'uscita degli inverter, alla tensione nominale di 30 kV, valore al quale verrà evacuata l'energia dal campo fotovoltaico verso la nuova SSE;
2. quadro di media tensione, che prevede la presenza della protezione e dei servizi ausiliari di media tensione in particolare delle linee provenienti dal sottocampo di riferimento e dalle altre stazioni di trasformazione a formare la rete MT del campo.

Le stazioni di trasformazione previste per il progetto sono di marca "SUNGROW" modello "MVS4480-LV" e modello "MVS6400-LV"; nelle seguenti tabelle se ne riportano le principali caratteristiche tecniche:

Type designation	MVS3200-LV	MVS4480-LV
Transformer		
Transformer type	Oil immersed	
Rated power	3200 kVA @ 40 °C	4480 kVA @ 40 °C
Max. power	3520 kVA @ 30 °C	4928 kVA @ 30 °C
Vector group	Dy11	
LV / MV voltage	0.8 kV / 20 – 35 kV	
Maximum input current at nominal voltage	2540 A	3557 A
Frequency	50 Hz / 60 Hz	
Tapping on HV	0, ±2×2.5%	
Efficiency	≥99%	
Cooling type	ONAN (Oil Natural Air Natural)	
Impedance	7% (±10%)	8% (±10%)
Oil type	Mineral oil (PCB free)	
Winding material	Al / Al	
Insulation class	A	
MV Switchgear		
Insulation type	SF6	
Rate voltage	24 – 36 kV	
Rate current	630 A	
Internal arcing fault	IAC AFL 20kA/1s	
Qty. of feeder	3 feeders	
LV Panel		
Main switch specification	4000 A / 800 Vac / 3P, 1 pcs	
Disconnecter specification	260 A / 800 Vac / 3P, 10 pcs	260 A / 800 Vac / 3P, 14 pcs
Fuse specification	400A / 800 Vac / 1P, 30 pcs	400 A / 800 Vac / 1P, 42 pcs
Protection		
AC input protection	FUSE+Disconnecter	
Transformer protection	Oil-temperature, oil-level, oil-pressure	
Relay protection	50/51,50N/51N	
LV overvoltage protection	AC Type II (optional: AC Type I + II)	
General Data		
Dimensions(W*H*D)	6058*2896*2438 mm	
Approximate weight	15 T	17 T
Operating ambient temperature range	-20 to 60 °C (optional: -30 to 60 °C)	
Auxiliary power supply	5 kVA / 400 V (optional: max. 40 kVA)	
Degree of protection	IP54	
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 – 95 %	
Operating altitude	1000 m (standard) / > 1000 m (optional)	
Communication	Standard: RS485, Ethernet; Optional: optical fiber	
Compliance	IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 62271-202, IEC 61439-1, EN50588-1	

Type designation	MVS6400-LV
Transformer	
Transformer type	Oil immersed
Rated power	6400 kVA @ 40 °C
Max. power	7040 kVA @ 30 °C
Vector group	Dy11y11
LV / MV voltage	0.8 - 0.8 kV / 10 - 35 kV
Maximum input current at nominal voltage	2540 A * 2
Frequency	50 Hz / 60 Hz
Tapping on HV	0, ±2×2.5%
Efficiency	≥99%
Cooling type	ONAN (Oil Natural Air Natural)
Impedance	8% (±10%)
Oil type	Mineral oil (PCB free)
Winding material	Al (Option:Cu)
Insulation class	A
MV Switchgear	
Insulation type	SF6
Rate voltage	24 - 36 kV
Rate current	630 A
Internal arcing fault	IAC AFL 20kA/1s
Qty. of feeder	3 feeders
LV Panel	
Main switch specification	4000 A / 800 Vac / 3P, 2 pcs
Disconnecter specification	260 A / 800 Vac / 3P, 20 pcs
Fuse specification	400A / 800 Vac / 1P, 60 pcs
Protection	
AC input protection	FUSE+Disconnecter
Transformer protection	Oil-temperature, oil-level, oil-pressure
Relay protection	50/51, 50N/51N
LV overvoltage protection	AC Type II (optional: AC Type I + II)
General Data	
Dimensions (W*H*D)	6058*2896*2438 mm
Approximate weight	22 T
Operating ambient temperature range	-30 to 60 °C
Auxiliary power supply	5 kVA / 400 V (optional: max. 40 kVA)
Degree of protection	IP54
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 - 95 %
Operating altitude	1000 m (standard) / > 1000 m (optional)
Communication	Standard: RS485, Ethernet; Optional: optical fiber
Compliance	IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 62271-202, IEC 61439-1, EN50588-1

Tabella 7: caratteristiche tecniche delle stazioni di trasformazione

Oltre alle suddette stazioni di trasformazione dislocate in campo, si evidenzia la presenza di un 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. Su di esso sarà attestata la linea di evacuazione dal campo fotovoltaico verso la nuova SSE dove si procederà all'elevazione della tensione nominale da 30 a 150 kV per poi essere direttamente collegata alla RTN (al punto di connessione) nella Stazione Elettrica.

Si prevede che il quadro MT della cabina di interfaccia sarà composto da tre scomparti e in esso saranno allocati 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/raccolta sarà posizionata in prossimità del cancello di ingresso del campo, in un punto facilmente identificabile e accessibile, e presenterà dimensioni indicative di 16,45 x 4,00 x 3,00 m.

9 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.

9.1 Impianto di terra ed equipotenziale

Si provvederà alla posa diretta interrata di una corda di rame nudo della sezione minima pari a 25 mm² 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 come quelli del sistema di supervisione (SCADA), dell'illuminazione perimetrale, della video sorveglianza, ecc., 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 dalla 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 mm².

9.2 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 3 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 40 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 compresa tra 24 e 50 W, sviluppante un flusso luminoso compreso tra 3.400 e 4.000 lm con grado di protezione adeguato alla posa all'aperto.

9.3 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 come NVR e *switch* saranno collocati all'interno della sala di controllo e tutti gli elementi in campo saranno collegati mediante fibra ottica multimodale. Oltre che al perimetro, si prevede di installare anche telecamere tipo *dome* in corrispondenza delle stazioni di trasformazione 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 da parte della centrale.

9.4 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 ed irraggiamento. Per avere parametri attendibili si potrà provvedere all'installazione di più *meteo station* in campo.

9.5 Sistema di supervisione

La realizzazione dell'impianto 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, ecc... 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 sala di controllo. 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 (e-distribuzione S.p.A.) 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.

9.6 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 5 m rispetto al confine del lotto, e in questa striscia verrà realizzata una fascia di schermatura, differente a seconda dei tratti, così come riportato nelle tavole allegate relative alle 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 circa 3 m, verranno conficcati nel terreno per una profondità pari a circa 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

circa 2 metri sul piano campagna. La rete metallica non sarà realizzata a totale chiusura del perimetro: rispetto al piano campagna, infatti, sarà lasciato un passaggio di altezza pari a circa 30 cm che consenta il passaggio della fauna selvatica di piccola taglia. Il tipo di recinzione sopra descritto è rappresentato, a titolo indicativo, nella foto seguente.



Figura 5: recinzione prevista a contorno del campo fotovoltaico

10 ELETTRODOTTO E OPERA DI CONNESSIONE

10.1 Elettrodotto

Con il termine di elettrodotto nel presente progetto ci si riferisce a due linee elettriche:

1. linea elettrica interrata in cavo in MT esercito alla tensione nominale di 30 kV di collegamento tra la "SW Station" dell'impianto fotovoltaico con il proprio stallo della Sotto Stazione Elettrica (SSE) di Utenza esercita in AT alla tensione nominale di 30/150 kV;
2. linea elettrica interrata in cavo in AT esercito alla tensione nominale di 150 kV per il collegamento alla Stazione Elettrica (SE) esercita da e-distribuzione S.p.A.

L'elettrodotto sarà realizzato interamente nel sottosuolo, i cavi 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 loro 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. Siccome si dovrà procedere al taglio della sezione stradale, lo scavo andrà riempito con magrone dosato con 70 kg di calcestruzzo per m³. 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 3 x L, essendo L la larghezza dello scavo, così come da prescrizioni degli Enti. 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 la 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.

10.2 Opere di rete

Al fine di garantire la continua e stabile immissione in rete dell'energia elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico oggetto della presente relazione, oltre alle opere di connessione strettamente necessarie all'allaccio dell'impianto alla rete elettrica, si rende necessario la realizzazione e conduzione di opere di rete, tra cui potenziamenti della rete RTN.

Secondo quanto previsto dalla Soluzione Tecnica Minima Generale (STMG) elaborata da e-distribuzione S.p.A. relativa alla modalità di connessione dell'impianto alla rete, il collegamento alla Stazione Elettrica (SE) in antenna della RTN a 150 kV, avverrà tramite un nuovo stallo da realizzarsi presso la CP denominata "Bentivoglio". Tale soluzione prevede la realizzazione di uno stallo in AT in CP con modulo Ibrido Y2 150 kV.

La connessione dell'impianto di produzione prevede inoltre lavori sulla RTN, tramite la realizzazione degli interventi 326-P e 350-P del Piano di Sviluppo Terna, come meglio specificato nella STMG di Terna S.p.A., Codice Pratica 202304500.

Per i dettagli sulle opere di rete si rimanda a documentazione specialistica.