

RISORSESARDE s.r.l.

EX SS131 KM 10. 500 SN
09028 SESTU (CA)
P.IVA 04015180922

R01 RELAZIONE ILLUSTRATIVA GENERALE

PROGETTO PER LE REALIZZAZIONE DI UN
IMPIANTO FOTOVOLTAICO DI POTENZA DI PICCO
94,99 MW CON ACCUMULO DI 10MW SITO NEL
COMUNE DI UTA IN LOCALITA' "SU INZIRU"
E CONNESSIONE AT ALLA RETE ELETTRICA

SITA NEL COMUNE DI UTA E DI ASSEMINI

Data: Dicembre 2023

PROGETTAZIONE



PROGETTISTA INCARICATO

Ing. Luca Demontis
Via Ruggero Bacone 4
09134 Cagliari
lucademontis@sviluppo-ambiente.com

GRUPPO DI LAVORO

Ing. Filippo Mocchi Ing. Michela Marcis Archeol. A. Luisa Sanna
Arch. Michela Usala Ing. Giulia Argiolas Geol. Andrea Serreli
Ing. Marco Muroni Ing. Roberto Mura
Ing. Jacopo Mulas Ing. Michele Suella



INDICE

1. INTRODUZIONE	3
1.1 PREMESSA	3
1.2 RIFERIMENTI NORMATIVI	5
1.3 NORME TECNICHE	6
2. SOCIETÀ PROPONENTE	8
3. INQUADRAMENTO DEL SITO	8
3.1 INQUADRAMENTO GEOGRAFICO E URBANISTICO	8
4. QUADRO PROGETTUALE	10
5. VALUTAZIONE DELLA RADIAZIONE SOLARE E DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO	11
5.1 DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO	11
5.2 PRODUCIBILITÀ DEL SISTEMA	15
5.3 COMPOSIZIONE DELL'IMPIANTO	15
6. DESCRIZIONE DEL CAMPO FOTOVOLTAICO	20
6.1 DISTRIBUZIONE DELLE COMPONENTI PRINCIPALI DELL'IMPIANTO	20
6.2 MODULI FOTOVOLTAICI	20
6.3 TRACKER	21
6.4 INVERTER	23
6.5 STRING BOX	24
6.6 TRASFORMATORI	26
6.7 QUADRO MT	26
6.8 CABINE ELETTRICHE	27
6.9 CABINE SERVIZI	27
6.10 IMPIANTO GENERALE DI TERRA	27
6.11 SISTEMA DI ACCUMULO	28
7. OPERE CIVILI E SERVIZI AUSILIARI	28
7.1 VIABILITÀ	29
7.2 SCAVI	29
7.3 INFISSIONE PALI DEI TRACKER	31
7.4 POSA MODULI	31
7.5 REALIZZAZIONE DEI CAVIDOTTI	31
7.6 RECINZIONI E CANCELLI	32
7.7 FONDAZIONI CABINE ELETTRICHE	32
7.8 IMPIANTO DI ILLUMINAZIONE	32
7.9 SISTEMA DI VIDEOSORVEGLIANZA	33
7.10 OPERE DI MITIGAZIONE	35
8. DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO	36
9. CRONOPROGRAMMA	38
10. COMPONENTI IN ALTA TENSIONE	39
10.1. PREMESSA	39

10.2. TRASFORMATORI	39
10.2.1. Caratteristiche principali del trasformatore trifase in olio minerale	39
10.3. RUMORE	39
11. CONDUTTURE ELETTRICHE	40
11.1. CAVI DI BASSA TENSIONE	40
11.1.1. Specifiche cavi in corrente continua	40
11.1.2. Specifiche cavi in corrente alternata BT	40
11.1.3. Collegamento tra inverter e quadro AC	41
11.1.4. Collegamento tra quadro AC e barre BT del trasformatore	41
11.1.5. Specifiche conduttori di protezione	41
11.2. CAVI DI MEDIA TENSIONE	41
11.2.1. Tratto da trasformatore a interruttore generale MT	41
11.2.2. Tratto interruttore generale MT a cabina precedente/successiva/ di raccolta	41
11.3. CONDIZIONI DI POSA	42
11.3.1. Sez. DC	42
11.3.2. Sez. AC-BT	42
11.3.3. AC-MT	42
11.4. CAVIDOTTI MT 30 kV E AT 150 kV	42
11.4.1. Interferenze dei cavidotti	44
12. SOTTOSTAZIONE UTENTE E OPERE DI RETE PER LA CONNESSIONE	45
12.1. SOTTOSTAZIONE UTENTE 150/30kV	45
12.2. OPERE PER LA RETE DI CONNESSIONE	46
13. ALLEGATI: SPECIFICHE TECNICHE DEI COMPONENTI DI IMPIANTO	47
13.1. SCHEDA MODULO FV	47
13.2. SCHEDA INVERTER	48
13.3. SCHEDA CAVO AD ELICA VISIBILE 26/45 KV	49
13.4. SCHEDA CAVO UNIPOLARE 26/45 kV (Sottostazione elettrica) – Trafo MT/AT	51
14. DISMISSIONE DELL'IMPIANTO	53
15. SINTESI DELLA VALUTAZIONE DEGLI IMPATTI AMBIENTALI	55
16. ESITI DEL QUADRO PROGETTUALE	56

1. INTRODUZIONE

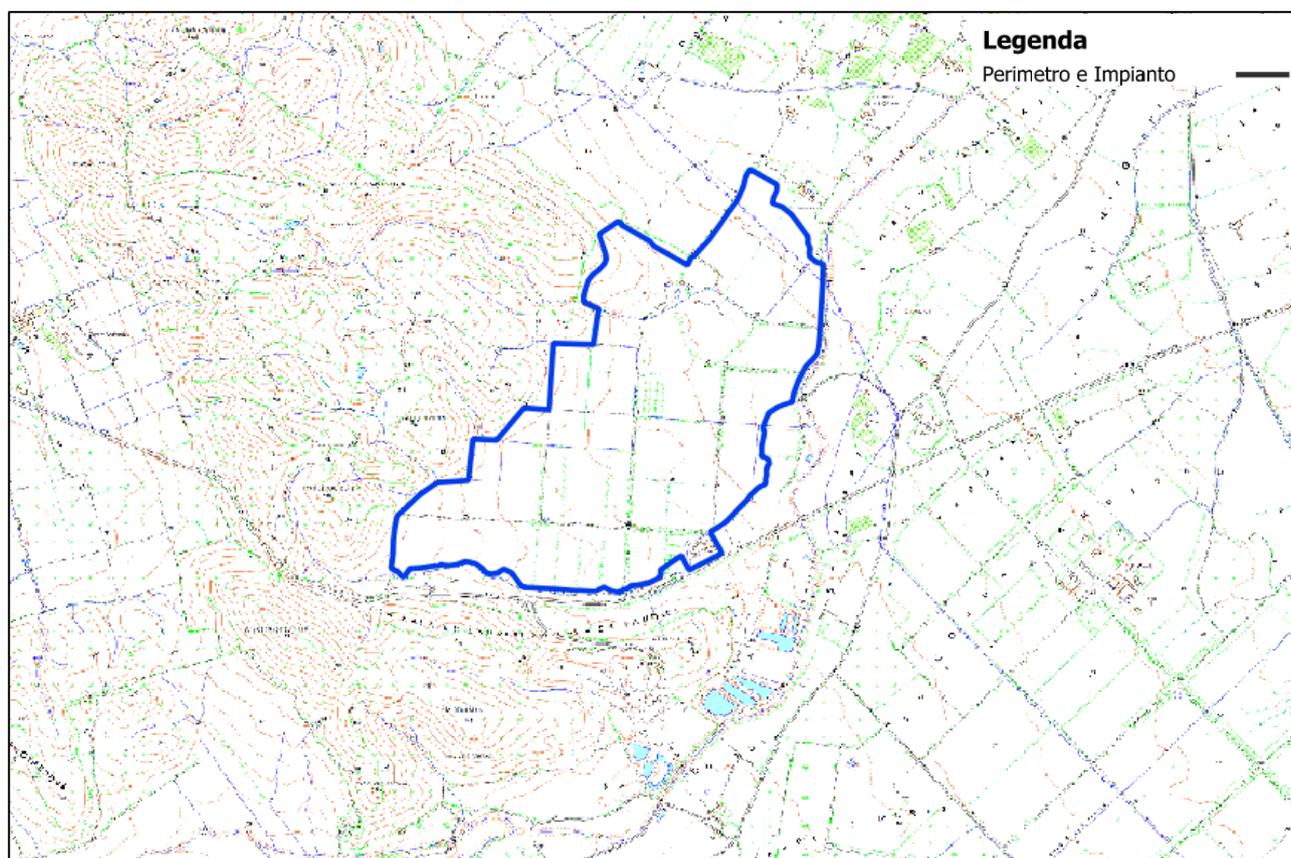
1.1 PREMESSA

La presente relazione illustra il progetto denominato "Risorse Sarde" presentato dalla società **RISORSE SARDE S.R.L.** per la **realizzazione e gestione di un nuovo impianto fotovoltaico con potenza di picco 94,99 MW e capacità di storage 10 MW**, da realizzarsi nel Comune di Uta (CA), in zona Turistica "F" come da inquadramento urbanistico del Comune di Uta.

Il progetto prevede l'installazione di 153.216 moduli in silicio monocristallino con tecnologia half-cell, della potenza di picco totale di 620 Wp cad., che saranno posizionati a terra tramite tracker mono-assiali, in acciaio zincato, orientati con asse principale nord-sud e rotazione massima variabile tra -55° (est) e +55° (ovest), per una superficie captante di circa 430.000 m².

La connessione dell'impianto sarà effettuata attraverso un elettrodotto a 150kV collegato in antenna su una nuova Stazione Elettrica di Trasformazione a 380/150 kV della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN), da inserire in entra-esce sulla linea RTN a 380 kV denominata "Rumianca - Villasor".

Si prevede che l'impianto genererà circa 182.000.000 kWh/anno 182 GWh/anno di energia.



Inquadramento delle aree di progetto su CTR.



Inquadramento su ortofoto

1.2 RIFERIMENTI NORMATIVI

Gli impianti fotovoltaici e relativi componenti devono ottemperare, in aggiunta alle disposizioni applicative per la connessione alla rete elettrica riportate nei preventivi di connessione dei gestori di rete e le eventuali prescrizioni impartite da autorità locali, comprese quelle dei VVFF, alle seguenti prescrizioni imposte dalle norme di riferimento:

Legge n. 186 del 1/3/1968 - Disposizioni concernenti la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni ed impianti elettrici ed elettronici

Legge n. 791/1977 - Attuazione della direttiva europea n. 73/23/CEE - Direttiva Bassa Tensione

Decreto Legislativo n. 504 del 26/7/1995 - aggiornato 1/6/2007: Testo Unico delle disposizioni legislative concernenti le imposte sulla produzione e sui consumi e relative sanzioni penali e amministrative

Decreto Legislativo n. 493 del 14/8/1996 - Segnaletica di sicurezza e/ o salute sul luogo del lavoro

Decreto Legislativo n. 615 del 12/11/1996 - Attuazione della direttiva 89/336/CEE del Consiglio del 03/05/1989 in materia di ravvicinamento delle legislazioni degli stati membri relative alla compatibilità elettromagnetica, modificata e 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

Decreto Legislativo n. 387 del 29/12/2003 - attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità

Legge n. 239 del 23/8/2004 - riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia

Decreto Legislativo n. 311 del 29/12/2006 - disposizioni correttive ed integrative al decreto legislativo n. 192, del 19/08/2005 recante attuazione della direttiva 2002/91/CE, relativa al rendimento energetico nell'edilizia

Decreto Legislativo n. 152 del 14/4/2006 – norme in materia ambientale

Decreto Ministeriale n. 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.

Decreto Legislativo n. 81 del 9/4/2008 - Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro

Decreto Legislativo n. 115 del 30/05/2008 - attuazione della direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e abrogazione della direttiva 93/76/CEE

Decreto legislativo n. 28 del 3/3/2011 - Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili

Decreto del Presidente della Repubblica n. 115 del 1/8/2011 - 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

Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici - Edizione 2012 – Ministero dell'Interno; "Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici" - Chiarimenti alla Nota DCPREV, prot.1324.

Legge n. 116 del 11/8/2014 - conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge n. 91 del 24/06/2014, recante disposizioni urgenti per il settore agricolo, la tutela ambientale e l'efficientamento energetico dell'edilizia scolastica e universitaria, il rilancio e lo sviluppo delle imprese, il contenimento dei costi gravanti sulle tariffe elettriche, nonché la definizione immediata di adempimenti derivanti dalla normativa europea

Decreto Ministeriale 03 agosto 2015 - Approvazione di norme tecniche di prevenzione incendi, ai sensi dell'articolo 15 del decreto legislativo 8 marzo 2006, n. 139 In riferimento alla normativa regionale, si citano tra le altre:

D.G.R. 5/1 del 28/01/2016;

D.G.R. 45/24 del 27/11/2017;

D.G.R. 53/14 del 28/11/2017;

D.G.R. n. 3/25 del 23/01/2018 "Linee guida per l'Autorizzazione Unica degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, ai sensi dell'articolo 12 del D.Lgs. n. 387/2003 e dell'articolo 5 del D.Lgs. n. 28/2011. Modifica della deliberazione n. 27/16 del 1° giugno 2011";

D.G.R. 19/33 del 17/04/2018;

Legge Regionale n. 1 del 11/01/2019.

1.3 NORME TECNICHE

Per quanto riguarda il fotovoltaico e l'attività normativa nel CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano), il Comitato Tecnico principale di riferimento è il CT82, "Sistemi di conversione fotovoltaica dell'energia solare", che ha lo scopo di preparare norme riguardanti la costruzione, le prescrizioni, le prove e la sicurezza di sistemi e componenti per la conversione fotovoltaica dell'energia solare, dalle celle solari fino all'interfaccia col sistema elettrico cui viene fornita l'energia. Il suo principale obiettivo è quello di favorire l'introduzione dei sistemi fotovoltaici nel mercato mediante l'armonizzazione normativa. Il CT82 è collegato al TC82 del CENELEC (Solar photovoltaic energy systems) e al TC82 dell'IEC (Solar photovoltaic energy systems).

Il CT82 predispone ed aggiorna periodicamente anche la Guida CEI 82-25, "Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione".

Tra le principali Norme che si applicano al settore si evidenziano:

CEI 0-2: Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici;

CEI 0-16 e s.m.i.: Regola tecnica di riferimento per la connessione (RTC) di utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica;

CEI 64-8: Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua;

CEI 11-20: Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;

CEI EN 61000-3-2 (CEI 110-31): 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 60555-1 (CEI 77-2): Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili - Parte 1: Definizioni;

CEI EN 61439: Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) serie composta da:

- **CEI EN 61439-1 Parte 1:** Regole generali
- **CEI EN 61439-2 Parte 2:** Quadri di potenza

CEI EN 60439-3 (CEI 17-13/3): Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) - Prescrizioni particolari per apparecchiature assiemate di protezione e di manovra destinate ad essere installate in luoghi dove personale non addestrato ha accesso al loro uso - Quadri di distribuzione (ASD);

CEI EN 60445 (CEI 16-2): Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione - Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico;

CEI EN 60529 (CEI 70-1): Gradi di protezione degli involucri (codice IP);

CEI EN 60099-1 (CEI 37-1): Scaricatori - Parte 1: Scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata

CEI 20-19: Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V;

CEI 20-20: Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V;

CEI 20-13: Cavi in isolamento estruso in gomma per tensioni nominali da 1 a 30 kV;

CEI EN 62305 (CEI 81-10): Protezione contro i fulmini serie composta da:

- **CEI EN 62305-1 (CEI 81-10/1):** Principi generali;
- **CEI EN 62305-2 (CEI 81-10/2):** Valutazione del rischio;
- **CEI EN 62305-3 (CEI 81-10/3):** Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone;
- **CEI EN 62305-4 (CEI 81-10/4):** Impianti elettrici ed elettronici interni alle strutture.

CEI 81-3: Valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato;

CEI 13-4: Sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica;

CEI EN 62053-21 (CEI 13-43): Apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari - Parte 21: Contatori statici di energia attiva (classe 1 e 2);

EN 50470-1 ed EN 50470-3 in corso di recepimento nazionale presso CEI;

CEI EN 62053-23 (CEI 13-45): Apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari - Parte 23: Contatori statici di energia reattiva (classe 2 e 3);

CEI EN 62271-202 (CEI 17-103): Sottostazioni prefabbricate

CEI EN 62271-200 (CEI 17-6 Ed.VI): Apparecchiatura prefabbricata con involucro metallico per tensioni da 1kV a 52kV

CEI 0-21: Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica

Deliberazione 84/2012/R/EEL 8 Marzo 2012: interventi urgenti relativi agli impianti di produzione di energia elettrica, con particolare riferimento alla generazione distribuita, per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale

Deliberazione 562/2012/R/EEL 20 Dicembre 2012: Modifiche alla Deliberazione 84/2012/R/EEL 8 Marzo 2012

Allegato A70 di Terna: Regolazione tecnica dei requisiti di sistema della generazione distribuita.

2. SOCIETÀ PROPONENTE

La Società proponente è **RISORSE SARDE S.r.l.** con sede legale a Sestu (CA) 09028, ex S.S. 131 Km 10. 500 Codice fiscale 04015180922 opera nel territorio regionale occupandosi costruzioni nel settore impiantistico del campo delle energie rinnovabili. La società ha per oggetto: - *la progettazione, vendita, installazione e manutenzione di impianti solari fotovoltaici e termici*; - *la progettazione e installazione di sistemi per il risparmio energetico, di quadri di controllo e di regolazione della potenza*; - *l'impianto e l'esercizio di stabilimenti industriali tecnicamente organizzati, nonché l'ampliamento, la trasformazione e la riattivazione degli stessi per la produzione di pannelli solari e componenti e accessori relativi agli impianti fotovoltaici per la produzione di energia elettrica e relativi agli impianti solari termici per la produzione di acqua calda*; - *l'assunzione, sia in economia che in appalto, sia per conto proprio che per conto terzi, di lavori di costruzione in genere, sia da parte di enti pubblici che da privati, nonché la realizzazione e la gestione di impianti tecnologici, nessuno escluso od eccettuato*; - *il commercio sia all'ingrosso che al dettaglio di materiali per l'edilizia nonché l'assunzione di rappresentanze con o senza deposito. la società, inoltre, può effettuare l'esecuzione di lavori edili di qualsiasi natura, in proprio e per conto terzi, anche con la partecipazione ad appalti indetti da soggetti privati e da enti pubblici, nonché da pubbliche amministrazioni, italiani ed esteri.* (...)

La società ha acquisito la disponibilità dell'area attraverso un contratto preliminare di compravendita dell'area per la presentazione e realizzazione del progetto proposto. Il promittente venditore ha immesso la società promissaria acquirente nella sua detenzione dalla data di sottoscrizione, perché la società proponente possa iniziare a svolgere attività propedeutiche al fine di verificare la fattibilità e la possibilità di ottenere tutte le autorizzazioni necessarie perché possa realizzarvi un impianto fotovoltaico.

Alla società **Sviluppo Ambiente s.r.l.**, con sede legale in Via Montebello 27 - 20100 Milano, P.IVA 12012170960 e sede operativa in Via Ruggero Bacone 4 - Cagliari, è stato conferito incarico professionale per la progettazione dell' impianto fotovoltaico.

3. INQUADRAMENTO DEL SITO

3.1 INQUADRAMENTO GEOGRAFICO E URBANISTICO

Il sito su cui verrà realizzato l'impianto si trova nel territorio comunale di UTA (CA). Il comune è situato a 6 m sul livello del mare, appartenente alla regione del Campidano di Cagliari e conta circa 8.756 abitanti. Il territorio comunale si estende su una superficie di 134,71 km² e confina con i Comuni di Assemini, Capoterra, Decimomannu, Siliqua (SU), Villaspeciosa (SU). Il sito, ubicato in un terreno in zona turistica F, occupa una superficie di circa 120 ettari.

I dati per l'individuazione sono i seguenti:

- Latitudine 39°15'28.8"N, Longitudine 8°55'16.2"E.
- Altezza media di 48 m s.l.m.
- Carta d'Italia in scala 1:25.000 edita dall'IGM fogli n. 556 sez. II Ass.
- Carta Tecnica Regionale della Sardegna in scala 1:10.000 foglio 556 – 120, 557 – 110.

I lotti in cui verrà realizzato l'impianto sono individuati dal Piano Urbanistico Comunale di Uta come di seguito riportato:

Zona F – TURISTICA – COLLINARE:

Zona di interesse turistico con insediamenti tipo stagionale e articolata in due comparti ubicati in località "Cuccureddu" nei pressi del confine comunale con Capoterra e in località "S'Inzirixeddu".

Densità massima consentita 50 ab/ha.

Dotazione di volume 60 mc\ab.

Indice di fabbricabilità territoriale 0,30 mc/mq.

L'edificazione in questa zona è subordinata alla presentazione da parte dei proprietari o consorzi di proprietari convenzionati, di piani di lottizzazione estesi all'intero ambito e convenzionabili per lotti funzionali non inferiori ai 2 Ha.

E' vietato procedere a costruzioni, o a qualsiasi modifica dello stato esistente del terreno prima dell'approvazione della lottizzazione da parte del Comune.

Nessuna concessione edilizia può essere rilasciata prima della stipulazione della convenzione col Comune da parte del proprietario o di tutti i proprietari, se sono più di uno, riguardante le modalità e gli oneri sia dei privati che della pubblica amministrazione per l'attuazione della lottizzazione in oggetto.

Il suddetto piano di lottizzazione dovrà interessare l'intera zona turistica in modo da predisporre insediamenti coordinati ed integrati.

Solo nel caso che il comune predisponga uno studio di utilizzazione del territorio, che prevede le infrastrutture ed i servizi sarà possibile intervenire con lottizzazioni di comparti inferiori, di almeno 2 Ha, purché coerenti col predetto studio.

La predisposizione di Piano Attuativo è subordinata all'analisi multidisciplinare del territorio interessato al fine di valutare gli effetti sul territorio che derivano dal nuovo insediamento previsto.

Tale studio, che dovrà essere esteso all'intera zona omogenea F1 nonché ad una congrua superficie al contorno, dovrà necessariamente prendere in considerazione:

- a) l'analisi fisico-descrittiva dell'ambito dove è prevista la realizzazione della proposta di piano;*
- b) descrizione analitica sia dell'ambito oggetto dell'intervento che dei luoghi di più vasta area ad esso circostanti, con evidenziazione del grado di vulnerabilità dell'ambiente per effetto dell'intervento proposto, avendo particolare riguardo ai valori naturalistici, ai beni storici e culturali, agli aspetti percettivi, alla conservazione dei suoli ed al rischio idrogeologico;*
- c) caratteristiche progettuali dell'intervento proposto;*
- d) concrete misure per l'eliminazione dei possibili effetti negativi e, se ineliminabili, per minimizzarne e compensarne lo sfavorevole impatto sull'ambiente.*

E' consentita l'edificazione di case di abitazione a carattere stagionale, di attrezzature e stabilimenti a carattere collettivo e individuale.

Sono ammessi inoltre, in edifici a se stanti, alberghi, ristoranti, luoghi di divertimento e svago, i negozi e pubblici esercizi, strutture sportive comprese le attività legate all'equitazione e al golf.

E' invece esclusa l'edificazione di industrie di qualsiasi genere, magazzini, mattatoi e simili.

L'indice di fabbricabilità fondiaria non potrà superare 0,75 mc/mq.

L'indice di fabbricabilità territoriale massimo è 0,30 mc/mq.

La dotazione minima per spazi pubblici, o riservati alle attività collettive, a verde pubblico o a parcheggi, con esclusione degli spazi destinati alle reti viarie, risulta del 30%.

Il 50% della superficie territoriale viene destinato alle residenze, il restante 50% deve essere destinato a spazi per attrezzature di interesse comune, verde attrezzato, parcheggio, di cui almeno il 60% (ovvero il 30% della superficie territoriale) di tali aree devono essere pubbliche.

La viabilità prevede assi di scorrimento e strade di distribuzione interna.

Per gli assi di scorrimento la larghezza complessiva non sarà inferiore a mt. 10,50 di cui mt. 3,00 per banchine pedonali.

Per le strade di distribuzione interna la larghezza minima è fissata in mt. 6,00.

E' vietato l'accesso ai lotti dalle strade statali e provinciali.

Il lotto dovrà avere una superficie minima di mq. 1.000,00.

L'altezza minima consentita è di mt. 3,20.

L'altezza massima consentita è di mt. 7,50.

Gli edifici saranno del tipo isolato o a schiera.

La distanza degli edifici dal filo stradale non potrà essere inferiore a mt. 6,00 e il distacco dai restanti confini non inferiore a mt. 5,00.

L'area coperta non deve superare 1/6 della superficie del lotto.

Come chiarito dalla Regione Sardegna Assessorato Industria Settore Energia: *Vi è compatibilità con l'intervento di realizzazione di impianti fotovoltaici in zona con destinazione urbanistica F1. L'autorizzazione unica costituisce, ove occorra, variante automatica allo strumento urbanistico, ai sensi del comma 3 articolo 12 del D.Lgs. n. 387 del 2003 e dell'articolo 20 comma 6 della L.R. n. 45 del 1989 come novellato dall'articolo 14, lettera b), della L.R. n. 11 del 2017, pertanto l'intervento risulterebbe compatibile dal punto di vista urbanistico con la destinazione attuale dell'area.*

4. QUADRO PROGETTUALE

La realizzazione dell'Impianto Fotovoltaico collegato alla rete elettrica di trasmissione nazionale permette di realizzare una generazione distribuita dell'energia. L'impianto consentirà:

- la produzione d'energia elettrica senza emissione di alcuna sostanza inquinante;
- nessun inquinamento acustico;
- il risparmio di combustibile fossile;
- l'occupazione locale.

L'Impianto Fotovoltaico sarà realizzato in un'area di circa **120 ha**, nel territorio comunale di Uta.

L'intero Impianto sarà installato a terra secondo una geometria ben definita e illustrata negli elaborati grafici progettuali e nelle relazioni tecniche.

L'inserimento architettonico e geometrico dell'Impianto Fotovoltaico è stato studiato relativamente alla morfologia esistente nell'area. Si tratta di un impianto non integrato, ovvero con pannelli posizionati a terra tramite apposite strutture di sostegno, ancorate al terreno senza l'utilizzo di strutture di fondazione, compatibilmente con le caratteristiche geotecniche del suolo e ai risultati delle eventuali "prove a strappo" che si rendesse necessario in fase esecutiva, pur tenendo presente la natura specifica e ben determinata del terreno.

L'Impianto Fotovoltaico, descritto nella presente Relazione Illustrativa, è stato progettato considerando l'impiego di materiali e componenti di Fornitori di primaria importanza, dotati di marchio di qualità, di marchiatura o di autocertificazione del Costruttore, attestanti la loro costruzione a regola d'arte secondo la normativa tecnica e la legislazione vigente.

5. VALUTAZIONE DELLA RADIAZIONE SOLARE E DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO

5.1 DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO

La valutazione della risorsa solare disponibile è stata effettuata in base alla banca dati PVsyst, prendendo come riferimento la località che dispone dei dati storici di radiazione solare nelle immediate vicinanze di Serramanna, risulta essere pari a 2.090,7 kWh/m²anno.

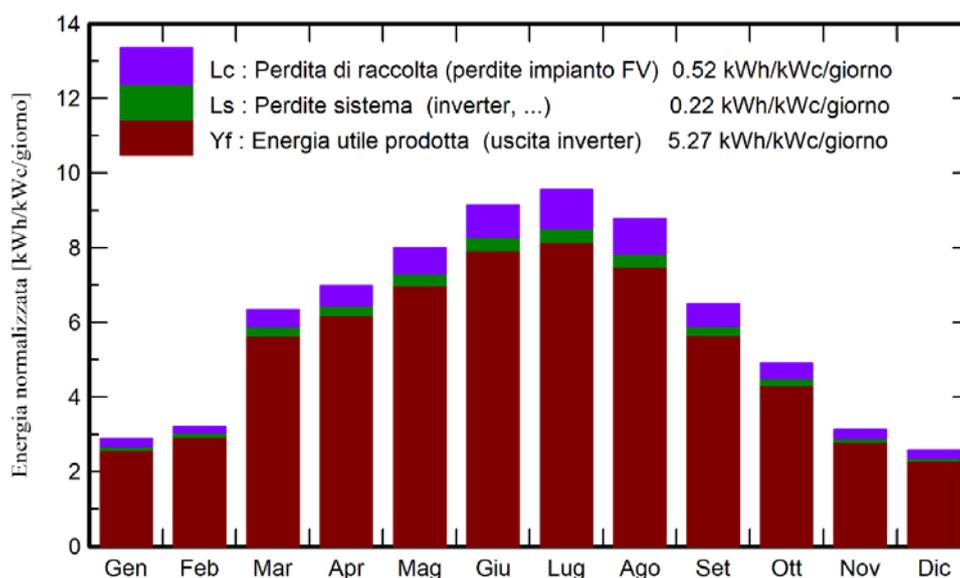
La potenza alle condizioni STC (irraggiamento dei moduli di 1.000 W/m² a 25°C di temperatura) risulta essere:

$$P_{STC} = P_{MODULO} \times N^{\circ}MODULI = 620 \times 153.216 = \mathbf{94.993.920Wp}$$

Considerando una superficie captante totale di 428.305,78 m², un rendimento dei moduli pari a 22,2% e un rendimento del B.O.S. (Balance of System) pari a 87,66% (quest'ultimo non tiene conto della perdita dovuta alle ombre poiché si ipotizza l'utilizzo di un sistema di "backtracking", inoltre considera il solo primo anno di esercizio) la produzione energetica annua è stimata pari a **182.773 MWh/anno**.

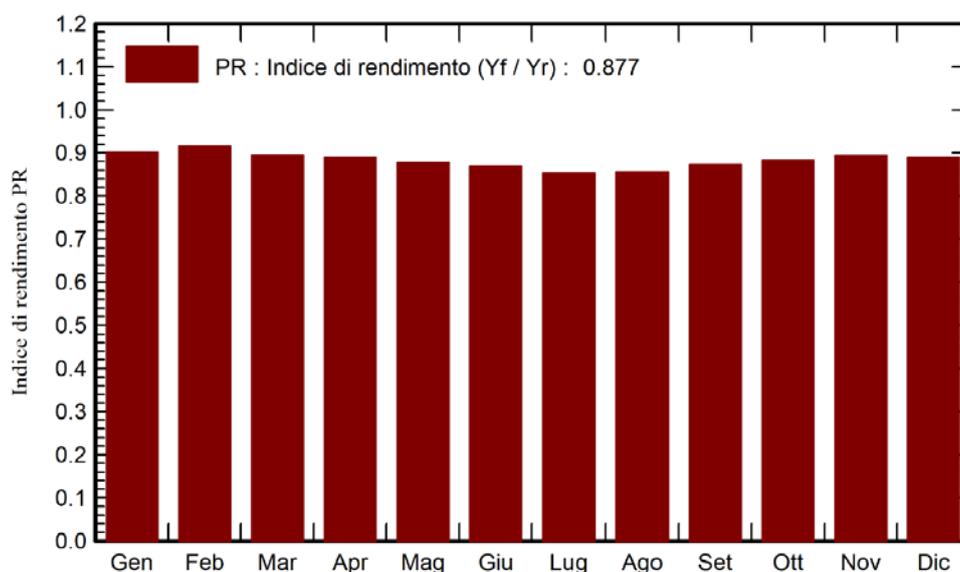
Di seguito alcune specifiche:

Produzione normalizzata (per kWp installato)



Produzione normalizzata per kWp installato [kWh/kWp] – Fonte dei dati: PVsyst.

Indice di rendimento PR



Indice di rendimento PR – Fonte dei dati: PVsyst

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio	PRTemp ratio
Gennaio	70.6	31.10	9.65	88.9	81.8	7914984	7622502	0.902	0.860
Febbraio	74.0	36.93	8.11	89.7	83.5	8114945	7803231	0.916	0.872
Marzo	154.2	51.35	12.71	195.9	186.6	17363367	16665763	0.895	0.881
Aprile	170.6	67.11	15.92	209.4	200.1	18429067	17668497	0.888	0.884
Maggio	202.0	68.73	18.32	247.8	237.8	21550204	20627924	0.876	0.883
Giugno	221.1	69.73	21.13	274.2	263.8	23647753	22641483	0.869	0.883
Luglio	236.8	66.88	26.34	296.3	285.8	25081495	24017185	0.853	0.883
Agosto	215.0	59.93	26.17	271.9	261.8	23056445	22096982	0.856	0.883
Settembre	154.3	54.85	22.26	194.9	186.1	16831755	16170480	0.873	0.883
Ottobre	120.2	43.56	18.72	152.0	143.6	13256775	12750583	0.883	0.877
Novembre	75.3	31.62	15.10	93.7	87.0	8255702	7956531	0.894	0.868
Dicembre	64.1	27.94	13.03	80.0	72.9	7013478	6752284	0.888	0.852
Anno	1758.2	609.74	17.35	2194.8	2090.7	190515970	182773443	0.877	0.879

Legenda

GlobHor	Irraggiamento orizzontale globale	EArray	Energia effettiva in uscita campo
DiffHor	Irraggiamento diffuso orizz.	E_Grid	Energia immessa in rete
T_Amb	Temperatura ambiente	PR	Indice di rendimento
GlobInc	Globale incidente piano coll.	PRTemp	PR corretto dal tempo
GlobEff	Globale "effettivo", corr. per IAM e ombre		

Dati su irraggiamento solare – Fonte dei dati: PVsyst

Diagramma iso-ombre

Orientamento #1

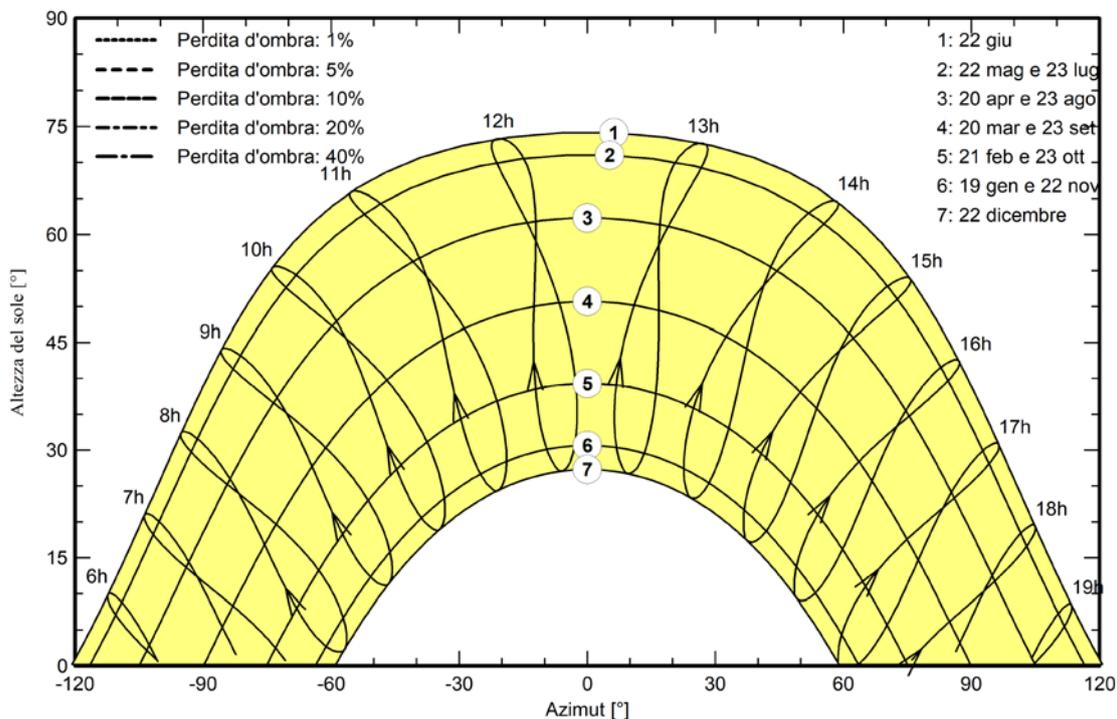


Diagramma Iso-Ombre – Fonte dei dati: PVsyst

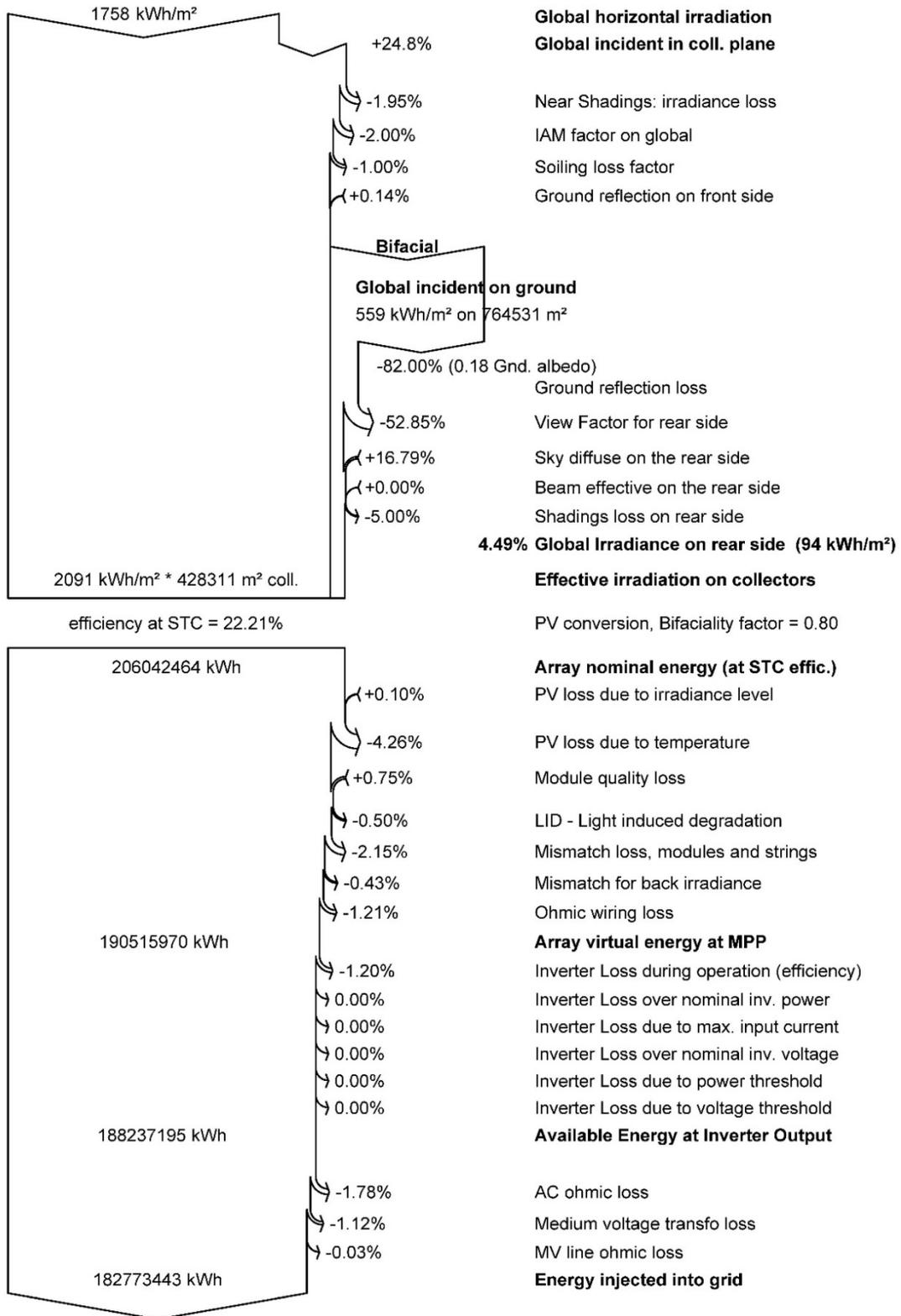


Diagramma perdite totali dell'impianto – Fonte dei dati: PVsyst

5.2 PRODUCIBILITÀ DEL SISTEMA

Per l'impianto fotovoltaico oggetto della presente è stato effettuato il calcolo della producibilità del sistema utilizzando il software di calcolo PVSystem (versione 7.4.1) Stabilita quindi la disponibilità della fonte solare, e determinate tutte le perdite sopra illustrate nel diagramma perdite, la **produzione dell'impianto fotovoltaico in progetto risulta pari a 182.773 MWh/anno**. Considerata la potenza nominale dell'impianto, pari a **94,99 MWp**, si ha una produzione specifica pari a 1.924 (kWh/KWp)/anno.

Sulla base di tutte le perdite precedentemente illustrate, l'impianto in progetto consente di ottenere un indice di rendimento (Performance Ratio PR) pari a 87,70 % al primo anno di esercizio.

Al fine di valutare l'impatto positivo sull'ambiente di tale produzione, il parametro indice da prendere in esame è la riduzione di emissioni di sostanza climalteranti, ed in particolare di CO₂.

Tenendo infatti conto del "fattore di emissione del mix elettrico" che rappresenta il valore medio di emissioni di CO₂ dovuto alla produzione dell'energia elettrica utilizzata in Italia, secondo quanto reso pubblico dal Ministero dell'Ambiente, l'emissione di CO₂ necessaria alla produzione di 1 kWh di energia è pari a 0,531 Kg di CO₂/kWh.

Pertanto, attraverso la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili da parte dell'impianto fotovoltaico in progetto, stimata pari a 182.773 MWh/anno, si riuscirà a ridurre l'emissione di CO₂ in atmosfera per 97,05 tonnellate di CO₂/anno.

5.3 COMPOSIZIONE DELL'IMPIANTO

Il progetto prevede l'installazione di 153.216 moduli in silicio monocristallino con tecnologia half cell che saranno posizionati a terra tramite tracker mono-assiali, in acciaio zincato, orientati con asse principale nord-sud e rotazione massima variabile tra -55° (est) e +55° (ovest), per una superficie captante di circa 428.286 m².

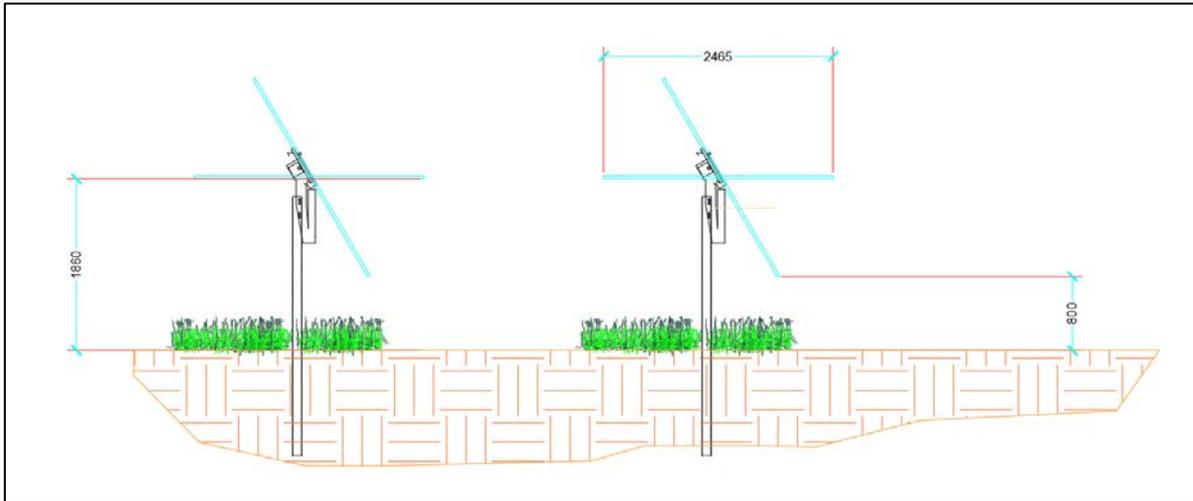
La potenza di picco prevista dell'impianto è di 94.99 MWp, ottenuta utilizzando moduli aventi ciascuno una potenza di picco totale di 620 Wp.

I moduli saranno installati a terra tramite tracker mono-assiali, in acciaio zincato, orientati con asse principale nord-sud e tilt massimo variabile tra -55° e +55°, che avranno la funzionalità di fare da supporto per la posa dell'impianto fotovoltaico.

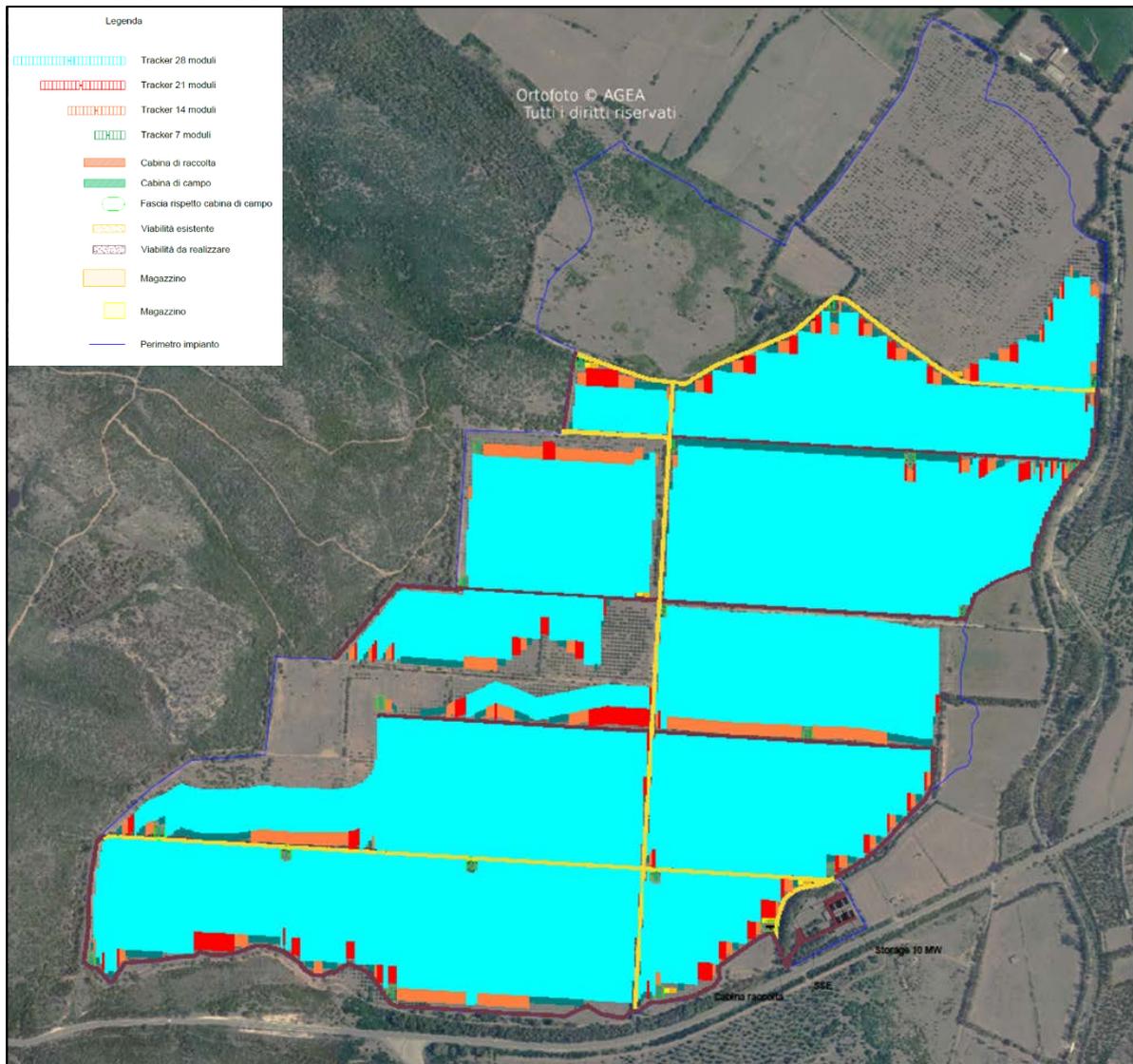
La soluzione tecnologica proposta prevede un sistema ad inseguitore solare in configurazione monoassiale per un totale di:

- 353 Tracker da 7 moduli
- 354 Tracker da 14 moduli
- 161 Tracker da 21 moduli
- 5086 Tracker da 28 moduli

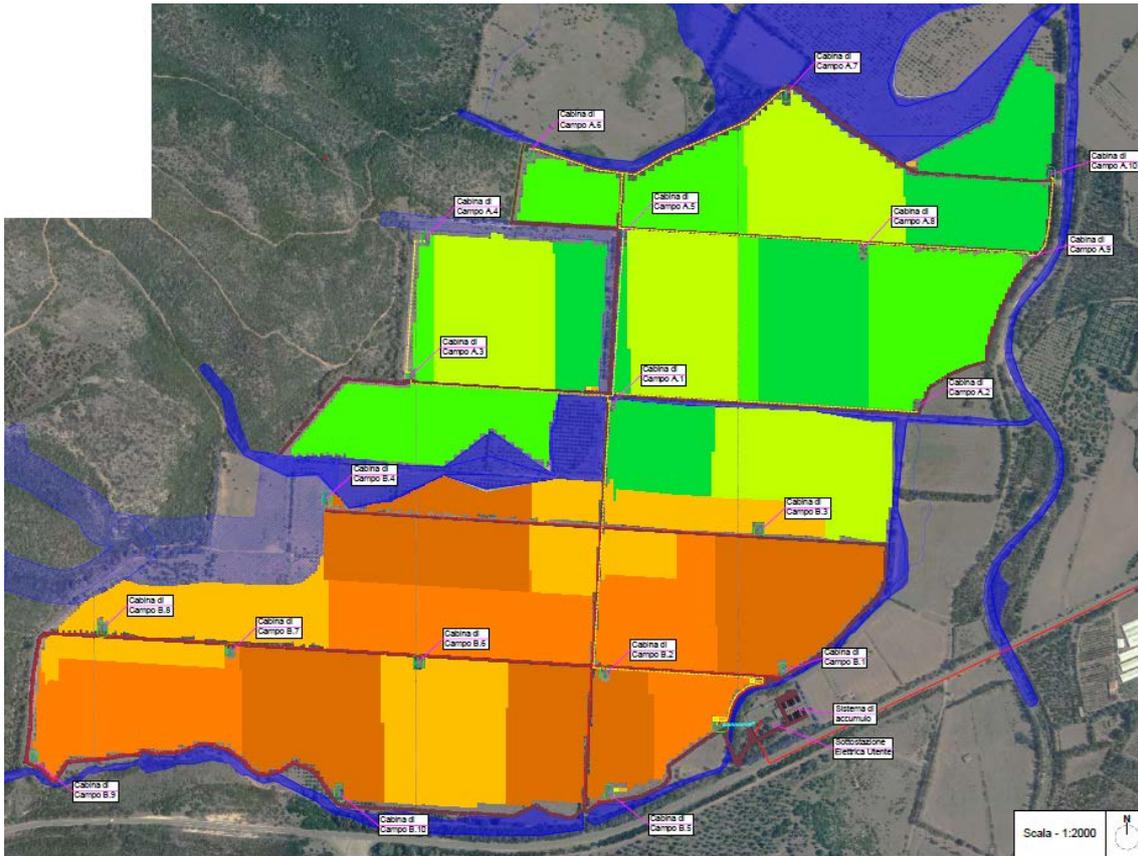
In questo modo nella posizione a +/-55° i pannelli raggiungono un'altezza minima dal suolo di 0,80 m e un'altezza massima di circa 2.9 m. La distanza prevista tra le file di pannelli sarà circa 4.3 m.



Sezione tracker e moduli



Inquadramento progetto su ortofoto



Inquadramento stato di progetto con suddivisione in n.2 dorsali con ognuna 10 sottocampi

L'installazione di pannelli fotovoltaici sulle strutture basculanti (trackers monoassiali), permette contestualmente di utilizzare la stessa area impegnata, sia per le attività di pastorizia o attività agricola sia per la produzione di energia elettrica derivante dalla fonte rinnovabile solare attraverso la conversione fotovoltaica.

Da un punto di vista elettromeccanico l'impianto è costituito da 20 sottocampi e per ogni sottocampo è previsto un sistema di conversione DC/AC con inverter di piccola taglia distribuiti lungo il rispettivo sottocampo. Il sistema di trasformazione prevede l'installazione di trasformatori BT/MT 0,8/30 kV della taglia di 5000 kVA ubicati all'interno di apposite cabine di trasformazione all'interno del campo stesso. L'intero impianto è suddiviso in 2 dorsali, ognuna delle quali conta 10 sottocampi. La singola dorsale ha 10 cabine di sottocampo, collegate tra loro con connessione MT a 30kV in entra-esce. Entrambe le dorsali confluiscono nella cabina di raccolta, dalla quale partiranno i cavidotti a MT verso la sottostazione utente. È previsto inoltre un sistema di accumulo di potenza pari a 10MW, che verrà connesso alle dorsali (5MW di accumulo a dorsale) all'interno della sottostazione utente.

Di seguito si riporta il dettaglio delle caratteristiche costruttive dei sottocampi costituenti la centrale fotovoltaica:

Dorsale	N. stringhe	N. cabine/sottocampi	N. moduli	Pinst (MWp)	P accumulo (MW)
A	4.256	10	76.608	47,49696	5
B	4.256	10	76.608	47,49696	5
	8512	20	153.216	94,99392	10

Tabella 2 - Dettaglio caratteristiche costitutive dei sottocampi.

In ciascuna cabina di sottocampo confluiranno i cavidotti AC di 19 inverter della potenza di 250kVA l'uno, sarà dunque presente un quadro AC in bassa tensione, un trasformatore BT/MT e un quadro MT costituito da due o tre celle (in particolare: protezione trasformatore, arrivo linea - assente nella cabina terminale di ogni dorsale - e partenza linea).

Entrambe le dorsali confluiranno in una cabina di raccolta MT, collocata in adiacenza alla sottostazione elettrica MT/AT per la connessione alla RTN a 150 KV.

La progettazione dei cabinati è stata considerata anche in termini di ingombro volumetrico; la distanza dei trackers dalle aree destinate ad ospitarli è stata infatti fissata in modo che il cabinato non generi effetti di ombreggiamento sui moduli con conseguente perdita di producibilità dell'impianto.

La superficie coperta in progetto (impianto, cabine, accumulo e SEEU elevazione) è dunque di 42,99 ettari, per un indice di copertura del 35,80% (<50%).

Di seguito è riportato il calcolo delle superfici captanti:

Dati di input:

- Superficie captanti singolo tracker da 7 moduli: 19,57 mq
- Superficie captanti singolo tracker da 14 moduli: 39,13 mq
- Superficie captanti singolo tracker da 21 moduli: 58,70 mq
- Superficie captanti singolo tracker da 28 moduli: 78,27 mq
- Superficie cabina accumulo: 409 mq
- Superficie coperta cabina di sottocampo/cabina di raccolta: 31,49 mq
- Superficie SSEU 2000 mq

I cavidotti MT interrati interni al sito collegheranno le cabine di ogni dorsale in entra-esce tra loro e le due dorsali alla cabina di raccolta, che a sua volta sarà collegata alla sottostazione utente. Verranno utilizzati cavi tripolari adatti alla posa direttamente interrata.

I cavidotti interrati AT esterni al sito saranno utilizzati per il collegamento della Sottostazione Utente SSEU alla Nuova Stazione Elettrica che permetterà la connessione del sito alla RTN.

All'interno della sottostazione Utente SSEU, ci saranno i quadri e opere accessorie elettriche necessarie per la raccolta dei cavidotti a 30 kV provenienti dalla cabina di raccolta del parco fotovoltaico i quali verranno elettricamente connessi con il sistema di accumulo per poi effettuare la trasformazione MT/AT 30kV/150kV per effettuare il collegamento in antenna in antenna alla Nuova Stazione Elettrica.

La connessione alla RTN è basata sulla soluzione tecnica minima generale per la connessione STMG, con codice pratica 202201629, ricevuta per l'impianto in oggetto da Terna - Rete Elettrica Nazionale S.p.A. Il documento si propone di fornire una descrizione generale completa del progetto definitivo volto al rilascio da parte delle Autorità competenti, delle autorizzazioni e concessioni necessarie alla sua realizzazione.

Sono previste fasce di distacco dai confinanti di 8 m, la fascia di rispetto stradale per strade extraurbane secondarie (min. 30 m), fasce di distacco dalle strade locali di accesso ai terreni agricoli dell'area e dagli edifici di 15 m.

Le strade interne ai lotti (strada perimetrale e strade interne di raccordo dei filari di pannelli) hanno una larghezza minima di 5 m.

Il progetto prevede che sia nella fase di cantiere che in quella di esercizio l'accesso al campo fotovoltaico consenta un transito agevolato dei mezzi di lavoro e degli autoveicoli addetti alla manutenzione.

6. DESCRIZIONE DEL CAMPO FOTOVOLTAICO

6.1 DISTRIBUZIONE DELLE COMPONENTI PRINCIPALI DELL'IMPIANTO

La tecnologia fotovoltaica consente di trasformare direttamente l'energia solare in energia elettrica attraverso l'effetto fotovoltaico, ossia la proprietà di alcuni materiali semiconduttori di generare elettricità se colpiti da radiazione luminosa ed è definita rinnovabile in quanto:

- è inesauribile;
- non comporta emissioni né di residui né di scorie.

I più significativi vantaggi dell'utilizzo della tecnologia fotovoltaica sono i seguenti:

- assenza di emissioni acustiche in fase di esercizio;
- mancata emissione di monossido di carbonio e anidride carbonica (principali inquinanti dell'effetto serra);
- mancata emissione di ossidi di azoto (principali responsabili dello smog fotochimico);
- mancata emissione di ossidi di zolfo (principali responsabili delle piogge acide).

Un impianto fotovoltaico produce elettricità per 25-30 anni, con poche necessità di manutenzione e una buona resistenza agli agenti atmosferici; i pannelli fotovoltaici più diffusi sono quelli di silicio cristallino (monocristallino e policristallino).

I principali componenti dell'impianto fotovoltaico sono costituiti da:

- **Moduli fotovoltaici** - il progetto prevede l'installazione di moduli fotovoltaici in silicio monocristallino Ja Solar modello JAM72D42, di potenza 620 Wp e dimensioni 2465x1134x35 mm.
- **Tracker** – in carpenteria metallica di acciaio zincato a caldo da 7, 14, 21 e 28 moduli fotovoltaici.
- **Inverter** - saranno installati 380 Inverter, 19 per ogni sottocampo che compone la centrale. Gli inverter, tipo SUNGROW modello SG250HX, sono dotati di n.12 inseguitori indipendenti del punto di massima potenza (MPPT) con input l'uno; ulteriori dettagli in merito al numero di stringhe collegate agli inverter si possono evincere dallo schema unifilare allegato alla presente. La potenza dell'inverter è stata scelta in base alla potenza del generatore fotovoltaico in modo tale da non superare i valori massimi di tensione e corrente ammissibili.
- **Trasformatori** - all'interno di ogni cabina di sottocampo vi sarà un trasformatore MT/BT con rapporto di trasformazione 30kV/0,8kV nel quale confluirà l'energia generata dai 19 inverter del sottocampo; il trasformatore trifase in questione avrà una potenza di 5000kVA.
- **Fascia perimetrale** dotata di doppia fascia arborea e recinzione.
- **Viabilità interna** e piazzole di manovra con relativi dispositivi di illuminazione, antintrusione e videosorveglianza.
- **Opere elettriche** interne agli impianti per la connessione alle cabine di trasformazione, alla cabina di raccolta e alla sottostazione utente.
- **Accumulo** – sistema di accumulo della potenza di 10MW suddiviso equamente nelle due dorsali (5MW a dorsale)

Di seguito si forniscono informazioni di dettaglio sui citati componenti.

6.2 MODULI FOTOVOLTAICI

Il progetto prevede l'utilizzo di moduli monocristallini Ja Solar modello JAM72D42 di potenza 620 Wp e dimensioni 2465x1134mm, incapsulati in una cornice di alluminio anodizzato dello spessore di 35 mm, con un peso totale di 34,6 kg ciascuno.

Ogni singolo tracker ospita n. 7, 14, 21 e 28 moduli disposti in singola fila che formano strutture indipendenti di lunghezza rispettivamente pari a 8,84m, 16,91m, 24,99m, e 33,09m con larghezza pari a 2,465 m.

6.3 TRACKER

Le strutture metalliche sulle quali andranno posati i moduli sono realizzate in alluminio e acciaio zincato, fissate a terra senza utilizzo di calcestruzzo.

I micropali "radice" di sostegno saranno infissi nel terreno con una profondità massima d'incasso di 2,0 m, senza l'utilizzo di materiali quali il calcestruzzo e senza, pertanto, causare danneggiamenti al suolo di sedime. La posa del palo radice nel terreno avviene con battipalo dotato di apposite barre stabilizzatrici e guide laterali. Allo stesso palo vengono poi fissate le strutture di sostegno metalliche dei pannelli, montate affinché possa avvenire il cd. inseguimento solare, ovvero il movimento dei pannelli da Est a Ovest nel corso della giornata (non occorre pertanto alterare sostanzialmente l'area di sedime).

Tale sistema di fissaggio garantisce la stabilità nel tempo della posizione e dell'orientamento dei singoli moduli, costantemente ortogonali ai raggi solari, tenendo conto delle caratteristiche del terreno stesso e delle sollecitazioni dovute alle condizioni atmosferiche.

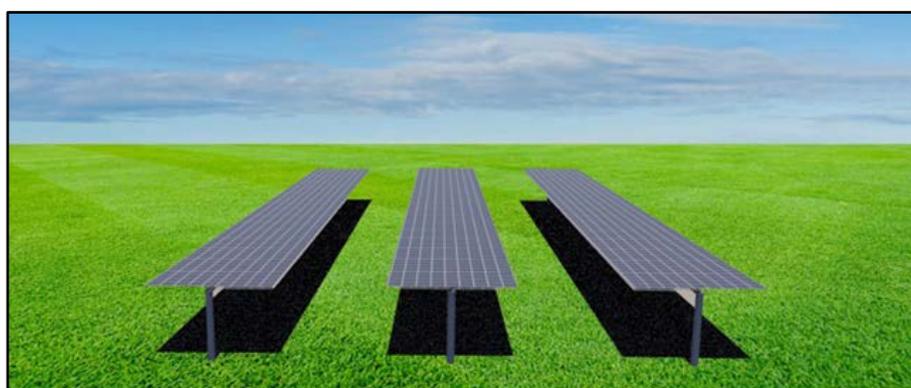
Il suddetto sistema consente altresì, al termine della vita utile dell'impianto e in fase di dismissione dello stesso, una rinaturalizzazione del terreno semplice ed economica.

La soluzione tecnologica proposta prevede l'utilizzo di un sistema a inseguitore solare (tracker) monoassiale, con allineamento dei moduli in direzione nord-sud e rotazione est-ovest fino a $\pm 55^\circ$ rispetto al piano orizzontale (piano di campagna). I singoli tracker, realizzati assemblando multipli di 28 pannelli per avere configurazioni variabili a seconda delle necessità (7, 14, 21 e 28) distanziati di circa 4,3 metri tra gli assi al fine di evitare ombreggiamenti. Ci si riserva di apportare modifiche alla tipologia in fase di progettazione esecutiva nel caso dovessero subentrare esigenze differenti di natura economica e tecnica.

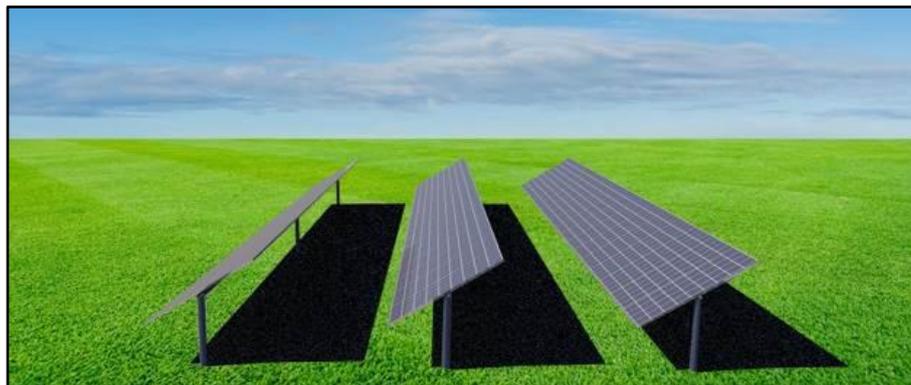
Il sistema di backtracking dei tracker verifica e garantisce che una serie di pannelli non oscuri altri pannelli adiacenti, soprattutto quando l'angolo di elevazione del Sole è basso, all'inizio o alla fine del giorno.



Sistema inseguimento monoassiale (tracker) alle 9:00



Sistema inseguimento monoassiale (tracker) alle 12:00



Sistema inseguimento monoassiale (tracker) alle 16:00

Il sistema è inoltre universale e permette l'installazione di qualsiasi marca e modello di modulo.

L'altezza di posa dei telai proposti permette inoltre un ricircolo d'aria al di sotto dei pannelli, scongiurando fenomeni di autocombustione derivanti dalle possibili alte temperature di esercizio dei moduli fotovoltaici (fino a 65° circa). È comunque prevista la manutenzione del suolo sottostante mediante rimozione regolare della vegetazione infestante da effettuarsi esclusivamente con decespugliatore e senza l'utilizzo di diserbanti.

Le strutture previste sono composte da un inseguitore solare orizzontale, in modo tale che assumano un'inclinazione da -55° a +55° attorno all'asse nord-sud, ma non si esclude l'installazione di altro sistema che, al momento della realizzazione dell'impianto, offra migliori caratteristiche tecniche e/o condizioni economiche più vantaggiose.

Le strutture raggiungono complessivamente un'altezza massima di circa 2,95 m. L'altezza minima rilevata durante la massima inclinazione del modulo sarà pari a 0,80 m. La disposizione degli inseguitori è "in linea", al fine di utilizzare interamente l'intera area e di renderla facilmente raggiungibile e manutenibile in ogni suo punto.

Il posizionamento di tutti gli inseguitori (Layout) si evince dalle specifiche tavole grafiche allegate. L'adozione della soluzione a palo infisso senza fondazioni ridurrà drasticamente la necessità di livellamenti localizzati, necessari invece in caso di soluzioni a plinto.

La struttura del tracker è completamente adattabile secondo le dimensioni del pannello fotovoltaico, le condizioni geotecniche del sito specifico e lo spazio disponibile.

Ogni tracker è dotato di un motorino elettrico con albero a vite senza fine, che trasmette il moto rotazionale al mozzo.

Questo tipo di strutture hanno la caratteristica di poter essere infisse nel terreno senza bisogno di alcun tipo di fondazione in cls, compatibilmente alle caratteristiche geotecniche del terreno e alle prove penetrometriche che verranno effettuate in fase esecutiva; inoltre, come certificato dal costruttore, le strutture sono in grado di supportare il peso dei moduli anche in presenza di raffiche di vento di elevata velocità, di neve e altri carichi accidentali.

In aggiunta alla elevata facilità di installazione e montaggio, si tratta di strutture molto versatili in quanto si adattano alla morfologia del terreno senza necessitare di opere di scavi e reinterri e alle demarcazioni naturali dei campi, sono resistenti agli agenti atmosferici necessitando solo di sporadici interventi di manutenzione ordinaria e rispettano un rapporto di copertura adeguato ad evitare generali effetti di desertificazione del suolo.

I pali, che avranno un profilo in acciaio ad omega o a zeta, per massimizzare la superficie di contatto con il terreno, saranno infissi nello stesso per mezzo di apposito "battipalo".

L'impianto fotovoltaico sarà dunque composto dall'insieme dei moduli, dagli inverter e dai trasformatori elevatori di tensione che saranno collegati tra di loro e, per ultimo, alla rete generale mediante elementi di misura e protezione.

Gli inverter, posti nei locali tecnici nei rispettivi sottocampi, permetteranno di trasformare la corrente continua in uscita dalla centrale fotovoltaica in corrente alternata convogliata nella cabina di consegna/utenza di ciascuna sezione d'impianto.

6.4 INVERTER

La centrale è composta da 20 sottocampi, costituiti ognuno da una "cabina di campo/trasformazione" e i quali saranno suddivisi in 2 gruppi funzionali: 2 dorsali. Ogni dorsale sarà costituita da 10 cabine interconnesse tra loro in entra-esce tramite un collegamento in MT alla tensione nominale di 30 KV, dove n.9 cabine avranno una potenza nominale di produzione rispettivamente pari a: 4.754,16 kWp suddivisi su 19 inverter e n.1 cabina da 4.709,52 MWp supportata sempre da 19 inverter.

Ogni dorsale sarà costituita dunque da 190 inverter, ognuno con 12 sistemi MPPT ai quali verranno collegate stringhe formate da 18 moduli in serie. Ogni inverter gestirà 22 o 24 stringhe da 18 moduli l'una.

Ciascuna "cabina inverter" di ogni sottocampo sarà costituita da una sezione di raccolta AC, una sezione, un quadro AC in bassa tensione, un trasformatore BT/MT e un quadro MT costituito da 2 o 3 celle (in particolare: protezione trasformatore, arrivo linea - assente nella cabina terminale di ogni dorsale - e partenza linea).

Tutte le dorsali confluiranno in una cabina di raccolta MT, collocata in adiacenza alla sottostazione elettrica MT/AT per la connessione alla RTN a 150kV.

Ogni sottocampo (dei 20 presenti) sarà costituito dai seguenti componenti:

1. tracker mono-assiali da 7, 14, 21 e 28 moduli fotovoltaici, per una potenza, rispettivamente, di 4,34 KWp, 8,68 kWp, 13,02 kWp e di 17,36kWp;
2. quadri elettrici in DC;
3. 19 convertitori statici distribuiti DC/AC;
4. quadri elettrici in bassa tensione sez. AC;
5. trasformatore BT/MT;
6. quadri elettrici in media tensione.
7. Trasformatore BT/BT per sistemi ausiliari

Per consentire la trasformazione da corrente continua in corrente alternata è necessaria l'installazione di appositi convertitori statici di energia "Inverter".

Per il progetto in esame sono stati selezionati inverter con le seguenti caratteristiche:

- le uscite in corrente alternata dell'inverter verranno collegate ad un quadro di parallelo AC posizionato all'interno della cabina di trasformazione. Il collegamento elettrico tra ogni inverter ed il quadro di parallelo avverrà attraverso la predisposizione di un cavidotto interrato.



Inverter SUNGROW SG250HX

6.5 STRING BOX

Allo scopo di realizzare le connessioni in parallelo delle stringhe saranno utilizzate delle string box con le seguenti caratteristiche indicative:

Technical Data

APPLICATION DATA

Operating ambient temperature range	-20 °C to +50 °C
Intended installation location	protected outdoors (>1 km from sea)
Conformity with norms	IEC 61439-2 ed 2.0 / EN 61439-2:2011
Altitud above sea level	up to 3000m

ELECTRICAL CHARACTERISTICS

Rated DC voltage (Un)	1500 VDC
Rated DC current per input (Inc)	9,4
Rated DC current per input (10h short-circuit at main output)	1.25 · Inc
DC earthing system	floating positive and negative
Switch disconnecter breaking & making capacity (acc. to IEC 60947-3)	400 A (DC21B 1500 V)
Circuit breaker breaking & making capacity (acc. to IEC 60947-2)	N/A
Contactors breaking & making capacity (acc. to IEC 60947 4-1)	N/A
Switch-disconnector / Circuit breaker / Contactor handle location	direct handle (inside enclosure)
Surge protection on DC ports	1500V DC, type II, I _{max} = 40 kA, U _p ≤ 5.0 kV, no aux. contact
Surge protection on monitoring supply ports	N/A
Surge protection on EIA RS 485 ports	N/A

ENCLOSURE

Enclosure dimensions (H x W x D)	1035 x 835 x 300 mm
Material	glass-fiber reinforced polyester (GFRP)
Degree of protection (acc. to IEC 60529)	IP65
Form factor	cabinet with hinged door(s)
Fixing system	plastic wall mount lugs

Caratteristiche tecniche indicative delle string box.

6.6 TRASFORMATORI

All'interno di ogni sottocampo elettrico saranno previsti i seguenti trasformatori:

- n.1 trasformatore trifase MT/BT 30kV/0,8 kV da 5.000 kVA del tipo in olio (impianto fotovoltaico);
- n.1 un trasformatore BT 0,8/0,4 kV da 20 kVA del tipo in resina (servizi ausiliari);

All'interno di ogni cabina di trasformazione sarà ubicato il trasformatore elevatore con i relativi quadri di protezione e sezionamento, i quadri di parallelo in corrente alternata e il sistema di misura dell'energia prodotta.

Nel dettaglio abbiamo:

- 10 cabine di trasformazione per la dorsale A;
- 10 cabine di trasformazione per la dorsale B;

A sua volta le varie cabine di trasformazione saranno collegate tra di loro in entra-esce: le cabine A.1,A.2 ... A.10 faranno parte della Dorsale A, mentre le cabine B.1, B.2 ... B.10 faranno parte della Dorsale B. Infine le due dorsali saranno collegate con la **cabina di raccolta CR** mediante due cavidotti MT interrati. Dalla cabina di raccolta partono due cavidotti MT che confluiscono nella sottostazione utente SSEU, nella quale verrà effettuata l'elevazione tramite trasformatore AT/MT 150/30 kV.

6.7 QUADRO MT

All'interno della cabina di trasformazione saranno installati anche i quadri MT.

Tali quadri saranno realizzati in lamiera di acciaio zincata e verniciata con polvere epossidica, avranno tensione nominale di esercizio 30 kV e saranno dotati di dispositivi di blocco meccanico che precludono ogni possibilità di errata manovra.

In particolare verranno installati:

- uno scomparto MT con interruttore isolato in SF6, dotato di sezionatore di linea e sezionatore di terra così come previsto dalla norma CEI 0-16, asservito al sistema di protezione di interfaccia (SPI) e al sistema di protezione generale (SPG);
- uno scomparto MT Misure dotato di sezionatore di linea, sezionatore di terra e fusibili di protezione da 2 A. All'interno di tale scomparto saranno installati i trasformatori Voltmetrici (TV) di segnale per le protezioni MT;
- un quadro Mt di arrivo linea dotato di sezionatore di linea e sezionatore di terra, all'interno del quale verrà effettuato il collegamento elettrico della linea in media tensione proveniente dalla cabina di consegna del Distributore.

I sistemi di protezione installati a bordo dei quadri Mt saranno conformi alle specifiche della norma CEI 0-16 e saranno:

- Sistema di protezione di interfaccia SPI:
 - dotato di soglie di protezione di massima tensione, di minima tensione, di massima frequenza permissiva e restrittiva, di minima frequenza permissiva e restrittiva, di massima tensione inversa con sblocco voltmetrico, di minima tensione diretta con sblocco voltmetrico, massima tensione residua con sblocco voltmetrico e soglia limite di massima tensione residua. Inoltre tale protezione sarà predisposta per il comando da remoto di teledistacco.
- Sistema di protezione Generale SPG:
 - dotato di soglie di protezione di massima corrente e di massima corrente omopolare regolate secondo quanto prescritto dal Distributore per il punto di consegna.

6.8 CABINE ELETTRICHE

Le "cabine inverter" di sottocampo saranno costituite da due parti principali affiancate, una costituita da uno shelter metallico del tipo prefabbricato di dimensioni esterne pari a circa 6,10x2,45x2,50 ml e da una seconda costituita da un monoblocco in struttura monolitica autoportante (cemento armato vibrato - CAV), conforme alla norma CEI EN 62271-202 con dimensioni (esterne) pari a circa m. 6,70x2,46x2,46 ml.

I passaggi, previsti per il transito delle persone, saranno larghi almeno 80 cm, al netto di eventuali sporgenze; se dietro un quadro chiuso sarà previsto il transito delle persone, la larghezza del passaggio potrà essere ridotta a 50 cm.

La cabina sarà posata su fondazione realizzata in opera o prefabbricata tipo vasca avente altezza esterna di circa 60 cm (interna di 50 cm) e dotata di fori diametro 18 cm a frattura prestabilita in modo da consentire l'ingresso e l'uscita dei cavi MT/BT nei quattro lati.

La vasca che fungerà da vano per i cavi sarà accessibile da botola su pavimento dei rispettivi locali o da botola esterna.

A completamento delle cabine saranno forniti:

- n. 2 porte di accesso in lamiera o VTR;
- n. 1 porta di accesso in lamiera zincata e preverniciata.

Il calore prodotto dal trasformatore, dai quadri e dagli inverter sarà smaltito tramite ventilazione naturale per mezzo di apposite griglie di aerazione e tramite ventilazione meccanica per mezzo di torrini di estrazione elicoidale.

Le cabine saranno inoltre dotate di:

- punti luce costituiti da plafoniera IP65 con lampada a led da 11 W, avente autonomia di 2h, combinati con interruttore bipolare, presa bipolare e fusibili;
- collettore e anello di messa a terra interno, realizzato con piatto di rame mm 20x5, morsetti e capicorda, compreso il collegamento delle masse metalliche, dei quadri BT, del trasformatore nonché il collegamento del PE degli inverter e del trasformatore;
- accessori antinfortunistici: estintore a polvere, lampada emergenza ricaricabile, guanti isolanti, pedana isolante, cartelli ammonitori vari, schema elettrico di cabina;
- gruppo soccorritore (UPS) per circuiti ausiliari (trascinamento) tipo UPS o HPS (220Vca-220Vca/220Vca-48 24 Vcc /Vca).

6.9 CABINE SERVIZI

Oltre alle cabine elettriche, sono previste due cabine servizi del tipo prefabbricato monoblocco in struttura monolitica autoportante (cemento armato vibrato - CAV), conforme alla norma CEI EN 62271-202 contenenti rispettivamente:

1. il locale misure, il locale tecnico di utente contenente lo scada di impianto FV e il locale servizi igienici;
2. il locale contenente i quadri di protezione e controllo e il server scada a servizio della sottostazione elettrica MT/AT;
3. il locale contenente il quadro di alimentazione e switching (con alimentazione di ricalzo/emergenza da connessione BT ENEL dedicata) servizi ausiliari di sottostazione e di impianto FV (QGBT).

6.10 IMPIANTO GENERALE DI TERRA

L'impianto di terra è progettato per garantire le seguenti prestazioni:

- avere sufficiente resistenza meccanica e resistenza alla corrosione;
- essere in grado di sopportare da un punto di vista termico, le più elevate correnti di guasto prevedibili;

- evitare danni a componenti elettrici ed ai beni;
- garantire la sicurezza delle persone contro le tensioni che si manifestano sugli impianti di terra per effetto delle correnti di guasto a terra.

I dispersori, in base alla tipologia di materiale di cui sono costituiti devono possedere dimensioni atte a garantire la loro resistenza alle sollecitazioni meccaniche e alla corrosione.

Si sceglie di installare come sistema disperdente orizzontale corda nuda in rame di sezione pari a 50 mm² che risulta soddisfare i requisiti previsti dalla normativa tecnica vigente.

L'impianto di terra delle cabine è di tipo "ad anello", con dispersore orizzontale in rame nudo da 50 mm² di sezione, lungo tutto il perimetro delle cabine, interrato un metro di profondità e distante un metro dalle pareti delle cabine. Ad ogni vertice e nella mezzeria dell'anello verrà inserito un dispersore verticale, a picchetto di acciaio zincato, di lunghezza pari a 1,5 m.

Tutte le strutture metalliche dei quadri, dei trasformatori e tutte le masse presenti in cabina di trasformazione verranno collegate al nodo equipotenziale. Tale nodo verrà collegato al dispersore orizzontale ad anello che circonda la cabina e all'impianto di terra del campo fotovoltaico.

Si prevede, la posa di una corda nuda di rame alla base dello scavo del cavidotto principale che attraversa l'impianto di produzione. Le strutture metalliche dei tracker dovranno essere collegate al dispersore orizzontale tramite un conduttore di protezione in rame tipo FG16-R16 di sezione pari a 35 mm². I singoli tracker affiancati sulla stessa fila, dovranno essere collegati tra di loro tramite un collegamento equipotenziale realizzato con conduttore in rame tipo FG16-R16 di sezione pari a 50 mm².

In prossimità di ogni inverter verrà realizzato un nodo equipotenziale in cui saranno collegati il conduttore equipotenziale esterno all'inverter, il conduttore equipotenziale interno all'inverter e la struttura metallica di supporto dello stesso convertitore. Tale nodo equipotenziale, verrà collegato al dispersore orizzontale tramite conduttore di terra realizzato in cavo di rame tipo FG16-R16 di sezione pari a 35 mm².

La recinzione del campo fotovoltaico verrà realizzata con griglia metallica rivestita in plastica, per cui non è necessario il collegamento a terra, ai sensi dell'allegato F.1 della norma CEI 11.1. I cancelli d'ingresso al campo fotovoltaico andranno messi a terra, in quanto masse estranee.

6.11 SISTEMA DI ACCUMULO

Il sistema di accumulo è situato in due container e si compone di 4 BESS per un totale di 144 Rack di batterie e una potenza di 10MW. A loro volta sono suddivisi nelle due dorsali, in particolare 2 BESS a dorsale per un totale di 72 Rack di batterie per ogni dorsale. Ogni BESS contiene un convertitore statico DC/AC che permette la conversione da tensione continua a tensione alternata dei due BESS appartenenti alla singola dorsale, prima di effettuare la trasformazione BT/MT per la connessione elettrica alla rispettiva dorsale (questa connessione avverrà all'interno della SSEU). Il trasformatore MT/BT che innalzerà la tensione avrà una potenza di 5000kVA e un rapporto di tensione pari a 30kV/0,5kV.

7. OPERE CIVILI E SERVIZI AUSILIARI

Le opere civili consistono in tutte quelle opere e manufatti connessi all'impianto fotovoltaico in progetto.

Demolizione fabbricati esistenti:

All'interno del perimetro dell'impianto è presente un rudere accatastato al Foglio 31, particella 515, che verrà preventivamente demolito per far spazio all'impianto Fotovoltaico. Il materiale di risulta prodotto dalla fase di demolizione, verrà prontamente smaltito secondo le procedure previste dalla legge ai sensi dell'articolo 184-ter, comma 2, del decreto legislativo **3 aprile 2006, n. 152**" contenuto nel decreto 27 settembre 2022 n. 152, emanato dal Ministero della Transizione Ecologica e pubblicato in **Gazzetta Ufficiale (n. 246 del 20 ottobre 2022)**.

7.1 VIABILITÀ

La fattibilità dell'intervento dal punto di vista logistico è stata valutata analizzando i collegamenti con le reti infrastrutturali del territorio e individuando la capacità di queste a soddisfare le nuove esigenze indotte dall'intervento proposto. Sono state verificate le capacità di carico delle reti viarie, fondamentali per la fase di costruzione dell'impianto e analizzate le possibilità di allaccio alla rete elettrica nazionale.

L'opera in progetto prevede in ogni caso la realizzazione di una viabilità circolare perimetrale dove possibile ai filari di pannelli (principale) ed una minima viabilità interna di raccordo degli stessi (secondaria), esclusa al traffico civile, comunque percorribile anche da autovetture ed utilizzata anche per la fase di cantiere.

La viabilità, almeno quella perimetrale, sarà realizzata in modo da consentire la circolazione anche in caso di maltempo (salvo neve e/o ghiaccio); a questo scopo il fondo della carreggiata avrà sufficiente portanza, ottenibile mediante la formazione di una massicciata o inghiaatura (l'asfaltatura è da escludere) ed attraverso il costipamento dello strato costituito da granulare misto stabilizzato con macchine idonee.

Data la debole intensità del traffico, la velocità modesta dello stesso e la quasi unidirezionalità dei flussi, la strada in progetto sarà ad un'unica carreggiata, la cui larghezza (minima 4 metri e massima 6 metri) va contenuta nel minimo necessario ad assicurare il transito in sicurezza dei veicoli e sarà assicurata la loro continua manutenzione.

Tale disponibilità di una rete viabile adeguata alle necessità dei lavori costituisce premessa irrinunciabile per lo svolgimento degli stessi e per le successive opere di manutenzione ordinaria che dovranno effettuarsi negli anni successivi alla realizzazione dell'investimento.

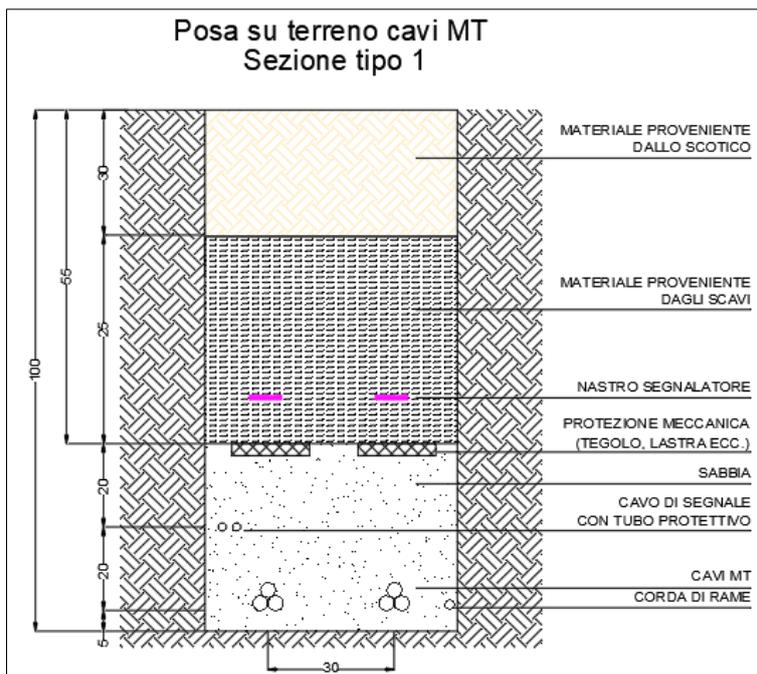
La realizzazione della viabilità principale e secondaria comprende:

- il compattamento del piano di posa della fondazione stradale (sottofondo) nei tratti in trincea per la profondità e con le modalità prescritte dalle norme tecniche, fino a raggiungere in ogni punto un valore della densità non minore del 95% di quella massima della prova AASHTO modificata, ed una portanza caratterizzata in superficie da un modulo di deformazione $M_d \leq 50 \text{ N/mm}^2$ in funzione della natura dei terreni e del rilevato;
- la posa di geotessile non tessuto costituito esclusivamente da fibre in 100% polipropilene a filamenti continui spunbonded, stabilizzato ai raggi UV;
- la massicciata stradale eseguita con tout-venant da impianti di recupero rifiuti derivanti dall'attività di costruzione/demolizione a distanza non superiore ai 20 km. Granulometria 0/63 mm, limite di fluidità non maggiore di 25 ed indice di plasticità nullo, portanza espressa da un modulo di deformazione M_d non inferiore a 80 N/mm^2 ricavato dalle prove con piastra avente diametro di 30 cm.

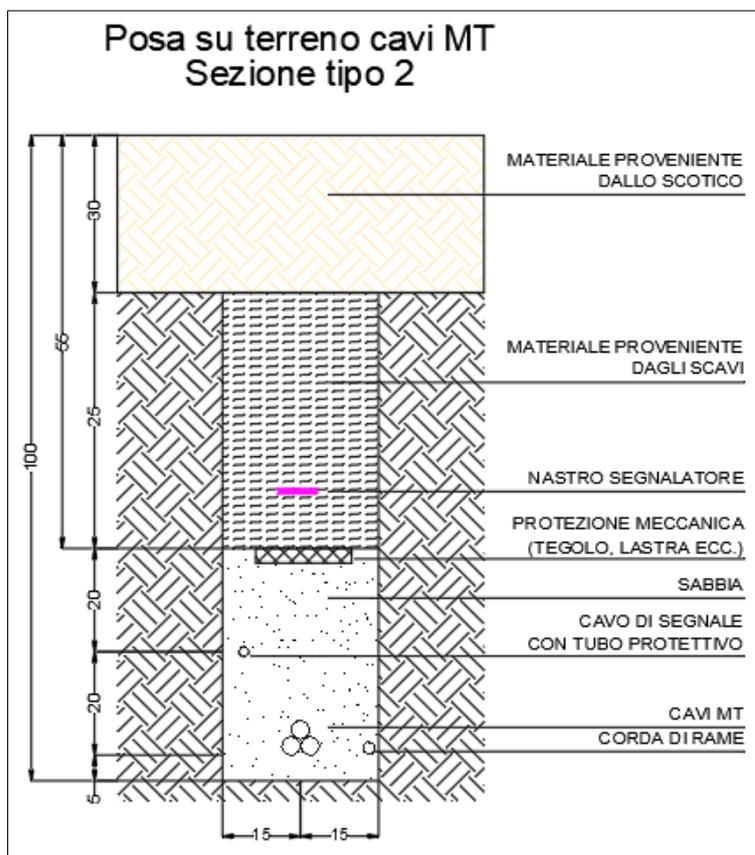
7.2 SCAVI

Gli scavi a sezione ristretta, necessari per la posa dei cavi elettrici avranno ampiezza variabile tra 30 e 100 cm e profondità massima di 200 cm. La larghezza dello scavo potrà variare in relazione al numero di linee elettriche (terne di cavi) che dovranno essere posati. Gli scavi, effettuati con mezzi meccanici, saranno realizzati evitando scoscendimenti, franamenti, ed in modo tale che le acque scorrenti alla superficie del terreno non abbiano a riversarsi nei cavi. I materiali rinvenuti dagli scavi a sezione ristretta, realizzati per la posa dei cavi, saranno momentaneamente depositati in prossimità degli scavi stessi o in altri siti individuati nel cantiere. Successivamente lo stesso materiale sarà riutilizzato per il rinterro. I materiali in eccedenza rinvenuti per la realizzazione delle fondazioni e degli scavi potranno essere utilizzati per l'appianamento dell'area di installazione. Trattandosi di scavi poco profondi, in terreni naturali lontani da strade, sarà possibile evitare la realizzazione delle armature, qualora la natura del terreno sia sufficientemente compatta.

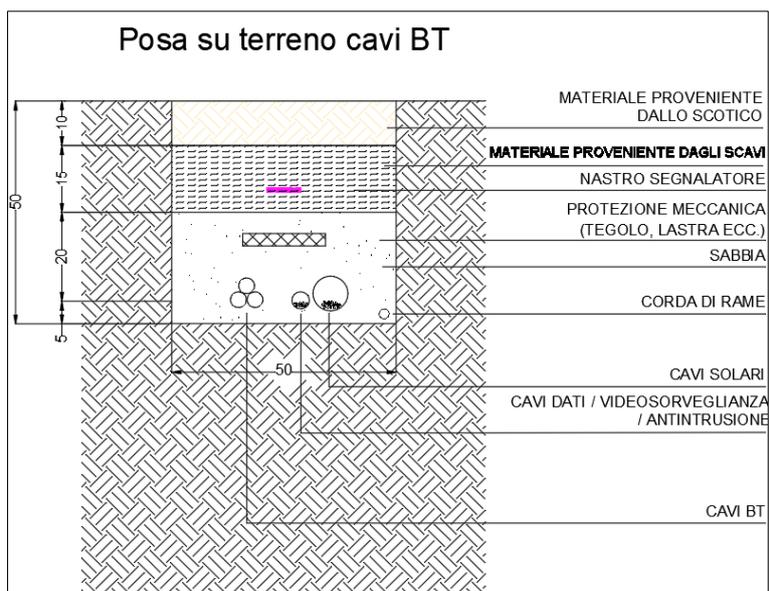
Si riportano di seguito le immagini di due sezioni tipo relative alla posa dei cavidotti MT e BT interrati:



Sezione tipo 1 cavidotti MT interrati.



Sezione tipo 2 cavidotto MT interrato.



Sezione tipo cavidotto BT interrato.

7.3 INFISSIONE PALI DEI TRACKER

I tracker hanno la caratteristica di poter essere infissi attraverso i pali nel terreno senza bisogno di alcun tipo di fondazione in cls, compatibilmente alle caratteristiche geotecniche del terreno e alle prove penetrometriche che verranno effettuate in fase esecutiva; inoltre, come certificato dal costruttore, le strutture sono in grado di supportare il peso dei moduli anche in presenza di raffiche di vento di elevata velocità, di neve e altri carichi accidentali.

I pali, che avranno un profilo in acciaio omega o zeta per massimizzare la superficie di contatto con il terreno - la cui profondità di posa dipende dal tipo di terreno - saranno infissi nel terreno per mezzo di apposito "battipalo".

7.4 POSA MODULI

I moduli verranno posati da squadre di 3 operatori cad., coadiuvati da un mezzo di trasporto e sollevamento (muletto da cantiere). I moduli saranno adagiati sulle strutture di supporto dei tracker ed a queste fissate per mezzo di appositi sistemi di bloccaggio a vite.

7.5 REALIZZAZIONE DEI CAVIDOTTI

Verranno eseguiti degli scavi a sezione obbligata, per mezzo di escavatori meccanici, avendo cura di sistemare temporaneamente il materiale inerte su uno dei due bordi di scavo, in modo da lasciare l'altro libero per la posa dei corrugati e/o dei cavi elettrici che verranno posati all'interno dello scavo.

Qualora si attui la posa diretta del cavo, senza la protezione di cavidotto in apposito corrugato, si dovrà predisporre un letto di posa in sabbia, atto a proteggere i cavi da danneggiamenti meccanici.

La sabbia andrà stesa entro lo scavo prima e subito dopo la posa del cavo stesso.

Sopra il secondo strato di sabbia, dovrà essere predisposta apposita bandella di guardia, atta a segnalare la presenza del cavidotto in tensione.

7.6 RECINZIONI E CANCELLI

Contestualmente all'installazione dell'impianto fotovoltaico in progetto si prevede la realizzazione di una recinzione lungo il perimetro di confine allo scopo di proteggere l'impianto. Tale recinzione non presenterà cordoli di fondazione posti alla base, ma si procederà con la sola infissione dei pali a sostegno, ad eccezione dell'area di accesso in cui sono presenti dei pilastri a sostegno della cancellata. La recinzione sarà realizzata con una rete grigliata in acciaio zincato, rivestita in PVC, di 2,10 m di altezza, sorretta da pali metallici.

Le opere di recinzione sul fronte stradale in particolare saranno realizzate a giorno o con siepi verdi, prevedendo, quando possibile, anche alberature. Lungo i margini del lotto adiacenti ai confinanti, la recinzione verrà realizzata lungo il confine stesso, mentre sui fronti stradali verrà arretrata di alcuni metri e verrà realizzata una fascia alberata di schermatura.

I sostegni che verranno utilizzati saranno pali in profili ad U o similari. La rete metallica per recinzione sarà di tipo "a maglia romboidale" 50 x 50 mm plastificata di colore verde, in filo di ferro zincato, diametro 2 mm, di altezza circa 2 m ancorata a pali di sostegno in profilato metallico con sezione U (o similare) in acciaio zincato di dimensioni 80x60 mm. I pali, alti 2,1 m, verranno conficcati nel terreno per una profondità pari 0,8 m e controventati con paletti in ferro zincato della stessa sezione, posti ad interasse non superiore a 3 m. Questi presenteranno giunti di fissaggio laterale della rete sul palo e giunti in metallo per il fissaggio di angoli retti e ottusi.

La recinzione lungo il confine con il lotto adiacente verrà inoltre posizionata ad un'altezza da terra di circa 10 cm, al fine di permettere alla piccola fauna presente nella zona di utilizzare l'area di impianto, mentre lungo i fronti stradali saranno previsti dei ponti ecologici consistenti in cunicoli delle dimensioni di 100x20 cm sotto la rete metallica.

I cancelli (pedonali e carrabili) saranno realizzati in tubolari di acciaio e rete elettrosaldata, agganciati a profili tubolari quadrati in acciaio di dimensioni 10x10 cm ancorati al suolo tramite blocchi di fondazione in cls di dimensioni 50x50x50 cm su magrone di sottofondazione di spessore 10 cm, saranno completi di guida di scorrimento fissa e serratura.

Sarà previsto anche un impianto di illuminazione, attivabile solo in caso di emergenza, oltre ad un sistema di allarme e videosorveglianza.

7.7 FONDAZIONI CABINE ELETTRICHE

Le opere civili relative alle cabine elettriche consistono nelle casseforme e nel calcestruzzo di fondazione.

Le Casseforme sono in legname grezzo per getti di calcestruzzo semplice o armato per opere in fondazione con armature di sostegno.

La Rete elettrosaldata è costituita da barre di acciaio B450C conformi al DM 14/09/2005 e successive modifiche, a aderenza migliorata, in maglie quadre in pannelli standard, con diametro delle barre FI 8, maglia cm 15x15.

Il calcestruzzo a durabilità garantita per opere strutturali in fondazione avente classe di consistenza S4, con dimensione massima dell'aggregato inerte di 31,5 mm, confezionato con cemento 32,5 e gettato entro le apposite casseforme, avente resistenza caratteristica RCK pari a 30 N/mm² e classe di esposizione XC1 - XC2 norma UNI EN 206-1.

7.8 IMPIANTO DI ILLUMINAZIONE

L'impianto di illuminazione è previsto su tutto il perimetro dell'impianto e sarà realizzato con pali tra loro distanti circa 20 m e di altezza di 6m, adatto ad illuminare il perimetro dell'area. Essi saranno dotati di lampade del tipo cut-off e di elevata efficienza a led, della potenza massima di 71W.

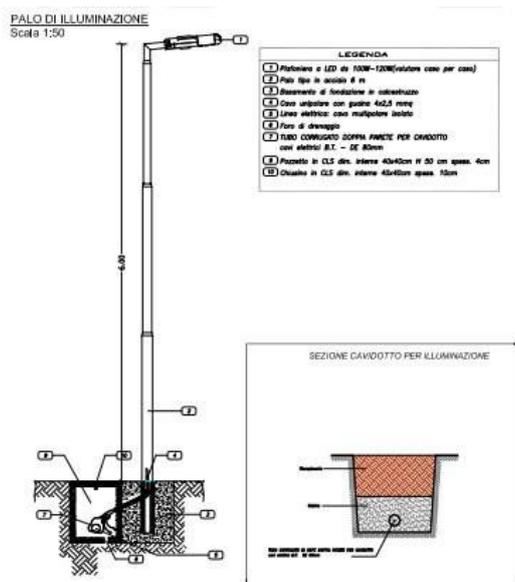
È stata prevista una alimentazione continua per i punti di accesso e per le aree a maggiore frequentazione, come le strade esterne, mentre la restante parte si doterà di sensori di movimento in grado di accendersi in vicinanza di una sagoma avente caratteristiche simili a quelle umane. Scopo di tale scelta è quello di rendere

minimo l'impatto ambientale e l'inquinamento luminoso, oltre a salvaguardare la fauna selvatica presente in zona.

Il sistema d'illuminazione sarà alimentato da una trifase a 400V, che potrà essere servita da gruppo di continuità e relative batterie di accumulo, in modo da ridurre i consumi energetici e sfruttare la generazione di energia da fonte rinnovabile. Il sistema sarà alimentato dai trasformatori 0,6/0,4 kV presenti in ognuna delle 6 cabine di campo.

Di seguito si riportano le due tipologie scelte per i pali di illuminazione e videosorveglianza.

Tali tipologie saranno realizzate con pali zincati, verniciati, in grado di portare il corpo illuminante e le telecamere, e verranno disposti ad una distanza di 20 m intervallando un palo di illuminazione ed uno di illuminazione con due telecamere e rilevatore di movimento.



7.9 SISTEMA DI VIDEOSORVEGLIANZA

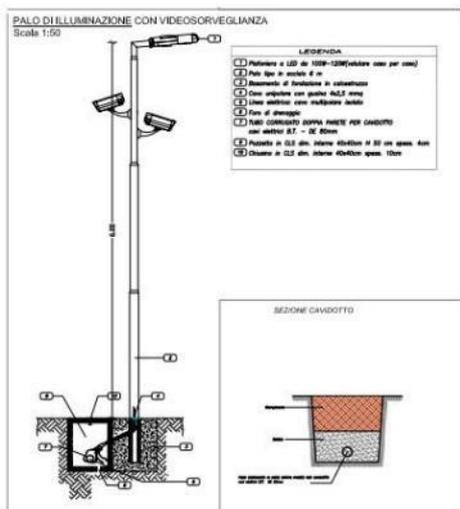
L'impianto di videosorveglianza sarà realizzato utilizzando le strutture dell'impianto di illuminazione. Si avrà l'installazione di telecamere sui pali di illuminazione serviti dal gruppo di continuità, lungo tutto il perimetro, posizionate ad una altezza minima di 5 m di altezza, lungo il perimetro dell'impianto, con sistema di monitoraggio da una centrale in luogo remoto.

Le telecamere di videosorveglianza saranno di tipo professionale con led infrarossi (con visione perfetta anche in assenza di luce) con 480 linee tv. Dotata di filtro IR meccanico automatico che permette di avere colori fedeli durante il giorno e la visione IR in notturna e in maniera completamente automatica.

Le telecamere saranno disposte sui vari pali a 180° in modo da garantire un'ampia visualizzazione su tutto il perimetro dell'impianto.

Grazie alla tecnologia ad infrarossi, potranno rilevare e registrare anche in assenza di illuminazione notturna. Infatti, nelle zone meno importati l'illuminazione sarà accesa solo in presenza di sagome in movimento o in caso di attivazione manuale dell'accensione.

La telecamera dovrà avere una buona visualizzazione su una distanza di almeno 30m con un angolo di visualizzazione di 150°, tale da coprire adeguatamente il perimetro dell'area di impianto controllato.



Palo di illuminazione con due telecamere.

Le telecamere dovranno registrare i movimenti, inviando un segnale di allarme e una registrazione dovranno controllare l'intero perimetro della recinzione, con particolare attenzione ai punti critici, realizzati in prossimità delle cabine elettriche e nelle zone di attraversamento. Le telecamere saranno collegate ad un sistema di registrazione, DVR, posizionato in cabina di consegna e controllabile, tramite rete, anche da remoto.

Le telecamere saranno dotate di sensore di movimento ed a infrarosse. Solo per quelle poste in prossimità di cabine ed accessi, si potranno installare telecamere PTZ motorizzate (Pan – movimento orizzontale, Tilt – movimento verticale e Zoom). L'impianto di videosorveglianza dovrà essere realizzato mediante l'impiego di telecamere dotate di rilevamento di movimento.



Telecamera night and day.

La tecnologia AHD è la più recente evoluzione che riguarda il mondo della sorveglianza.

La caratteristica principale rispetto alle obsolete CCTV analogiche è la presenza di sensori CMOS Megapixel che consentono riprese nitide prive di disturbi con un'elevata capacità di elaborazione d'immagine sia di giorno che di notte. Ad esempio, la nuova tecnologia Vultech AHD permette di raggiungere risoluzioni in Live di HD960p -1.3MPX (1280X960) prima ottenibili solo con tecnologia IP. Caratteristica fondamentale di questa telecamera AHD Vultech è la funzione DUAL-MODE. Tramite il telecomando OSD sarà possibile cambiare in qualsiasi momento la tecnologia della telecamera, scegliendo AHD (Digitale) o Analogia tradizionale.

7.10 OPERE DI MITIGAZIONE

L'intervento che prevede la messa a dimora di specie arbustive o arboree autoctone, con un focus particolare sulla utilizzazione di piante come l'ulivo già presenti all'interno del perimetro dell'impianto, può offrire diversi vantaggi e impatti positivi:

Conservazione delle specie autoctone: Utilizzando piante autoctone, si preserva la biodiversità locale e si aiuta a mantenere gli ecosistemi naturali, contribuendo alla conservazione delle specie vegetali caratteristiche della zona.

Adattamento al clima locale: Le piante autoctone tendono ad essere meglio adattate alle condizioni climatiche e al terreno del luogo, richiedendo di solito minori interventi di manutenzione e irrigazione rispetto alle piante non native.

Sostenibilità ambientale: La scelta di specie autoctone può promuovere la sostenibilità ambientale in quanto riduce la necessità di utilizzare risorse aggiuntive come acqua e sostanze chimiche per la crescita e la manutenzione delle piante.

Stabilizzazione del suolo e prevenzione dell'erosione: Gli arbusti e gli alberi autoctoni hanno radici più adatte a stabilizzare il terreno, riducendo il rischio di erosione e migliorando la qualità del suolo.

Benefici estetici e paesaggistici: Le piante autoctone spesso si integrano meglio nel paesaggio circostante, contribuendo a migliorare l'aspetto estetico dell'area e ad offrire un habitat più naturale per la fauna locale.

Riduzione dell'impatto ambientale: L'uso di piante autoctone può ridurre l'impatto negativo sull'ambiente causato dalla diffusione di specie invasive non native, che potrebbero danneggiare gli ecosistemi locali.

Cultura e identità locale: Utilizzare specie autoctone, come l'ulivo in questo caso specifico, può anche contribuire a preservare e promuovere la cultura locale, dato che queste piante spesso hanno una forte connessione con la storia e le tradizioni della zona.

In generale, la scelta di utilizzare piante autoctone, come l'ulivo nel vostro progetto di messa a dimora, può portare numerosi benefici sia in termini ambientali che culturali, contribuendo alla sostenibilità e alla conservazione dell'ecosistema locale.

8. DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO

Le fasi principali relative alla costruzione e messa in esercizio di un impianto fotovoltaico a terra sono le seguenti:

1. preparazione della viabilità di accesso: operai specializzati, mediante l'impiego di macchine operatrici, provvederanno alla manutenzione delle strade esistenti tramite eliminazione di erbe infestanti ed eventuali piante cespugliose che invadono le carreggiate, nei tratti di viabilità rurale caratterizzata da traffico limitato. Dove necessario verrà regolarizzato il fondo stradale;

2. impianto del cantiere: questa fase riguarda tutte le operazioni necessarie per delimitare le aree di cantiere e per realizzare le piazzole di stoccaggio dei materiali, ricovero e manutenzione dei mezzi d'opera, nonché i punti in cui verranno installati le cabine di servizio per il personale addetto e i box per uffici, spogliatoi, servizi igienici, spazio mensa, depositi per piccola attrezzatura e minuterie, ecc. Tali lavori comprenderanno:

- verifica catastale dei confini utili al tracciamento della recinzione dell'impianto così come verrà autorizzata;
- livellamento e spianamento delle aree di cantiere destinate alla posa delle cabine per il personale e box uffici, servizi igienici, ecc.;
- compattazione del terreno nelle zone che saranno soggette a traffico veicolare e movimentazione di mezzi d'opera;
- infissione dei pali lungo tutti i perimetri delle aree e montaggio della rete a maglia sciolta con ingressi dotati di cancelli;
- realizzazione di un impianto di illuminazione e di videosorveglianza.

3. pulizia dei terreni: operai specializzati tramite l'utilizzo di trincia erba puliranno il terreno, al fine di ottenere delle aree prive di ostacoli vegetali e facilmente accessibili ai tecnici per le successive operazioni di picchettamento;

4. picchettamento delle aree: i tecnici di cantiere mediante l'impiego di strumentazioni topografiche con tecnologia GPS, individueranno i limiti e i punti significativi del progetto, utili al corretto posizionamento dei moduli FV;

5. livellamento del terreno: eventuali parti di terreno che presentano dei dislivelli incompatibili con l'allineamento del sistema tracker – pannello, verranno adeguatamente livellati da operai specializzati che si serviranno di macchine operatrici. L'eliminazione delle asperità superficiali, al fine di rendere agevoli le operazioni successive, interesserà unicamente lo strato superficiale del terreno per una profondità di circa 20 – 30 cm: in questo modo si rispetterà l'andamento naturale del terreno che presenta solo delle leggere acclività;

6. viabilità interna: operai specializzati, mediante l'impiego di macchine operatrici, provvederanno alla realizzazione della viabilità interna, delle aree di stoccaggio dei materiali e di sosta delle macchine e mezzi, e delle piazzole per la posa delle cabine di trasformazione;

7. rifornimento delle aree di stoccaggio: tutti i materiali utili al completamento del progetto saranno approvvigionati in apposite aree di stoccaggio per mezzo di autocarri o trattori. Gli operai giungeranno nelle aree di cantiere per mezzo di autovetture private, piccoli autocarri o pulmini;

8. movimentazione dei materiali e delle attrezzature all'interno del cantiere: si prevede che la movimentazione di materiali ed attrezzature venga effettuato per mezzo di muletti o gru che scaricheranno il materiale dagli autocarri e caricheranno, in seguito al loro deposito nelle aree di stoccaggio, appositi rimorchi trainati da trattori adatti al transito all'interno di terreni agricoli;

9. scavo trincee, posa cavidotti e rinterri: mediante l'impiego di adeguate macchine operatrici (escavatori cingolati e/o gommati), si provvederà allo scavo delle trincee di posa delle condotte in cui saranno posati i cavi per la bassa, media e alta tensione. A seconda del tipo di intensità elettrica che percorrerà i cavi interrati, la profondità dello scavo potrà variare da un minimo di 50 cm, per i cavi BT, ad un massimo di 160 cm per i

cavi AT. Le zone interessate da questa lavorazione saranno quelle in prossimità della viabilità interna all'impianto, anche in funzione della successiva manutenzione in caso di guasti;

10. posa delle cabine e storage: mediante l'impiego di autogrù verranno posate le cabine BT/MT e lo storage;

11. infissione dei pali di sostegno nel terreno: operai specializzati tramite l'uso di idonea macchina battipalo, provvederanno all'infissione nel terreno dei supporti (pali metallici) su cui andranno montati e ancorati i telai di sostegno dei pannelli fotovoltaici;

12. montaggio dei telai metallici di supporto dei moduli: sui pali infissi nel terreno verranno ancorati i telai di sostegno dei moduli fotovoltaici, da operai specializzati con ausilio di attrezzatura manuale e/o macchinari per il trasporto di materiali metallici;

13. montaggio dei moduli FV: sui supporti metallici verranno ancorati i moduli (o pannelli) fotovoltaici;

14. realizzazione rete di distribuzione dai pannelli alle cabine e cablaggio interno: tutti i pannelli saranno adeguatamente collegati ai relativi inverter distribuiti lungo il rispettivo sottocampo; questi verranno connessi alla rispettiva cabina di campo in cui vi sarà il trasformatore BT/MT. Le cabine dalla A.1 alla A.9 (appartenenti alla dorsale A) e dalla B.1 alla B.9 (appartenenti alla dorsale B) moduli fotovoltaici tale da raggiungere una potenza nominale di 4.754,16 kWp, mentre le cabine A.10 e B.10 serviranno un numero di moduli fotovoltaici tali da raggiungere una potenza collegata di circa 4.709,52 kWp: si prevede di installare un numero di cabine pari a 20 (10 per ogni dorsale), per un totale di 94.993,92 kWp di potenza totale installata;

15. cablaggio della rete di distribuzione dalle cabine alla sottostazione: tutte le cabine di trasformazione BT/MT andranno collegate in entra-esce tra loro fino a raggiungere la cabina di raccolta e successivamente la sottostazione di trasformazione MT/AT. Operatori specializzati inseriranno gli appositi cavi elettrici all'interno dei cavidotti già predisposti e collegheranno gli stessi tramite morsettiere fino alla sottostazione;

16. realizzazione sottostazione di trasformazione MT/AT: gli interventi previsti per la realizzazione della sottostazione comprendono le seguenti attività:

- messa in opera della recinzione metallica e cancello di ingresso;
- posa dei pali di illuminazione;
- messa in opera dell'impianto di videosorveglianza;
- realizzazione delle platee in calcestruzzo armato per la posa dei trasformatori;
- posa del locale prefabbricato per i cavi in MT provenienti dalla cabina di raccolta;
- posa dei quadri di protezione AT e quadri di distribuzione per servizi ausiliari;
- posa dei 2 trasformatori con l'impiego di un auto gru;
- montaggio dispositivi di sgancio e sezionamento.

Si tratterà di una lavorazione di elevata complessità per il numero di lavorazioni e per il contenuto tecnico delle stesse che impiegherà per più mesi personale specializzato, tecnici e comporterà l'utilizzo di varie attrezzature quali ruspe, escavatori, autocarri, autogrù e altri mezzi per la movimentazione di materiali ed attrezzature;

17. posa dei cavi dalla sottostazione alla esistente linea di alta tensione: si tratta della lavorazione con la quale si realizzerà il collegamento tra la sottostazione di trasformazione MT/AT fino alla nuova Stazione Elettrica. In particolare, i cavi verranno posati direttamente nel terreno e in strada fino alla nuova Stazione Elettrica di Terna (salvo eventuali interferenze lungo la tratta Sottostazione Utente – Nuova Stazione Elettrica, consultabili negli allegati);

18. rimozione delle aree di cantiere secondarie: si tratta della fase conclusiva del cantiere principale e dei vari sotto-cantieri, una volta terminate tutte le necessarie lavorazioni per la realizzazione dell'impianto fotovoltaico;

19. realizzazione delle opere di mitigazione: contemporaneamente alle fasi di rimozione del cantiere si inizieranno a realizzare le opere di mitigazione previste dal progetto e dal piano del verde: preparazione e trattamento del terreno e impianto delle nuove essenze arboree (arbusti e alberature);

20. definizione dell'area di cantiere permanente: si tratta della predisposizione di un'area destinata ad accogliere le macchine e le attrezzature necessarie ed indispensabili per la corretta gestione e manutenzione del parco fotovoltaico, per l'intera vita utile dell'impianto stimata in 25-30 anni.

9. CRONOPROGRAMMA

Ricevute tutte le autorizzazioni e le concessioni riguardanti il nuovo impianto e la relativa connessione, i tempi di realizzazione delle opere necessarie saranno in linea di massima brevi, presumibilmente nell'ordine di 18 mesi.

Sarà comunque stilato un programma cronologico delle operazioni prima dell'inizio dei lavori, dove saranno rese chiare le operazioni prioritarie e le responsabilità della direzione degli stessi.

CRONOPROGRAMMA COSTRUZIONE - PROGETTO HELIANTO																		
	Mese 1	Mese 2	Mese 3	Mese 4	Mese 5	Mese 6	Mese 7	Mese 8	Mese 9	Mese 10	Mese 11	Mese 12	Mese 13	Mese 14	Mese 15	Mese 16	Mese 17	Mese 18
Forniture																		
Moduli FV																		
Inverter e trafi																		
Cavi																		
Quadristica																		
Cabine e storage																		
Strutture metalliche																		
Costruzione - Opere civili																		
Approntamento cantiere																		
Preparazione terreno																		
Realizzazione recinzione e sorveglianza																		
Realizzazione viabilità di campo																		
Posa pali di fondazione																		
Posa strutture metalliche																		
Montaggio pannelli																		
Scavi posa cavi																		
Posa locali tecnici																		
Opere idrauliche																		
Opere impiantistiche																		
Collegamenti moduli FV																		
Installazione inverter e trafi																		
Posa cavi																		
Allestimento cabine e storage																		
Allestimento stazione utenza trasformazione																		
Linea di connessione campo FV-SE Terna																		
Commissioning e collaudi																		

Cronoprogramma

10. COMPONENTI IN ALTA TENSIONE

10.1. PREMESSA

La connessione dell'impianto sarà effettuata attraverso un elettrodotto a 150kV collegato in antenna su una nuova Stazione Elettrica di Trasformazione a 380/150 kV della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN), da inserire in entra-esce sulla linea RTN a 380 kV denominata "Rumianca - Villasor".

10.2. TRASFORMATORI

Il trasformatore trifase in olio per trasmissione in alta tensione, con tensione primaria 150 KV e secondaria 30 kV, è costruito secondo le norme CEI 14-4, con nuclei magnetici a lamierini al Fe e Si a cristalli orientati a bassa cifra di perdita ed elevata permeabilità. I nuclei sono realizzati a sezione gradinata con giunti a 45° e montati a strati sfalsati (esecuzione step lap) per assicurare una riduzione delle perdite a vuoto ed un migliore controllo del livello di rumore.

Gli avvolgimenti vengono tutti realizzati con conduttori in rame elettrolitico E Cu 99.9%, ricotto o ad incrudimento controllato, con isolamento in carta di pura cellulosa. Allo scopo di mantenere costante la tensione dell'avvolgimento secondario al variare della tensione primaria il trasformatore è corredato di un commutatore di prese sull'avvolgimento collegato alla rete elettrica soggetto a variazioni di tensione.

Lo smaltimento dell'energia termica prodotta nel trasformatore per effetto delle perdite nel circuito magnetico e negli avvolgimenti elettrici sarà del tipo ONAN/ONAF (circolazione naturale dell'olio e dell'aria/ circolazione naturale dell'olio e forzata dell'aria).

Le casse d'olio sono in acciaio elettrosaldato con conservatore e radiatori. Isolatori passanti in porcellana. Riempimento con olio minerale esente da PCB o, a richiesta, con fluido isolante siliconico ininfiammabile. Il trasformatore è dotato di valvola di svuotamento dell'olio a fondo cassa, valvola di scarico delle sovrapressioni sul conservatore d'olio, livello olio, pozzetto termometrico, morsetti per la messa a terra della cassa, golfari di sollevamento, rulli di scorrimento orientabili.

Il peso complessivo del trasformatore è stimabile attorno alle 40 t.

10.2.1. Caratteristiche principali del trasformatore trifase in olio minerale

Di seguito le caratteristiche principali del trasformatore:

- Frequenza 50 Hz
- Rapporto di trasformazione 150/30 kV
- Tensione di corto circuito 12,5 %
- Collegamento avvolgimento Primario Stella
- Collegamento avvolgimento Secondario Triangolo
- Potenza in servizio continuo (ONAN) 50 MVA
- Peso del trasformatore completo 40 t

10.3. RUMORE

Nella Stazione d'utenza la sola apparecchiatura che rappresenta una sorgente di rumore permanente è il trasformatore AT/MT, per il quali si può considerare un livello di pressione sonora $L_p(A)$ a vuoto alla tensione nominale non superiore a 72 dB(A) a 0.3 metri in funzionamento ONAN e 78 dB(A) a 2 metri in funzionamento ONAF: esso però non viene percepito all'esterno del perimetro di recinzione.

Inoltre, gli interruttori, durante le manovre (di brevissima durata e pochissimo frequenti), possono provocare un rumore trasmissibile all'esterno. In ogni caso il rumore sarà contenuto nei limiti previsti dal DPCM 01-03-1991 e la legge quadro sull'inquinamento acustico del 26 ottobre 1995 n. 447.

11. CONDUTTURE ELETTRICHE

11.1. CAVI DI BASSA TENSIONE

11.1.1. Specifiche cavi in corrente continua

I cavi che collegano le stringhe di moduli all'inverter prevedono un percorso di posa sia all'aperto (fissati alle strutture di supporto dei pannelli) che interrato entro tubazioni in PE protettive (cavidotto corrugato interrato). Pertanto si prevede l'impiego di cavi di tipo solare PV1-F 1,5kVDC di colore rosso per il positivo e nero per il negativo aventi le seguenti caratteristiche:

Conduttori	Rame stagnato elettrolitico CEI EN 60228;
Isolante	Elastomero reticolato
Guaina esterna	Elastomero reticolato
Colore della guaina	Nero RAL 9005 - Rosso RAL 3013
Durata del cavo	> 20 anni (IEC 60216)
Resistenza elettrica	relativamente alla sezione (CEI EN 60228)
Tens. Nominale	U ₀ /U: 0,6/1 kVac 0,9/1,5 kVdc
Tensione max concatenata	1,2 kVac 1,8 kVdc
Tensione di prova	4 kVac 9,6 kVdc
Temperatura d'esercizio	- 40 °C ÷ + 120 °C
Temperatura di corto circuito	250 °C

I moduli fotovoltaici sono dotati di cavo con sezione minima di 10 mm² del tipo PV1-F, adatto ad operare in esterno e connessi tra loro ove necessario da analogo cavo.

- IB =1,25*ISC= 18,65 A
- IZ (@80°C) =60 A (posa in aria)
- In=20 A (In del fusibile di stringa, per la protezione delle stringhe essendo in numero >3)
- IB ≤IZ (@80°C)
- In ≤ 2,5*ISC

11.1.2. Specifiche cavi in corrente alternata BT

Per le connessioni elettriche della sezione di impianto in corrente alternata si prevede l'impiego di cavi unipolari del tipo ARG16R16-0.6/1 KV aventi conduttore in alluminio, isolato con gomma etilpropilenica ad alto modulo di qualità G7, sotto guaina in PVC, non propagante l'incendio e a ridotta emissione di gas corrosivi.

Conduttore	Corda di alluminio rigida, classe 2
Isolante	Mescola di gomma etilpropilenica ad alto modulo di qualità
Riempitivo	Mescola di materiale non igroscopico
Colore della guaina	Mescola di PVC di qualità Rz
Temperatura nominale U ₀ /U	Grigio
Temperatura massima di esercizio	0,6/1kV
Temperatura minima di esercizio	90° C
Temperatura minima di posa	-15°C in assenza di sollecitazioni meccaniche
Temperatura massima di corto circuito	0° C
Sforzo massimo di trazione	250°C fino alla sezione da 240 mm ² , oltre 220°C
Raggio minimo di curvatura	50 N/mm ²

11.1.3. Collegamento tra inverter e quadro AC

Tale collegamento verrà realizzato attraverso un percorso interrato dall'inverter fino alla cabina di trasformazione. Per la realizzazione dei cavidotti si utilizzeranno le seguenti sezioni di conduttore: Inverter: cavo ARG16R16-0.6/1 KV in formazione 3x(1x240 mm²).

- $I_{B\ max}= 180,5\ A$;
- $I_N= 1250\ A$;
- $I_z\ (@30^\circ C)=306A$ (posa in tubo interrato).

Per cui risulta

- $I_B \leq I_N \leq I_z\ 180,5 \leq 250 \leq 306$.

11.1.4. Collegamento tra quadro AC e barre BT del trasformatore

Tale collegamento verrà realizzato utilizzando cavi del tipo ARG16R16-0.6/1 KV in formazione 3x(1x240 mm²).

- $I_{B\ max}= 180,5\ A$;
- $I_N= 1250\ A$;
- $I_z\ (@30^\circ C)=392A$ (posa in tubo in aria).

Per cui risulta

- $I_B \leq I_N \leq I_z\ 180,5 \leq 250 \leq 392$.

11.1.5. Specifiche conduttori di protezione

Il dimensionamento dei conduttori di protezione viene effettuato considerando le sezioni dei conduttori di

$$\begin{aligned} S_f < 16\text{mm}^2: & \quad S_{PE} = S_f \\ 16 \leq S_f \leq 35\text{mm}^2: & \quad S_{PE} = 16\text{mm}^2 \\ S_f > 35\text{mm}^2: & \quad S_{PE} = S_f / 2 \end{aligned}$$

fase, a seguire si riporta la regola prevista dalla normativa CEI 64-8:

dove:

- S_f è la sezione del conduttore di fase (mm²);
- S_{PE} è la sezione del conduttore di protezione (mm²).

11.2. CAVI DI MEDIA TENSIONE

11.2.1. Tratto da trasformatore a interruttore generale MT

I collegamenti saranno realizzati con cavi unipolari del tipo RG7H1R(X) 26/45 kV sezione conduttore 1x70 mm².

11.2.2 Tratto interruttore generale MT a cabina precedente/successiva/ di raccolta

I collegamenti saranno realizzati con cavi del tipo RG7H1R(X) 26/45 kV sezione conduttore 3x1x630 mm².

11.3. CONDIZIONI DI POSA

11.3.1 Sez. DC

I cavi PV1-F saranno posati all'interno di passerelle grigliate in FeZn fissate alle strutture di sostegno dei moduli (o sistema equivalente) e all'interno di tubazioni in corrugato di PVC, $\varnothing_{\min}=150\text{mm}$ con resistenza allo schiacciamento min 750N (serie pesante) e resistenti ai raggi UV ad una profondità minima di 0.5m, misurata dal piano della strada (piano di rotolamento) rispetto all'estradosso del manufatto protettivo, tramite scavo a sezione obbligata di profondità minima di 0,6m. Per le tratte di collegamento dei quadri di parallelo stringhe sino al quadro DC dell'inverter, verranno utilizzati i cavi ARG16R16 1,5kVDC posati direttamente interrati o entro corrugato PVC, $\varnothing_{\min}=150\text{mm}$, con resistenza allo schiacciamento minimo 750N.

11.3.2. Sez. AC-BT

I cavi ARG16R16 0,6/1KV saranno posati in aria all'interno delle vasche dei monoblocchi prefabbricati delle cabine o in canalizzazioni metalliche appositamente predisposte.

11.3.3. AC-MT

I cavi RG7H1R(X) saranno posati in aria all'interno delle vasche dei monoblocchi prefabbricati delle cabine.

I cavi RG7H1R(X) saranno posati interrati direttamente o all'interno di tubo corrugato in PVC, $\varnothing_{\min}=250\text{mm}$ con resistenza allo schiacciamento min 750N (serie pesante) ad una profondità minima di 1.0 m, misurata dal piano della strada (piano di rotolamento) rispetto all'estradosso del manufatto protettivo, tramite scavo a sezione obbligata di profondità minima di 1 m.

11.4. CAVIDOTTI MT 30 kV e AT 150 kV

Il tracciato degli elettrodotti interrati è stato studiato al fine di assicurare il minor impatto possibile sul territorio, prevedendo il percorso all'interno delle sedi stradali esistenti. I cavi transiteranno all'interno del Comune di Uta (CA) e del Comune di Assemini (CA). Si prevede di utilizzare cavi del tipo. Nel caso di coesistenza di più cavidotti all'interno nel medesimo percorso si prevede di ubicare tutte le linee necessarie all'interno della medesima trincea in maniera tale da minimizzare l'impatto sul territorio e sui costi di scavo. Le terne saranno inoltre opportunamente distanziate in maniera tale da diminuire, per quanto possibile, la mutua influenza termica delle medesime. Nello stesso scavo verrà steso anche un ulteriore tri-tubo in PVC di sezione minima 50 mm per la posa di Fibre ottiche a servizio dell'impianto. Il percorso si sviluppa per lo più su strade provinciali e consortili.

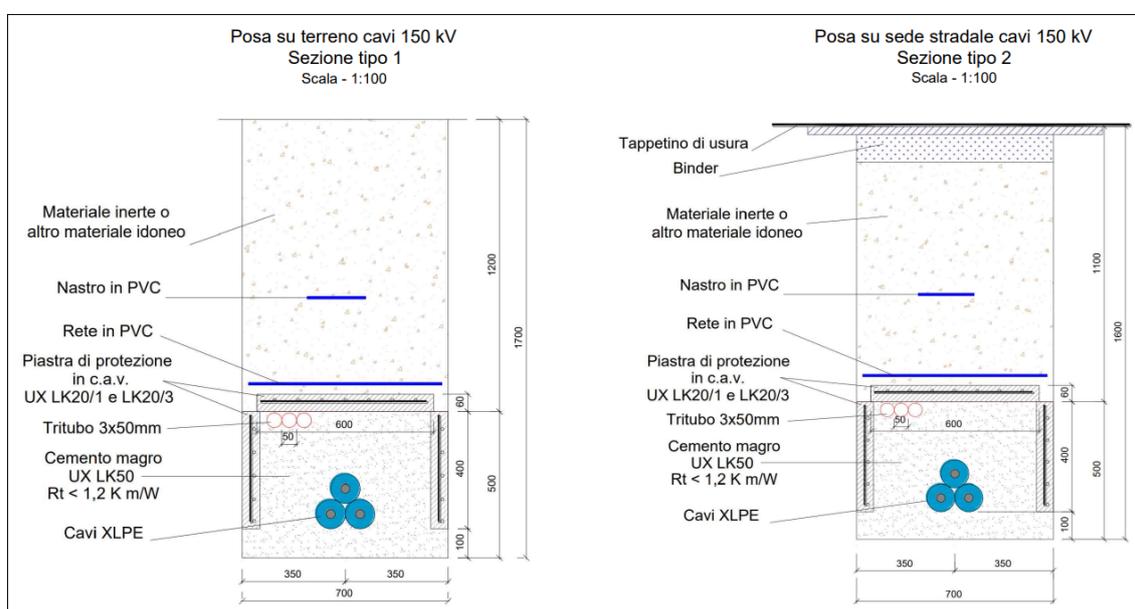
CAVIDOTTO 150 kV SSEU – Nuova SE	
COMUNE DI APPARTENENZA	STRADE PERCORSE
Uta (CA)	Strada Provinciale n.2 (V.Pedemontana)
Uta (CA)	Strada Dorsale Consortile Macchiareddu
Assemini (CA)	Strada Dorsale Consortile Macchiareddu
Assemini (CA)	Strada Sesta Macchiareddu

La tabella seguente descrive le principali informazioni dei cavi impiegati per l'impianto in oggetto.

(CR= Cabina di Raccolta, SSEU= Sottostazione Utente, SE= Stazione Elettrica)

Tratta Cavidotto		Lunghezza Tratta	Vn	N° Terne	Sez. Cavi
		[m]	[kV]	-	[mm ²]
Dorsale A: Cabina A.1 - CR		734	30	1	630
Dorsale B: Cabina B.1 - CR		150	30	1	630
CR – SSEU		120	30	2	630
SSEU – SE36kV	SSEU – E	6715	150	Cavo XLPE	

Per quanto riguarda i Cavidotti AT sono stati considerati 2 differenti tipici di posa a seconda del terreno in cui questa viene effettuata:



Tipico di posa di cavidotto 150 kV su terreno e su sede stradale

La profondità minima di posa dei tubi deve essere tale da garantire almeno **1,5 m** misurato dall'estradosso inferiore, con posa su di cemento magro. Va tenuto conto che detta profondità di posa minima deve essere osservata, in riferimento alla strada, tanto nella posa longitudinale che in quella trasversale. Laddove le amministrazioni competenti non diano particolari prescrizioni in merito alle modalità di ricoprimento della trincea, valgono le seguenti indicazioni:

- la prima parte del re-interro del cavo sarà effettuata con il medesimo materiale usato per la realizzazione del letto di posa (sabbia o cemento magro) per uno spessore maggiore di 30 cm
- la restante parte della trincea (esclusa la pavimentazione) dovrà essere riempita a strati successivi utilizzando il materiale di risulta dallo scavo (i materiali utilizzati dovranno essere fortemente compressi ed eventualmente irrorati al fine di evitare successivi cedimenti).

All'interno della trincea è prevista l'installazione di un tubo di segnale rigida da diametro di 50 mm entro il quale potranno essere posti cavi a fibra ottica e di segnalamento.

Riassumendo i cavidotti principali MT a 30kV:

- Cavidotti MT di collegamento tra i 20 sottocampi elettrici: le 10 cabine di ogni dorsale sono interconnesse in entra-esce tra loro. Si utilizzeranno cavi unipolari RG7H1R(X) 26/45 kV in formazione a trifoglio.

- Cavidotti MT di collegamento tre cabine A.1 e B.2 delle rispettive dorsale A e B e la Cabina di raccolta (CR). Si utilizzeranno cavi unipolari RG7H1R(X) 26/45 kV in formazione a trifoglio.
- Cavidotti MT di collegamento tra la cabina di raccolta e la Sottostazione Utente: Si utilizzeranno due terne di cavi unipolari RG7H1R(X) 26/45 kV in formazione a trifoglio.

Dalla **cabina di raccolta CR**, partiranno due terne a MT, che viaggeranno parallele fino alla cabina utente della SSEU, con cavi unipolari in disposizione a trifoglio del tipo RG7H1R(X) 26/45 kV con sezione pari a 630 mm².

I cavidotti principali AT a 150 kV sono invece:

- Cavidotti 150 kV di collegamento tra la Sottostazione Utente e la Nuova Stazione Elettrica.

Dalla **SSEU**, partiranno dei cavi tipo XLPE, che viaggeranno fino alla Nuova SE.

11.4.1 Interferenze dei cavidotti

In corrispondenza delle strade attraversate dai cavidotti a 150 kV, in fase di progettazione definitiva, sono state identificate alcune interferenze interrato, ovvero attraversamenti stradali interrati da parte di opere e impianti come canali per lo smaltimento delle acque, canali naturali facenti parte del reticolo idrografico primario e secondario ecc. Per la risoluzione delle interferenze individuate sono proposte a seguire due tipologie di intervento, con l'obiettivo di superare gli ostacoli senza andare a modificare la sezione delle infrastrutture idrauliche. Le interferenze saranno gestite mediante la tecnica della Trivellazione Orizzontale Controllata (**T.O.C.**) e mediante **cavidotti protetti**.

Di seguito si riportano le interferenze individuate sulla base delle carte ufficiali e dai sopralluoghi effettuati:

TIPO INTERFERENZA	LOCALIZZAZIONE	TIPOLOGIA TERRENO	MODALITÀ SUPERAMENTO	TIPOLOGIA CAVIDOTTO	COMUNE	
A	Elemento idrico - "Gora de sa Genna de su Cerbu"	Terreno Produttore	Sterrato	T.O.C. (Trivellazione Orizzontale Contrillata)	Cavi 30 kV di collegamento Cabina di raccolta - SSEU	Uta (CA)
B	Attraversamento stradale	Strada Provinciale n.2 (Pedemontana) - Km. 14+270	Sterrato / Asfalto / Cunetta sterrata	T.O.C. (Trivellazione Orizzontale Contrillata)	Connessione interrata 150 kV	Uta (CA)
C	Ponte su elemento idrico - Rio "Is Cresieddas"	Strada Provinciale n.2 (Pedemontana) - Km. 13+880	Cunetta sterrata	T.O.C. (Trivellazione Orizzontale Contrillata)	Connessione interrata 150 kV	Uta (CA)
D	Ponte su elemento idrico - 092090_FIUME_20202	Strada Provinciale n.2 (Pedemontana) - Km. 13+770	Cunetta sterrata	T.O.C. (Trivellazione Orizzontale Contrillata)	Connessione interrata 150 kV	Uta (CA)
E	Condotta ENAS	Strada Provinciale n.2 (Pedemontana) - Km. 13+530	Cunetta sterrata	T.O.C. (Trivellazione Orizzontale Contrillata)	Connessione interrata 150 kV	Uta (CA)
F	Ponte	Strada Provinciale n.2 (Pedemontana) - Km. 12+402	Cunetta sterrata	T.O.C. (Trivellazione Orizzontale Contrillata)	Connessione interrata 150 kV	Uta (CA)
G	Ponte su elemento idrico - 092090_FIUME_19917	Strada Provinciale n.2 (Pedemontana) - Km. 12+195	Cunetta sterrata	T.O.C. (Trivellazione Orizzontale Contrillata)	Connessione interrata 150 kV	Uta (CA)
H	Ponte	Strada Provinciale n.2 (Pedemontana) - Km. 11+973	Cunetta sterrata	T.O.C. (Trivellazione Orizzontale Contrillata)	Connessione interrata 150 kV	Uta (CA)
I	Ponte su elemento idrico - Rio "S'Isca de Arcosu"	Strada Provinciale n.2 (Pedemontana) - Km. 11+335	Cunetta sterrata	T.O.C. (Trivellazione Orizzontale Contrillata)	Connessione interrata 150 kV	Uta (CA)
J	Area pericolosità idraulica - PAI (Hi4)	Strada Provinciale n.2 (Pedemontana) - Corsia di immissione in Strada Dorsale Consortile Macchiareddu	Cunetta sterrata	T.O.C. (Trivellazione Orizzontale Contrillata)	Connessione interrata 150 kV	Uta (CA)
K	Ponte e Condotta ENAS	Strada Dorsale Consortile Macchiareddu - Km. 0+140	Cunetta sterrata	T.O.C. (Trivellazione Orizzontale Contrillata)	Connessione interrata 150 kV	Uta (CA)
L	Ponte	Strada Dorsale Consortile Macchiareddu - Km. 0+980	Cunetta sterrata	T.O.C. (Trivellazione Orizzontale Contrillata)	Connessione interrata 150 kV	Uta (CA)
M	Attraversamento stradale	Strada Dorsale Consortile Macchiareddu - Km. 1+325	Asfalto	T.O.C. (Trivellazione Orizzontale Contrillata)	Connessione interrata 150 kV	Uta (CA)
N	Ponte	Strada Dorsale Consortile Macchiareddu - Km. 1+565	Cunetta sterrata	T.O.C. (Trivellazione Orizzontale Contrillata)	Connessione interrata 150 kV	Uta (CA)

Tutte le interferenze sono state riportate su una tavola con base ortofoto "T.EL.05 Planimetria Interferenze su Ortofoto" dove vengono rappresentati i punti di interferenza con la linea AT 150 kV in progetto.

Eventuali attraversamenti di vincoli PAI con cavidotti BT e MT saranno effettuati in Sub-alveo (modalità NO-DIG).

12. SOTTOSTAZIONE UTENTE E OPERE DI RETE PER LA CONNESSIONE

12.1. SOTTOSTAZIONE UTENTE 150 / 30 kV

La Sottostazione Utente sarà realizzata Sud del lotto, in prossimità dell'ingresso della Strada Provinciale n.2 in un'area di forma pressoché rettangolare di circa 2000 mq.

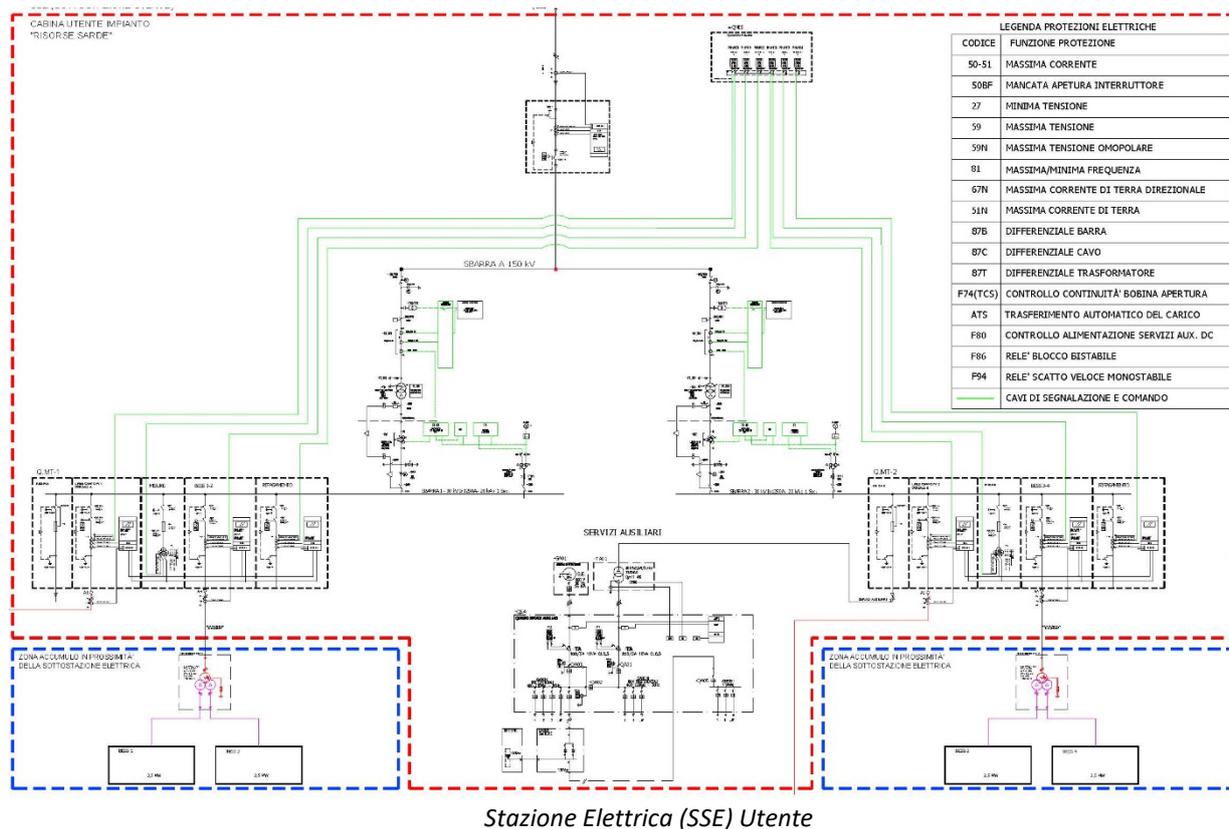
La SSE è necessaria ad elevare la tensione da 30 kV a 150 kV al fine di poter immettere l'energia prodotta nella rete di trasmissione nazionale RTN.

La SSE sarà costituita da un sistema a 150 kV diviso in 2 sezioni (stallo trasformatore e sbarre AT) e una sistema a 30 kV avente montanti di collegamento al Parco Fotovoltaico.

Il sistema AT a 150 kV è costituito dalle seguenti apparecchiature isolate in aria:

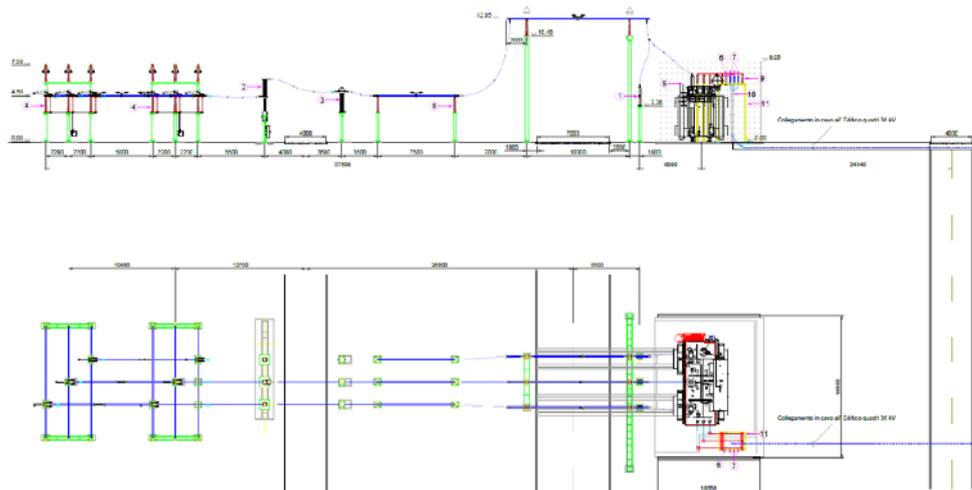
- STALLO TRASFORMATORI
- n.2 trasformatori 30/150 kV di potenza 50 MVA (ONAN/ONAF) con variatore di rapporto sotto carico, TRAFO;
- n.1 trasformatore 30/0,4 kV di potenza 1,25 MVA (ONAN/ONAF) con variatore di rapporto sotto carico, TRAFO
- Scaricatori di sovratensione, SC;
- Trasformatori di tensione induttivi (fatturazione), TVI;
- Trasformatori di corrente (protezione e fatturazione), TA;
- Interruttore automatico, isolato in SF6 con comando tripolare, INT;
- Trasformatori di tensione capacitivi (protezione), TVC;
- Sezionatore di isolamento rotativo (tripolare), SEZ.

La struttura prefabbricata sarà costruita secondo quanto prescritto dalle norme CEI EN 61936-1 "Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata Parte 1: Prescrizioni comuni", dalle Norme CEI 11-35 "dalle Norme CEI 0-16 "Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica". Le strutture sono realizzate in modo da assicurare un grado di protezione verso l'esterno, IP 33 Norme CEI 70-1.



12.2. OPERE PER LA RETE DI CONNESSIONE

Avverrà la connessione ad uno stallo produttore di nuova realizzazione da 150 kV per il collegamento in antenna della Sottostazione Elettrica Utente, il quale si configura come opera di rete per la connessione. Lo schema di inserimento in stazione può essere dedotto dall'allegato A.2 "Guida agli schemi di connessione" e A.3 "Requisiti e caratteristiche di riferimento delle stazioni elettriche della RTN" del Codice di rete. Di seguito è rappresentato un tipico stallo di trasformazione 380/150 kV.



13. ALLEGATI: SPECIFICHE TECNICHE DEI COMPONENTI DI IMPIANTO

13.1 SCHEDA MODULO FV

www.jasolar.com
Specifications subject to technical changes and tests.
JA Solar reserves the right of final interpretation.

630W

605-630

JAM72D42

LB

Series

Remark: customized frame color and cable length available upon request

Cell	Mono-16BB					
Weight	34.6kg					
Dimensions	2465±2mm×1134±2mm×35±1mm					
Cable Cross Section Size	4mm ² (IEC), 12 AWC(UL)					
No. of cells	144(6×24)					
Junction Box	IP68, 3 diodes					
Connector	QC 4.10-35I/ MC4-EVO2A					
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 300mm(+)/400mm(-); 800mm(+)/800mm(-)(Leapfrog) Landscape: 1500mm(+)/1500mm(-)					
Front Glass/Back Glass	2.0mm/2.0mm					
Packaging Configuration	31pcs/Pallet, 496pcs/40HQ Container					

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM72D42 -605/LB	JAM72D42 -610/LB	JAM72D42 -615/LB	JAM72D42 -620/LB	JAM72D42 -625/LB	JAM72D42 -630/LB
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	605	610	615	620	625	630
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	51.47	51.67	51.87	52.07	52.27	52.47
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	42.91	43.11	43.31	43.51	43.71	43.90
Short Circuit Current(Isc) [A]	14.96	15.01	15.06	15.11	15.16	15.21
Maximum Power Current(Imp) [A]	14.10	14.15	14.20	14.25	14.30	14.35
Module Efficiency [%]	21.6	21.8	22.0	22.2	22.4	22.5
Power Tolerance	0~+5W					
Temperature Coefficient of Isc(α _{Isc})	+0.046% / °C					
Temperature Coefficient of Voc(β _{Voc})	-0.260% / °C					
Temperature Coefficient of Pmax(γ _{Pmp})	-0.300% / °C					

STC Irradiance 1000W/m², cell temperature 25 °C, AM1.5G

Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different module types.

Superior Warranty

1% 1st-year Degradation
0.4% Annual Degradation Over 30 years

• n-type Bifacial Double Glass Module Linear Performance Warranty
 • Standard Module Linear Performance Warranty

ELECTRICAL CHARACTERISTICS WITH 10% SOLAR IRRADIATION RATIO

TYPE	JAM72D42 -605/LB	JAM72D42 -610/LB	JAM72D42 -615/LB	JAM72D42 -620/LB	JAM72D42 -625/LB	JAM72D42 -630/LB
Rated Max Power(Pmax) [W]	653	659	664	670	675	680
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	51.47	51.67	51.87	52.07	52.27	52.47
Max Power Voltage(Vmp) [V]	42.91	43.11	43.31	43.51	43.71	43.90
Short Circuit Current(Isc) [A]	16.16	16.21	16.26	16.32	16.37	16.43
Max Power Current(Imp) [A]	15.23	15.28	15.34	15.39	15.44	15.50
Irradiation Ratio (rear/front)	10%					

*For Nexttracker installations, maximum static load please take compatibility approve letter between JA Solar and Nexttracker for reference.
**Bifaciality=Pmax,rear/Rated Pmax,front

OPERATING CONDITIONS

Maximum System Voltage	1500V DC
Operating Temperature	-40 °C ~ +85 °C
Maximum Series Fuse Rating	30A
Maximum Static Load,Front*	5400Pa(112 lb/ft ²)
Maximum Static Load,Back*	2400Pa(50 lb/ft ²)
NOCT	45±2 °C
Bifaciality**	80%±10%
Fire Performance	UL Type 29

CHARACTERISTICS

Current-Voltage Curve **JAM72D42-620/LB**

Power-Voltage Curve **JAM72D42-620/LB**

Current-Voltage Curve **JAM72D42-620/LB**

Scheda tecnica modulo fotovoltaico

13.2 SCHEDA INVERTER

Designazione	SG250HX - VT13
Ingresso (CC)	
Tensione fotovoltaica in ingresso max.	1500 V
Tensione fotovoltaica in ingresso min. / Tensione di avvio	500 V / 500 V
Tensione nominale in ingresso	1160 V
Intervallo tensione MPP	500 V – 1500 V
Intervallo di tensione MPP per potenza nominale	860 V – 1300 V
N. di MPPT	12
Numero max. stringhe fotovoltaiche per MPPT	2
Corrente max. in ingresso	30 A * 12
Corrente di cortocircuito max.	50 A * 12
Uscita (CA)	
Potenza CA massima in uscita alla rete	250 kVA @ 30 °C / 225 kVA @40 °C/200 kVA @50°C
Potenza CA nominale in uscita	225kW
Corrente CA max. in uscita	180.5 A
Tensione CA nominale	3 / PE, 800 V
Intervallo tensione CA	680 – 880V
Frequenza di rete nominale / Intervallo 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.	99.0 %
Efficienza europea	98.8 %
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	Si
Sezionatore CA	No
Monitoraggio corrente stringa fotovoltaica	Si
Funzione erogazione reattiva notturna	Si
Protezione anti-PID e PID-recovery	Si
Protezione sovratensione	CC Tipo II / CA Tipo II
Dati Generali	
Dimensioni (L x A x P)	1051 * 660 * 363 mm
Peso	99kg
Metodo di isolamento	Senza trasformatore
Grado di protezione	IP66
Consumo energetico notturno	< 2 W
Intervallo di temperature ambiente di funzionamento	da -30 a 60 °C
Intervallo umidità relativa consentita (senza condensa)	0 – 100 %
Metodo di raffreddamento	Raffreddamento ad aria forzata intelligente
Altitudine massima di funzionamento	5000 m (> 4000 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	Terminali OT (Max. 300 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, CEI 0-16
Supporto rete	Funzione erogazione potenza reattiva notturna, LVRT, HVRT, controllo potenza attiva e reattiva oltre a controllo velocità rampa di potenza

Scheda tecnica inverter GoodWe GW250K - HT

13.3 SCHEDA CAVO AD ELICA VISIBILE 26/45 KV

RG7H1R 1.8/3 kV - 26/45 kV

MEDIA TENSIONE - SENZA PIOMBO
MEDIUM VOLTAGE - LEAD-FREE

RIFERIMENTO NORMATIVO/STANDARD REFERENCE

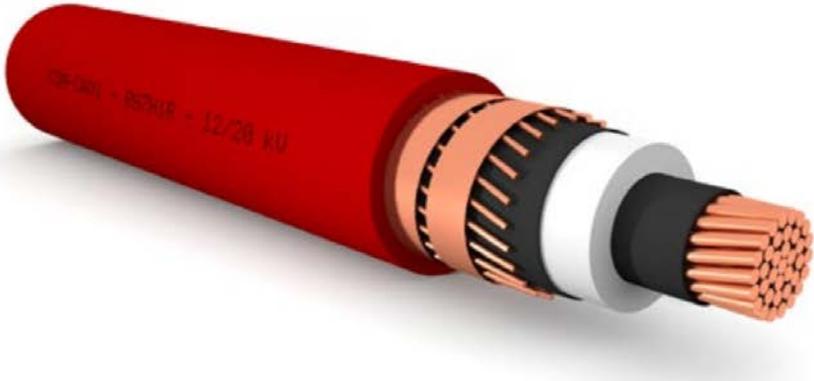
Costruzione e requisiti/Construction and specifications	IEC 60502 CEI 20-13
Misura delle scariche parziali/Measurement of partial discharges	CEI 20-16 IEC 60885-3
Propagazione fiamma/Flame propagation	CEI EN 60332-1-2



NON PROPAGANTE
LA FIAMMA
FLAME RETARDANT



SENZA PIOMBO
LEAD-FREE



DESCRIZIONE:
Cavi unipolari isolati in gomma HEPR di qualità G7, sotto guaina di PVC.

CARATTERISTICHE FUNZIONALI:

- Tensione nominale U_0/U_1 : 1,8/3 ÷ 26/45 kV
- Temperatura massima di esercizio: 90°C
- Temperatura minima di esercizio: -15°C (in assenza di sollecitazioni meccaniche)
- Temperatura minima di posa: 0°C
- Temperatura massima di corto circuito: 250°C
- Raggio minimo di curvatura consigliato: 12 volte il diametro del cavo.
- Massimo sforzo di trazione consigliato: 60 N/mm² di sezione del rame

CONDIZIONI DI IMPIEGO:
Adatto per il trasporto di energia tra le cabine di trasformazione e le grandi utenze. Per posa in aria libera, in tubo o canale. Ammessa la posa interrata anche non protetta, in conformità all'art. 4.3.11 della norma CEI 11-17.

DESCRIPTION:
Single-core cables, insulated with HEPR rubber of G7 quality, under PVC sheath.

FUNCTIONAL CHARACTERISTICS

- Nominal voltage U_0/U_1 : 1,8/3 ÷ 26/45 kV
- Maximum operating temperature: 90°C
- Min. operating temperature: -15°C (without mechanical shocks)
- Minimum installation temperature: 0°C
- Maximum short circuit temperature: 250°C
- Recommended minimum bending radius: 12 times the cable diameter.
- Recommended maximum tensile stress: 60 N/mm² of the cross-section of the copper

USE AND INSTALLATION
Suitable for energy transmission between transformer rooms and big power users. For laying on air, into tube or open pass. Can be laid underground, also if not protected, complying with art. 4.3.11 of CEI 11-17 standard.

RG7H1R 26/45 kV

Caratteristiche tecniche/Technical characteristics U max: 52 kV

Formazione Size	Ø indicativo conduttore Approx. conduct. Ø	Spessore medio isolante Average insulation thickness	Ø esterno max Max outer Ø	Peso indicativo cavo Approx. cable weight	Portata di corrente Current rating			
					A			
					in aria In air		interrato* buried*	
		a trifoglio trifol	in piano flat	a trifoglio trifol	in piano flat			
n° x mm ²	mm	mm	mm	kg/km				
1 x 70	9,7	10,3	41,9	2150,0	280,0	315,0	255,0	260,0
1 x 95	11,4	10,3	43,8	2490,0	340,0	380,0	300,0	310,0
1 x 120	12,9	10,0	44,8	2735,0	395,0	440,0	355,0	365,0
1 x 150	14,3	9,5	45,1	3020,0	445,0	495,0	385,0	395,0
1 x 185	16,0	9,3	47,1	3395,0	510,0	570,0	440,0	450,0
1 x 240	18,3	9,3	49,2	4025,0	600,0	665,0	510,0	520,0
1 x 300	21,0	9,0	52,2	4725,0	695,0	760,0	570,0	580,0
1 x 400	23,2	9,0	54,8	5635,0	800,0	875,0	650,0	655,0
1 x 500	26,1	9,0	58,6	6825,0	930,0	1010,0	735,0	740,0
1 x 630	30,3	9,0	62,7	8260,0	1070,0	1180,0	835,0	845,0

*Resistività termica del terreno 100°C cm/W
* Ground thermal resistivity: 100°C cm/W

Caratteristiche elettriche/Electrical characteristics

Formazione Size	Resistenza elettrica a 20°C Max. electrical resistance at 20°C	Resistenza apparente a 90°C e 50Hz Conductor apparent resistance at 90°C and 50Hz		Reattanza di fase Phase reactance		Capacità a 50Hz Capacity at 50Hz
		Ω/Km		Ω/Km		
		a trifoglio trifol	in piano flat	a trifoglio trifol	in piano flat	
n° x mm ²	Ω/Km	Ω/Km	Ω/Km	Ω/Km	Ω/Km	µF/km
1 x 70	0,268	0,342	0,342	0,15	0,21	0,15
1 x 95	0,193	0,246	0,246	0,14	0,20	0,16
1 x 120	0,153	0,196	0,196	0,14	0,20	0,18
1 x 150	0,124	0,159	0,158	0,13	0,19	0,20
1 x 185	0,0991	0,128	0,127	0,13	0,19	0,21
1 x 240	0,0754	0,0985	0,0972	0,12	0,18	0,23
1 x 300	0,0601	0,0797	0,0779	0,12	0,18	0,26
1 x 400	0,0470	0,0638	0,0616	0,11	0,17	0,28
1 x 500	0,0366	0,0517	0,0489	0,11	0,17	0,31
1 x 630	0,0283	0,0425	0,0389	0,10	0,16	0,34

13.4 SCHEDA CAVO UNIPOLARE 26/45 kV (SOTTOSTAZIONE ELETTRICA) – TRAFI MT/AT

RG7H1R 1.8/3 kV - 26/45 kV
MEDIA TENSIONE - SENZA PIOMBO
MEDIUM VOLTAGE - LEAD-FREE

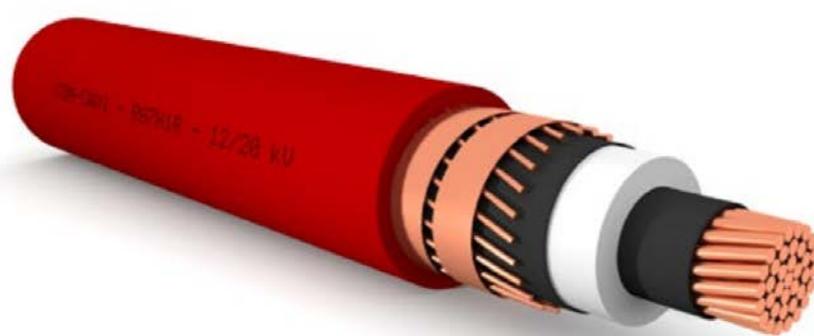


NON PROPAGANTE
LA FIAMMA
FLAME RETARDANT



SENZA PIOMBO
LEAD-FREE

RIFERIMENTO NORMATIVO/STANDARD REFERENCE	
Costruzione e requisiti/Construction and specifications	IEC 60502 CEI 20-13
Misura delle scariche parziali/Measurement of partial discharges	CEI 20-16 IEC 60885-3
Propagazione fiamma/Flame propagation	CEI EN 60332-1-2



DESCRIZIONE:
Cavi unipolari isolati in gomma HEPR di qualità G7, sotto guaina di PVC.

CARATTERISTICHE FUNZIONALI:

- Tensione nominale U₀/U: 1,8/3 ÷ 26/45 kV
- Temperatura massima di esercizio: 90°C
- Temperatura minima di esercizio: -15°C (in assenza di sollecitazioni meccaniche)
- Temperatura minima di posa: 0°C
- Temperatura massima di corto circuito: 250°C
- Raggio minimo di curvatura consigliato: 12 volte il diametro del cavo.
- Massimo sforzo di trazione consigliato: 60 N/mm² di sezione del rame

CONDIZIONI DI IMPIEGO:
Adatto per il trasporto di energia tra le cabine di trasformazione e le grandi utenze. Per posa in aria libera, in tubo o canale. Ammessa la posa interrata anche non protetta, in conformità all'art. 4.3.11 della norma CEI 11-17.

DESCRIPTION:
Single-core cables, insulated with HEPR rubber of G7 quality, under PVC sheath.

FUNCTIONAL CHARACTERISTICS

- Nominal voltage U₀/U: 1,8/3 ÷ 26/45 kV
- Maximum operating temperature: 90°C
- Min. operating temperature: -15°C (without mechanical shocks)
- Minimum installation temperature: 0°C
- Maximum short circuit temperature: 250°C
- Recommended minimum bending radius: 12 times the cable diameter.
- Recommended maximum tensile stress: 60 N/mm² of the cross-section of the copper

USE AND INSTALLATION
Suitable for energy transmission between transformer rooms and big power users. For laying on air, into tube or open pass. Can be laid underground, also if not protected, complying with art. 4.3.11 of CEI 11-17 standard.

RG7H1R 26/45 kV

Caratteristiche tecniche/Technical characteristics U max: 52 kV

Formazione Size	Ø indicativo conduttore Approx. conduct. Ø	Spessore medio isolante Average insulation thickness	Ø esterno max Max outer Ø	Peso indicativo cavo Approx. cable weight	Portata di corrente Current rating			
					A			
					in aria In air		interato* buried*	
n° x mm²	mm	mm	mm	kg/km	a trifoglio trefoil	in piano flat	a trifoglio trefoil	in piano flat
1 x 70	9,7	10,3	41,9	2150,0	280,0	315,0	255,0	260,0
1 x 95	11,4	10,3	43,8	2490,0	340,0	380,0	300,0	310,0
1 x 120	12,9	10,0	44,8	2735,0	395,0	440,0	355,0	365,0
1 x 150	14,3	9,5	45,1	3020,0	445,0	495,0	385,0	395,0
1 x 185	16,0	9,3	47,1	3395,0	510,0	570,0	440,0	450,0
1 x 240	18,3	9,3	49,2	4025,0	600,0	665,0	510,0	520,0
1 x 300	21,0	9,0	52,2	4725,0	695,0	760,0	570,0	580,0
1 x 400	23,2	9,0	54,8	5635,0	800,0	875,0	650,0	655,0
1 x 500	26,1	9,0	58,6	6825,0	930,0	1010,0	735,0	740,0
1 x 630	30,3	9,0	62,7	8260,0	1070,0	1180,0	835,0	845,0

*Resistività termica del terreno 100°C cm/W
* Ground thermal resistivity 100°C cm/W

Caratteristiche elettriche/Electrical characteristics

Formazione Size	Resistenza elettrica a 20°C Max. electrical resistance at 20°C	Resistenza apparente a 90°C e 50Hz Conductor apparent resistance at 90°C and 50Hz			Reattanza di fase Phase reactance		Capacità a 50Hz Capacity at 50Hz
		Ω/Km			Ω/Km		
		a trifoglio trefoil	in piano flat	in piano flat	a trifoglio trefoil	in piano flat	
n° x mm²	Ω/Km	Ω/Km	Ω/Km	Ω/Km	Ω/Km	μF/km	
1 x 70	0,268	0,342	0,342	0,15	0,21	0,15	
1 x 95	0,193	0,246	0,246	0,14	0,20	0,16	
1 x 120	0,153	0,196	0,196	0,14	0,20	0,18	
1 x 150	0,124	0,159	0,158	0,13	0,19	0,20	
1 x 185	0,0991	0,128	0,127	0,13	0,19	0,21	
1 x 240	0,0754	0,0985	0,0972	0,12	0,18	0,23	
1 x 300	0,0601	0,0797	0,0779	0,12	0,18	0,26	
1 x 400	0,0470	0,0638	0,0616	0,11	0,17	0,28	
1 x 500	0,0366	0,0517	0,0489	0,11	0,17	0,31	
1 x 630	0,0283	0,0425	0,0389	0,10	0,16	0,34	

14. DISMISSIONE DELL'IMPIANTO

In ottemperanza al D.lgs. 387/2003, art. 12 comma 4, al termine dell'esercizio è prevista la demolizione e la dismissione dell'intero impianto, con il conseguente ripristino ambientale delle aree al loro stato originario, preesistente alla realizzazione del progetto.

Al termine della vita produttiva dell'impianto, stimabile in un periodo di 25-30 anni, si provvederà alla demolizione delle opere e delle infrastrutture con lo scopo di recuperare l'area per una futura destinazione d'uso conforme agli strumenti urbanistici in vigore.

Lo schema di operazioni generali di dismissione sarà il seguente:

1. cessazione dell'attività di produzione di energia elettrica;
2. rimozione dei pannelli fotovoltaici;
3. bonifica di impianti ed attrezzature;
4. rimozione ed eventuale smaltimento delle macchine;
5. demolizione dei manufatti;
6. ripristino ambientale dell'area interessata.

Nello specifico, per le operazioni di recupero dei materiali prodotti dalla demolizione controllata delle strutture e delle apparecchiature, si possono distinguere le seguenti fasi:

- a) raggruppamento preliminare dei materiali per categorie omogenee;
- b) smontaggio dei componenti recuperabili (cornice di alluminio, vetri di protezione, ...), riutilizzabili (cablaggi, connettore, ...) o alienabili;
- c) avvio del recupero/riciclo delle componenti e parti ottenute;
- d) operazioni meccaniche (es. triturazione) delle parti non smontabili o separabili;
- e) selezione automatica e manuale dei materiali ottenuti;
- f) loro avvio alla successiva operazione di smaltimento o di recupero.

I cablaggi e i vari materiali ferrosi saranno recuperabili immediatamente dopo lo smantellamento dell'impianto.

Tutti i cablaggi interrati, una volta estratti dal loro alloggiamento in trincea, verranno avviati al recupero dei materiali metallici e delle plastiche. Il materiale di scavo verrà riposizionato in situ, compattato e raccordato con il terreno circostante per ripristinare la morfologia del luogo.

Tutti i dispositivi elettrici ausiliari (inverter, trasformatori, quadri, motori dei trackers), se riutilizzabili, verranno conferiti a ditte specializzate che provvederanno al loro recupero e ripristino, per poi poter essere riutilizzati in altri siti o immessi nel mercato dei componenti usati e ricondizionati. Qualora, invece, non dovessero trovarsi più in uno stato di efficienza accettabile, saranno ritirati da aziende specializzate e autorizzate al trattamento dei rifiuti RAEE.

Le strutture metalliche di sostegno dei pannelli saranno smontate e sfilate dal terreno per poter essere completamente recuperate. Lo stesso varrà per le componenti dei trackers e per la carpenteria varia derivante dalle operazioni di disassemblaggio. Il terreno su cui vengono posizionate tali strutture, se necessario, verrà rimodellato localmente, anche per sola semplice compattazione.

I fabbricati in c.a.p. verranno demoliti e il materiale di risulta verrà inviato a discariche autorizzate per lo smaltimento inerti. I box in acciaio delle stazioni centralizzate di trasformazione saranno smaltiti presso i centri autorizzati.

Il terreno sarà facilmente ripristinato in quanto non si dovrà procedere alla demolizione di eventuali fondazioni dal momento che le strutture saranno infisse direttamente in esso e quindi saranno facilmente rimovibili.

In dettaglio le attività di dismissione si svolgeranno in accordo a quanto segue:

- preparazione dell'area di cantiere;
- preparazione delle aree di stoccaggio dei materiali di risulta;
- preparazione e attrezzatura delle aree di eventuale trattamento (riduzione volumetrica, disassemblaggi, etc.);
- sezionamento impianto lato DC e lato CA (dispositivo di generatore);
- sezionamento in BT e MT;
- scollegamento stringhe moduli fotovoltaici;
- smontaggio moduli fotovoltaici dalla struttura di sostegno;
- impacchettamento moduli su pallet;
- scollegamento cavi lato DC e lato CA;
- smontaggio struttura metallica;
- rimozione del fissaggio al suolo di pali;
- rimozione cavi da canali interrati;
- rimozione pozzetti di ispezione;
- rimozione parti elettriche dei prefabbricati per alloggiamento inverter;
- rimozione parti elettriche dalle cabine di trasformazione;
- smontaggio dei cavi e conferimento ad azienda per il recupero del rame;
- smontaggio sistema di videosorveglianza;
- smontaggio sistema di illuminazione;
- decontaminazione di tutte le apparecchiature meccaniche che lo richiedano;
- taglio, stoccaggio e trasporto di tutti i rottami metallici;
- invio dei moduli fotovoltaici ad idoneo consorzio, come stabilito dal costruttore, che effettuerà le seguenti operazioni di recupero:
 - recupero cornice di alluminio;
 - recupero vetro;
 - recupero della cella di silicio;
 - conferimento a discarica di eventuali piccole parti plastiche;
- demolizione delle strutture prefabbricate;
- rimozione recinzione;
- rimozione pietrisco dalle strade perimetrali;
- consegna dei materiali residue a ditte autorizzate allo smaltimento e al recupero dei materiali;
- sgombero delle aree;
- operazioni di ripristino ambientale.

In questa fase preliminare si valuta che potranno essere impiegati i seguenti mezzi:

- pala gommata;
- escavatore;
- Bob-cat;
- autogrù;
- rullo compattatore;
- autocarro per il trasporto;

- martello pneumatico.

Si prevede un tempo massimo pari a 12 mesi per il completamento della dismissione dell'interno impianto fotovoltaico.

15. SINTESI DELLA VALUTAZIONE DEGLI IMPATTI AMBIENTALI

La valutazione degli impatti ambientali deve basarsi sulle informazioni dello stato dell'ambiente, delle risorse naturali e sulle interazioni che queste, per un determinato territorio, innescano con modificazioni potenzialmente apportate da una nuova soluzione di progetto. La valutazione deve tener conto delle interazioni negative e positive dell'opera tra l'ambiente e le possibili funzioni dovute alla presenza dell'opera.

Per far ciò è necessario, al fine di rendere completa l'analisi ambientale, effettuare un'attenta analisi delle attività dell'intero ciclo di vita dell'impianto: dalla fase di cantiere alla fase di dismissione. A partire dalla caratterizzazione delle fasi progettuali e degli interventi specifici, si risale alle interazioni con i fattori ambientali e ai possibili impatti.

Per ciascuna componente ambientale vengono di seguito analizzati i principali elementi di criticità riscontrati in fase di cantiere e in fase di esercizio. La fase di dismissione per l'impianto in questione è assimilabile in termini di impatti e con effetti minori alla fase di cantiere.

L'ambito di valutazione dei potenziali impatti assume sostanzialmente l'obiettivo di verificare che l'intervento non peggiori, ma, ove possibile, contribuisca a risolvere tali criticità. Le principali componenti ambientali analizzate:

- **ARIA E ATMOSFERA**, il cui impatto potenziale è atteso principalmente in fase di cantiere e dismissione ed è dovuto soprattutto alle emissioni di polveri ed inquinanti dovute alla presenza di mezzi meccanici per il trasporto dei materiali a piè d'opera ed alla movimentazione terra necessaria per la realizzazione della viabilità interna, per il tracciamento delle trincee per i cavidotti, il sistema di canalizzazione delle acque di deflusso e per le fondazioni delle cabine.
- **SUOLO E SOTTOSUOLO**, il cui impatto potenziale è principalmente atteso a causa delle azioni necessarie all'installazione ed al montaggio delle componenti di impianto ed alla realizzazione delle opere di connessione elettrica, la messa a coltura di specie vegetali diversificate (colture arboree ed erbacee foraggere), migliora le condizioni strutturali del suolo in fase di esercizio.
- **FLORA E FAUNA**, il cui impatto potenziale è registrabile sulla flora e la vegetazione durante la fase di cantiere riguarda essenzialmente la sottrazione di specie per effetto dei lavori necessari alla realizzazione dell'impianto e della stazione utente, mentre in fase di esercizio è correlato alla perimetrazione dell'impianto e alla presenza dei pali di sostegno dei moduli fotovoltaici.
- **PAESAGGIO**, il cui impatto risulta principalmente determinato dall'intrusione visiva dei pannelli nell'orizzonte di un generico osservatore. L'impatto è ritenuto poco significativo grazie alle misure di mitigazione previste dal progetto utili a schermare la percezione visiva e consentire un migliore inserimento paesaggistico. Dopo la dismissione l'impatto atteso sarà positivo in quanto sarà restituito al paesaggio un ambiente strutturalmente ed ecologicamente più complesso determinato dalla stabilizzazione della vegetazione nel corso degli anni di funzionamento dell'impianto.
- **RUMORE E VIBRAZIONI**, il cui impatto potenziale è atteso principalmente a causa delle macchine per la movimentazione della terra, all'incremento del traffico e, in generale, a tutte le attrezzature utilizzate per la costruzione dell'impianto e per la fase di manutenzione (lavaggio moduli e taglio erba, se necessario).
- **CAMPI ELETTROMAGNETICI**, il cui impatto potenziale è atteso in fase di esercizio al funzionamento di alcune apparecchiature elettriche.
- **SALUTE PUBBLICA**, per cui gli impatti attesi sono da ritenersi trascurabili.

- **RIFIUTI**, il cui impatto principale è atteso in fase di dismissione quando si effettueranno tutte le opere necessarie alla rimozione dei moduli fotovoltaici e della struttura di supporto e al trasporto dei materiali ad appositi centri di recupero.

In conclusione il parco fotovoltaico Risorsesarde, non apporterà alcun rischio ambientale significativo, gli impatti sono legati principalmente alle fasi di lavoro che saranno localizzati e temporanei e all'impatto paesaggistico dovuto alla presenza stessa dell'impianto, che interrompe la monospecificità del contesto rurale del territorio. Tuttavia tali impatti non apporteranno alcun cambiamento che giustifichi la non realizzazione dell'impianto, gli impatti sono ampiamente sopportabili dal contesto ambientale, e risultano opportunamente ed efficacemente minimizzati e mitigati dalle tecniche e dalle soluzioni progettuali scelte, anche a fronte del fatto che l'area ad uso turistico in questione:

- NON rientra nelle "aree non idonee" alla realizzazione di impianti di produzione da FER (come sancisce la Deliberazione 59/90 del 27/11/2020);

- rientra nelle aree comprese nella perimetrazione specificata dall'Art.20 c.8 lettera c-quater del D.Lgs 199/2021.

16. ESITI DEL QUADRO PROGETTUALE

Gli esiti risultanti dal Quadro di Riferimento Progettuale possono essere così riepilogati:

1. L'opera progettata si integra nel territorio rispettando tutte le realtà esistenti. Essa rafforza le azioni intraprese a livello europeo e nazionale di aumento di fornitura di energia tramite fonti rinnovabili.
2. La fase di cantierizzazione determinerà condizioni di disturbo per la durata dei lavori relativi alle sole opere civili. I provvedimenti di mitigazione previsti risultano adeguati a contenerne gli effetti. Si ritiene tuttavia che nella fase dei lavori dovrà essere posta molta attenzione rispetto soprattutto ai ricettori più prossimi ai fronti di lavoro. Una attenta gestione delle attività di cantiere opererà affinché la circolazione dei mezzi non interferisca con il traffico ordinario nelle ore di punta.
3. La fase di esercizio, come dettagliata nel Quadro di Riferimento Ambientale, non comporta alcun tipo di impatti se nonché una modifica del quadro paesaggistico e l'occupazione del suolo.
4. Durante la fase di costruzione, si avranno sicuramente rifiuti tipicamente connessi all'attività di cantiere: quelli prodotti durante gli scavi, il posizionamento dei cavidotti e delle stazioni di trasformazione e consegna.

Per quanto riguarda l'analisi vincolistica, si rimanda alla Relazione Paesaggistica.