IPC AGRIVOLT s.r.l.

Via Aterno n. 108, 66020 San Giovanni Teatino (CH) - Italy.
P.I. 02714100696 - PEC: ipcagrivolt@igefi.it
REA CH- 415506

Impianto fotovoltaico "Sardinia Agrivolt" 99,972 MWp

VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE (V.I.A.)

REV.	DATA	OGGETTO	PREPARATO	CONTROLLATO	APPROVATO
00	01/03/2022	Emissione	Gruppo di progettazione	Ing. Luca DEMONTIS	IPC AGRIVOLT S.R.L.

GRUPPO DI PROGETTAZIONE

Ing. Luca DEMONTIS
(coordinatore)

Ing. Sandro CATTA

ORDINE INGEGNERI PROVINCIA CAGLIARI N. 5399 Dott. Ing. LUCA DEMONTIS

ORDINE INGEGNERI PROVINCIA CAGLIARI N. 3779 Dott. Ing. SANDRO CATTA

Arch. Valeria MASALA (consulenza ambientale)

Arch. Alessandro MURGIA (consulenza urbanistica)

Geol. Alberto PUDDU (consulenza geologica)

Dott. Agr. Riccardo Giuseppe LODDO (consulenza agronomica)

TITOLO:

RELAZIONE ILLUSTRATIVA

NOTE:

Firmato digitalmente da
SANDRO CATTA
T = Ingegnere

DEMONTIS LUCA
Ordine degli Ingegneri della Provincia di Cagliari
Ingegnere
09.03.2022 12:15:56 GMT+01:00

IDENTIFICAZIONE ELABORATO

R. 01

Questo documento contiene informazioni di proprietà della IPC Agrivolt S.R.L. può essere utilizzato esclusivamente dal destinatario in relazione alle finalità per le quali è stato ricevuto. È vietata qualunque forma di riproduzione o divulgazione senza l'esplicito consenso della IPC Agrivolt S.R.L.

INDICE

1. INTRODUZIONE 4
1.1 PREMESSA 4
1.2 RIFERIMENTI NORMATIVI 5
1.3 NORME TECNICHE 6
2. SOCIETÀ PROPONENTE 8
3. UBICAZIONE E DIMENSIONE DELL'IMPIANTO 9
4. DESCRIZIONE DEL CAMPO FOTOVOLTAICO 15
4.1 MODULI FOTOVOLTAICI 16
4.2 TRACKER 17
4.3 INVERTER 19
4.4 STRING BOX 20
4.5 TRASFORMATORI 22
4.6 CABINE ELETTRICHE 23
4.7 CABINE SERVIZI 23
4.8 IMPIANTO GENERALE DI TERRA 23
5. OPERE CIVILI E SERVIZI AUSILIARI 24
5.1 IMPIANTO GENERALE DI TERRA 24
5.2 SCAVI 24
5.3 INFISSIONE PALI DEI TRACKER 24
5.4 POSA MODULI 25
5.5 REALIZZAZIONE DEI CAVIDOTTI 25
5.6 RECINZIONI E CANCELLI 25
5.7 FONDAZIONI CABINE ELETTRICHE 26
5.8 ILLUMINAZIONE E VIDEOSORVEGLIANZA 26
5.9 SVELLIMENTO PIANTUMAZIONE AGRICOLA ESISTENTE 26
6. DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO 27
7. CRONOPROGRAMMA 30
8. CONNESSIONE ALLA RTN 32
8.1. DESCRIZIONE GENERALE 32
8.2. SOTTOSTAZIONE ELETTRICA MT/AT – LATO MT 33
8.3. SOTTOSTAZIONE ELETTRICA MT/AT – LATO AT 33
8.4. CABINE SERVIZI 33
8.5. IMPIANTO DI RETE PER LA CONNESSIONE 34

8.6. CONDUTTURE ELETTRICHE 34
8.6.1. Cavi di Bassa Tensione 34
8.6.2. Cavi di Media Tensione 34
8.6.3. Condizioni di posa 35
9. CALCOLI E VERIFICHE DI PROGETTO 36
9.1. VARIAZIONE DELLA TENSIONE PER LA SEZIONE IN C.C. 36
9.2. COORDINAMENTO TRA CONDUTTORI E DISPOSITIVI DI PROTEZIONE: SEZIONE DEI CAVI 37
9.3. COLLEGAMENTI TRA MODULI FOTOVOLTAICI E GLI INVERTER 37
9.3.1. Tratto Moduli - QES 37
9.3.2. Tratto QES-Inverter 37
9.4. COLLEGAMENTI TRA L'USCITA DEGLI INVERTER, IL QUADRO QBT E IL TRASFORMATORE 37
9.4.1. Tratto Inverter e QBT 37
9.4.2. Tratto QBT e Trasformatore 37
9.4.3. Tratto QMT (Cabina Dorsale) e QMT (Sottostazione elettrica) 37
9.4.4. Tratto QMT (Sottostazione elettrica) e Trafo MT/AT 38
9.5 CADUTE DI TENSIONE 38
10. ALLEGATI: SPECIFICHE TECNICHE DEI COMPONENTI DI IMPIANTO 39
10.1 SCHEDA MODULO FV 39
10.2 SCHEDA TRASFORMATORE BT/MT 41
10.3 SCHEDA INVERTER 42
10.4 SCHEDA CAVO AD ELICA VISIBILE 18/30 KV 44
10.5 SCHEDA CAVO UNIPOLARE 18/30 kV (Sottostazione elettrica) – Trafo MT/AT 46
11. DISMISSIONE DELL'IMPIANTO 48
12. ESITI DEL QUADRO PROGETTUALE 50

1. INTRODUZIONE

1.1 PREMESSA

La presente relazione tecnica illustra il progetto denominato **"Sardinia Agrivolt"** presentato dalla società **IPC AGRIVOLT S.R.L.** per **la realizzazione e gestione di un nuovo impianto agro-fotovoltaico**, da realizzarsi nel Comune di Uta (CA) in località "*Su coddu de Sa Feurra (ex Prugneto)*" in un'area prevalentemente agricola ed in parte ricadente all'interno della Zona Industriale gestita dal Consorzio Industriale della Provincia di Cagliari (CACIP), in località Macchiareddu. La potenza nominale installata sarà pari a 99,792 MWp per una superficie complessiva, comprese le opere accessorie, di circa 179,53 ha distribuita in 2 aree: lotto A (155,24 ha) e lotto B (24,29 ha).

Il progetto prevede l'installazione di 181.440 moduli in silicio monocristallino con tecnologia half cell, della potenza di picco totale di 550 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 525.200 m^2.

L'impianto sarà connesso alla rete di distribuzione elettrica nazionale in AT tramite un collegamento in antenna a 220 kV ad una nuova stazione elettrica di smistamento della RTN a 220 kV, gestita da TERNA Spa.

Il rendimento energetico annuale della centrale è previsto pari a circa 2.066 kWh, calcolato utilizzando il database di radiazione solare PVGIS-CMSAF.

L'energia elettrica prodotta sarà ceduta ad un trader accreditato tramite la modalità di cessione sul mercato libero. La proprietà potrebbe valutare anche di partecipare al meccanismo delle aste secondo D.M. 04/07/2019.

Il proponente, nell'ottica di ottimizzare le coltivazioni nell'area agricola dell'impianto, ha stipulato un accordo con ENEA per ottenere un dettagliato studio sulle tecniche da adottare per l'ottimale conduzione delle attività di coltivazione. ENEA si sta già occupando di tale tematiche anche per conto del Ministero dello Sviluppo Economico con l'obiettivo di individuare delle linee guida per lo sviluppo di impianti agrovoltaici.

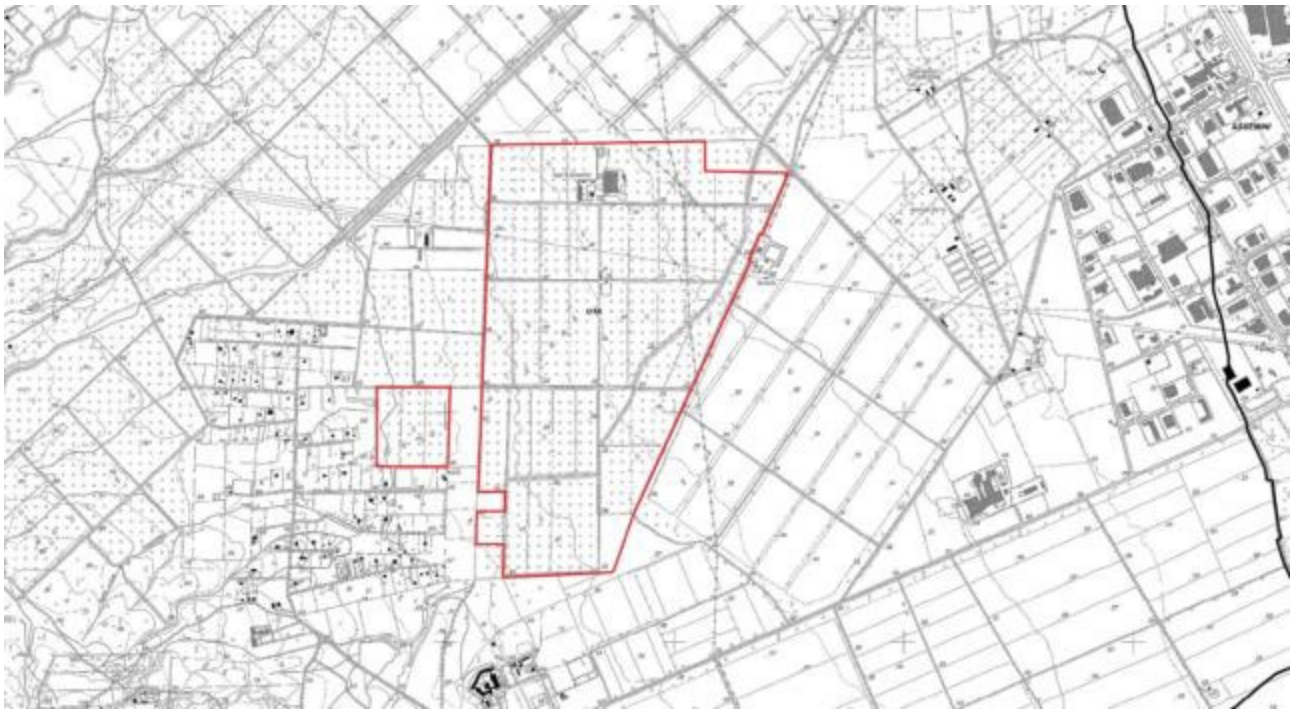


Figura 1 - Inquadramento delle aree di progetto su CTR 10k (Fonte Regione Sardegna).

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 riavvicinamento 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 IPC AGRIVOLT S.r.l. con sede legale a San Giovanni Teatino (CH), in Via Aterno 108, iscritta al Registro delle imprese di Chieti REA CH - 415506, Patita IVA 02714100696, in possesso dei requisiti di capacità economico-finanziaria e tecnico-organizzativa per la realizzazione, l'esercizio e la dismissione del progetto in esame.

La società ha per oggetto sociale: la costruzione, la compravendita e la gestione di impianti destinati alla produzione elettrica da fonti rinnovabili (eolico, fotovoltaico e biomasse); la produzione, l'utilizzo e la vendita di energia elettrica; la ricerca, la promozione, lo sviluppo e il perfezionamento delle tecnologie e/o know-how, prestazioni di consulenze nei settori delle attività sopra elencate, con esclusione di tutte quelle operazioni che sono riservate alla competenza degli ordini professionali; la realizzazione di tutte le strutture ed infrastrutture utili e necessarie per il raggiungimento dei predetti scopi sociali.

3. UBICAZIONE E DIMENSIONE DELL'IMPIANTO

L'area in cui ricade l'impianto in progetto si trova in località denominata "*Su Coddu de Sa Feurra*" del Comune di Uta (CA), più precisamente situata nella parte occidentale del territorio comunale, a confine tra i Comuni di Uta e Capoterra.
Il sito è ubicato in un terreno in zona agricola limitrofa alla Zona Industriale di interesse Regionale di Macchiareddu. I dati per l'individuazione sono i seguenti:

- Latitudine di 39° 13' 45.67" N e Longitudine 8° 56' 55.22" E.
- Altezza media di 35 m s.l.m.
- Carta d'Italia in scala 1:25.000 edita dall'IGM fogli n° 556 sez. II Ass. – n° 557 sez. III Cagliari – n°565 sez. I Capoterra – n° 566 sez. IV La Maddalena.
- Carta Tecnica Regionale della Sardegna in scala 1:10.000 foglio 556 – 160, 557 – 130, 565 – 140, 566 – 030.
- Carta Geologica d'Italia foglio n° 234 – Cagliari.

Figura 2 - Inquadramento delle aree di progetto su OFC 10k (Fonte Regione Sardegna).

I lotti in cui verrà realizzato l'impianto sono individuati dal Piano Urbanistico Comunale di Uta (adottato con D. C. C. n° 17 del 13/02/2007) come di seguito riportato:

- Zona D – industriali, artigianali e commerciali. Sottozona D2: aree comprese nell'agglomerato industriale di Macchiareddu per il quale è vigente il Piano Regolatore Territoriale dell'Area di sviluppo industriale di Cagliari.
- Zona E – agricola. Sottozona E1.2a: aree caratterizzate da una produzione agricola tipica e specializzata, ambito di trasformazione di grado "2a"

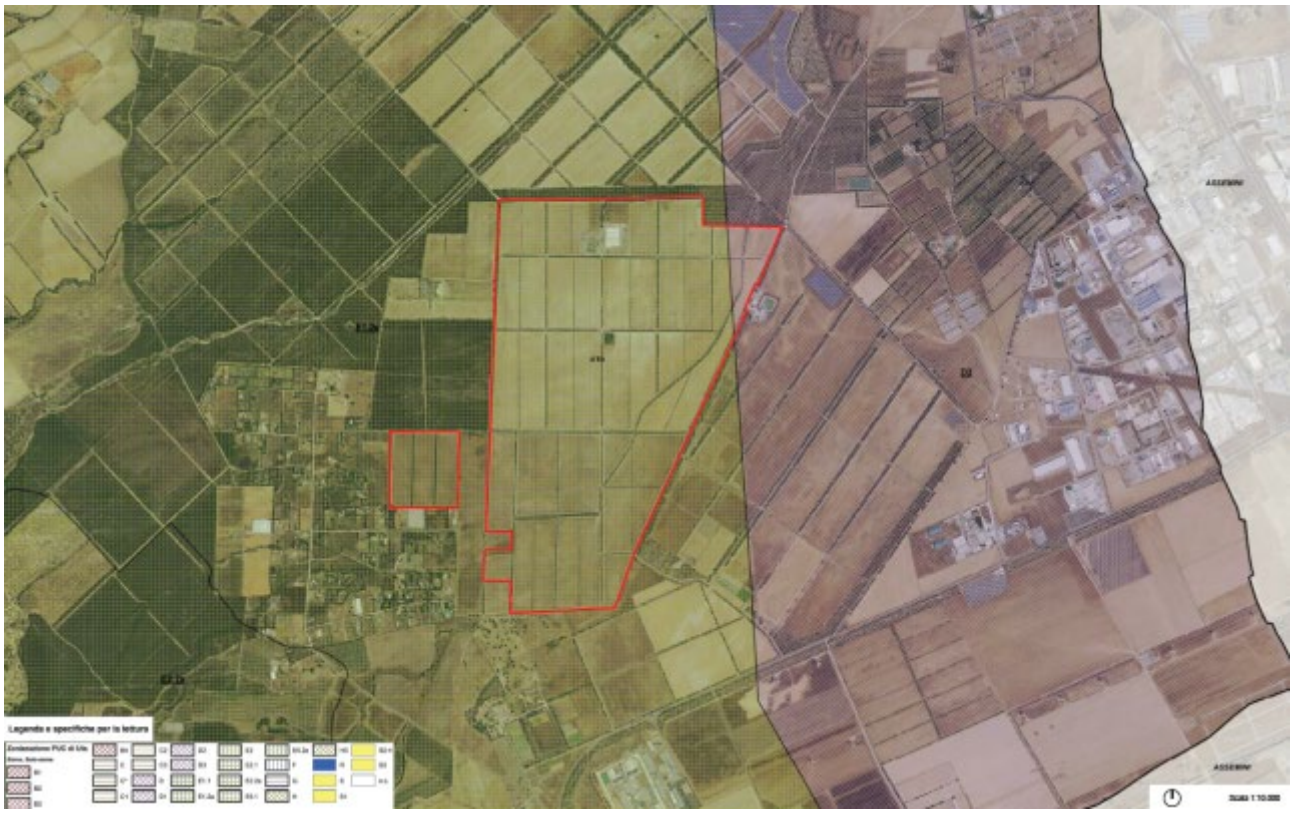


Figura 3 - Inquadramento delle aree di progetto su stralcio PUC 10k.

Il progetto prevede l'installazione di 181.440 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 525.200 m^2.

La potenza di picco prevista dell'impianto è di 99,792 MWp, ottenuta utilizzando moduli aventi ciascuno una potenza di picco totale di 550 Wp.

La soluzione tecnologica proposta prevede un sistema ad inseguitore solare in configurazione monoassiale che alloggia file da 36 moduli, per un totale di 5.040 trackers, con altezza al mozzo delle strutture di circa 2,80 m dal suolo. In questo modo nella posizione a +/-55° i pannelli raggiungono un'altezza minima dal suolo di 0,7 m e un'altezza massima di circa 4,95 m.

La distanza prevista tra gli assi delle strutture di supporto sarà variabile tra 9,20 m e 11,20 m.

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°.

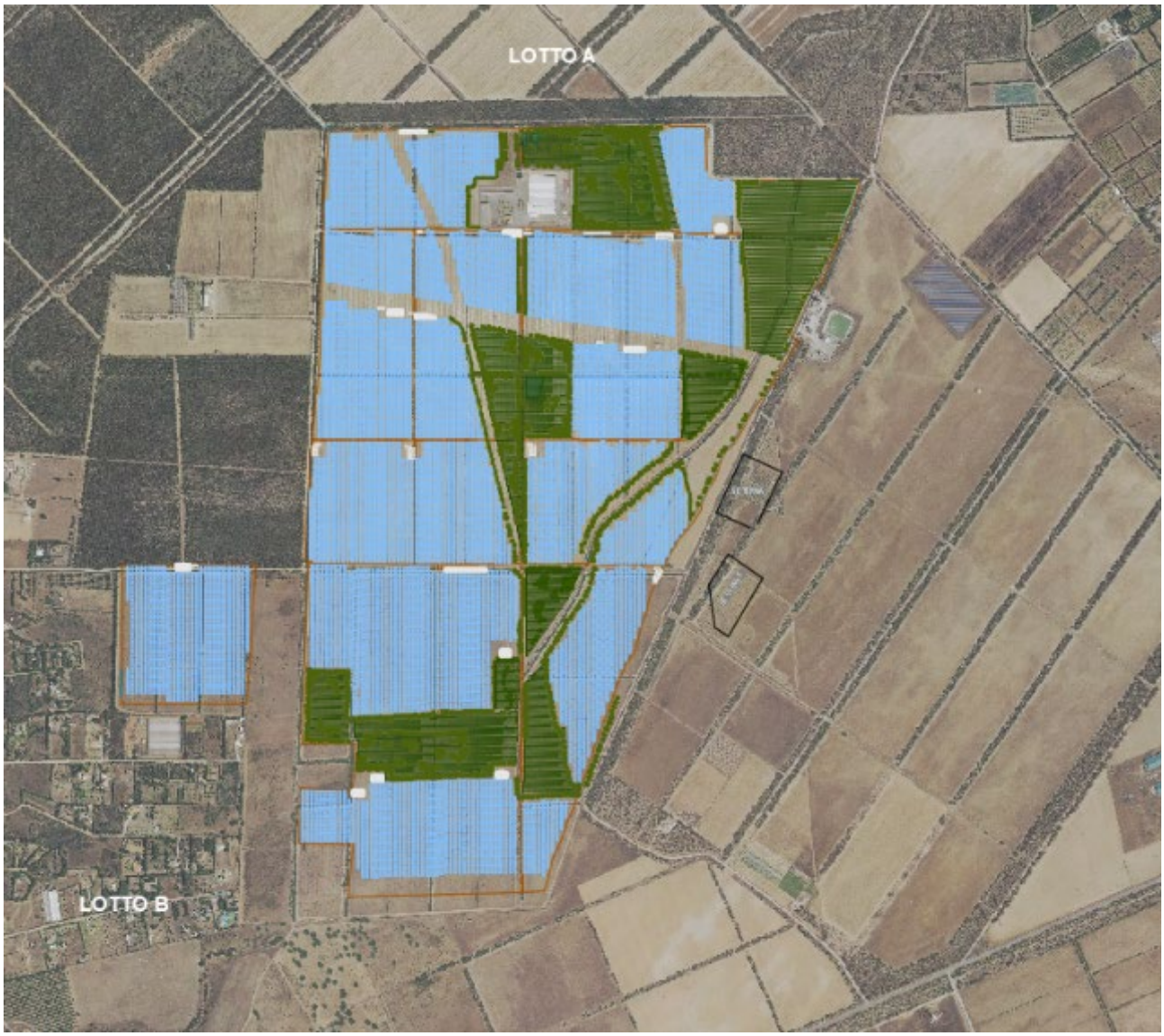


Figura 4 – Inquadramento stato di progetto.

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

Sottocampo/Cabina	Tracker da 36 Moduli	N. moduli	Pinst (MWp)
1	290	10440	5,742
2	290	10440	5,742
3	290	10440	5,742
4	290	10440	5,742
5	290	10440	5,742
6	290	10440	5,742
7	290	10440	5,742
8	290	10440	5,742
9	290	10440	5,742
10	290	10440	5,742
11	290	10440	5,742
12	290	10440	5,742
13	288	10368	5,702
14	288	10368	5,702
15	288	10368	5,702
16	240	8640	4,752
17	216	7776	4,277
18	240	8640	4,752
	5040,0	181440,0	99,792

Tab.1 - Dettaglio caratteristiche costitutive dei sottocampi.

I 18 sottocampi che compongono la centrale, costituiti ognuno da una "cabina inverter" saranno suddivisi in 5 gruppi funzionali. Ogni gruppo sarà costituito da massimo 4 cabine interconnesse in entra-esci tramite un collegamento in MT alla tensione nominale di 30 KV, per un totale dunque di 5 dorsali di potenza nominale rispettivamente pari a: A) 22,97 MWp; B) 17,23 MWp; C) 17,19 MWp; D) 21,98 MWp; E) 20,43 MWp.
Ciascuna "cabina inverter" di ogni sottocampo sarà costituita da una sezione di raccolta DC, un inverter per la conversione DC/AC, 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 - 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 220 KV.
In linea con gli obiettivi energetici europei e nazionali, finalizzati tra l'altro ad un importante incremento della capacità di accumulo per limitare il fenomeno dell'overgeneration da rinnovabili e quindi facilitare il raggiungimento degli obiettivi di consumo di energia rinnovabile mediante lo stoccaggio elettrochimico distribuito e centralizzato e la stabilità della rete, il progetto prevede anche l'individuazione di aree da destinare a cabine di accumulo.
In considerazione del fatto che la tecnologia dei sistemi di accumulo è in continua evoluzione sia in termini di componenti, di parametri prestazionali che di modalità di integrazione nella rete elettrica, l'identificazione della tipologia di sistema di accumulo specifico da implementare per il progetto in esame è demandata ad una fase successiva, una volta definita la fattibilità tecnico-progettuale ed economica.
È stata individuata un'area destinata ad ospitare il sistema di accumulo in adiacenza a ciascuna cabina di trasformazione BT/MT. Tale area è stata dimensionata tenendo conto di n. 40 container di dimensioni in pianta di circa 6,0 x 2,4 m ed altezza pari a circa 2,6 m, disposti su n. 2 piani.
La progettazione dell'impianto ha tenuto conto della presenza dei sistemi di accumulo in termini di ingombro in pianta, affinché la superficie coperta, inclusiva degli stessi, non eccedesse il limite imposto

dalle NTA del Consorzio recepito dal PUC del Comune di Uta (40% della superficie complessiva). Ugualmente la progettazione dei cabinati, che dovranno ospitare il sistema, sono stati considerati 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 ed eventuale futuro sistema di accumulo) è dunque di 53,11 ettari, per un indice di copertura del 29,58% (<40%), in conformità all'art. 11.2 delle Norme Tecniche di Attuazione, Sesta Variante al Piano Regolatore Territoriale dell'Area di Sviluppo Industriale di Cagliari.
Di seguito è riportato il calcolo delle superfici coperte:

Dati di input:

- Superficie coperta singolo tracker da 36 moduli: 104,21 mq
- Superficie coperta cabina/inverter: 31,19 mq
- Superficie coperta per eventuale futura area di accumulo e servizi accessori a cabina inverter: 295 mq

Calcolo Superficie Coperta dei tracker con 26 moduli			
Dorsale	**n. Tracker**	**Sup. massima/tracker [mq]**	**Proiezione al suolo [mq]**
A	1.160	104,21	120.883,60
B	870		90.662,70
C	870		90.662,70
D	1.156		120.466,76
E	984		102.542,64
TOTALE	**5.040**		**525.218,40**

Calcolo Superficie Coperta delle Cabine Inverter			
Dorsale	**n. cabine**	**Sup. /cabina [mq]**	**Occupazione di suolo [mq]**
A	4	31,19	124,76
B	3		93,57
C	3		93,57
D	4		124,76
E	4		124,76
TOTALE	**18**		**561,42**

Calcolo Superficie Coperta eventuali accumuli (non oggetto del presente progetto) e servizi ausiliari			
Dorsale	**n. cabine**	**Sup. /eventuale accumulo [mq]**	**Proiezione al suolo [mq]**
A	4	295	1.180
B	3		885
C	3		885
D	4		1.180
E	4		1.180
TOTALE	**18**		**5.310**

CALCOLO SUPERFICIE COPERTA TOTALE						
Dorsale	**Sup. Moduli**	**Sup. Inverter**	**Sup. even. Accumuli**	**Sup. TOTALE**	**Sup. Lotto**	**RC [%]**
A	120.883,60	124,76	1.180	122.188,36		
B	90.662,70	93,57	885	91.641,27		
C	90.662,70	93,57	885	91.641,27		
D	120.466,76	124,76	1.180	121.771,52		
E	102.542,64	124,76	1.180	103.847,40		
TOTALE	525.218,40	**561,42**	**5.310**	531.089.82	1.795.380	29,58%

Tabella 1 – Calcolo della superficie coperta suddiviso perle dorsali previste.

Sono previste fasce di distacco dai confinanti di 12 m, fasce di distacco dalla 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 5m.
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.

4. DESCRIZIONE DEL CAMPO FOTOVOLTAICO

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).

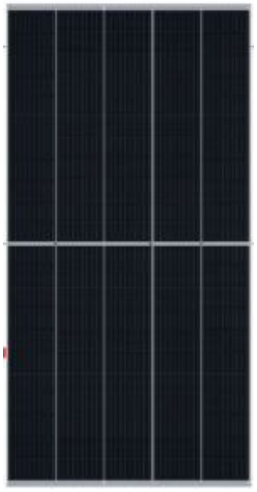
I principali componenti dell'impianto fotovoltaico sono costituiti da:

- **Moduli fotovoltaici** - il progetto prevede l'installazione di moduli fotovoltaici in silicio monocristallino tipo TRINA SOLAR, mod. Vertex, di potenza 550 Wp e dimensioni 2384x1096x35 mm.
- **Tracker** – in carpenteria metallica di acciaio zincato a caldo da 36 moduli fotovoltaici.
- **Inverter** - saranno installate n. 18 cabine inverter, una per ogni sottocampo che compone la centrale. Le cabine inverter scelte si riferiscono a quelle della ditta SMA, modello Sunny Central 4200 UP e 4400 UP, o similari. 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'uscita di ciascun inverter sarà collegato un trasformatore trifase MT/BT 30kV/0,66kV da 4400 kVA (@25°C) del tipo ad olio, per installazioni da esterno, dotato di centralina e sonde termometriche, al fine di innalzare la tensione dell'energia elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico.

Di seguito si forniscono informazioni di dettaglio sui citati componenti.

4.1 MODULI FOTOVOLTAICI

Il progetto prevede l'utilizzo di moduli monocristallini della ditta TRINA SOLAR, mod. VERTEX, di potenza 550 Wp e dimensioni 2384x1096x35 mm, incapsulati in una cornice di alluminio anodizzato dello spessore di 35 mm, con un peso totale di 28,6 kg ciascuno.



Le caratteristiche elettriche dei modelli scelti per il progetto in esame sono riportati nella tabella seguente:

Tabella 2 – Principali caratteristiche elettriche dei moduli fotovoltaici

Peak Power Watt-P_{max} (Wp)	550
Power Output Tolerance-P_{max} (W)	0 - + 5
Maximum Power Voltage-V_{MPP} (V)	31,8
Maximum Power Current-I_{MPP} (A)	17,45
Open Circuit Voltage-V_{OC} (V)	38,1
Short Circuit Current-I_{SC} (A)	18,56
Module Efficiency n_m (%)	21,2

Figura 2 – Foto e specifiche del modulo monocristallino scelto.

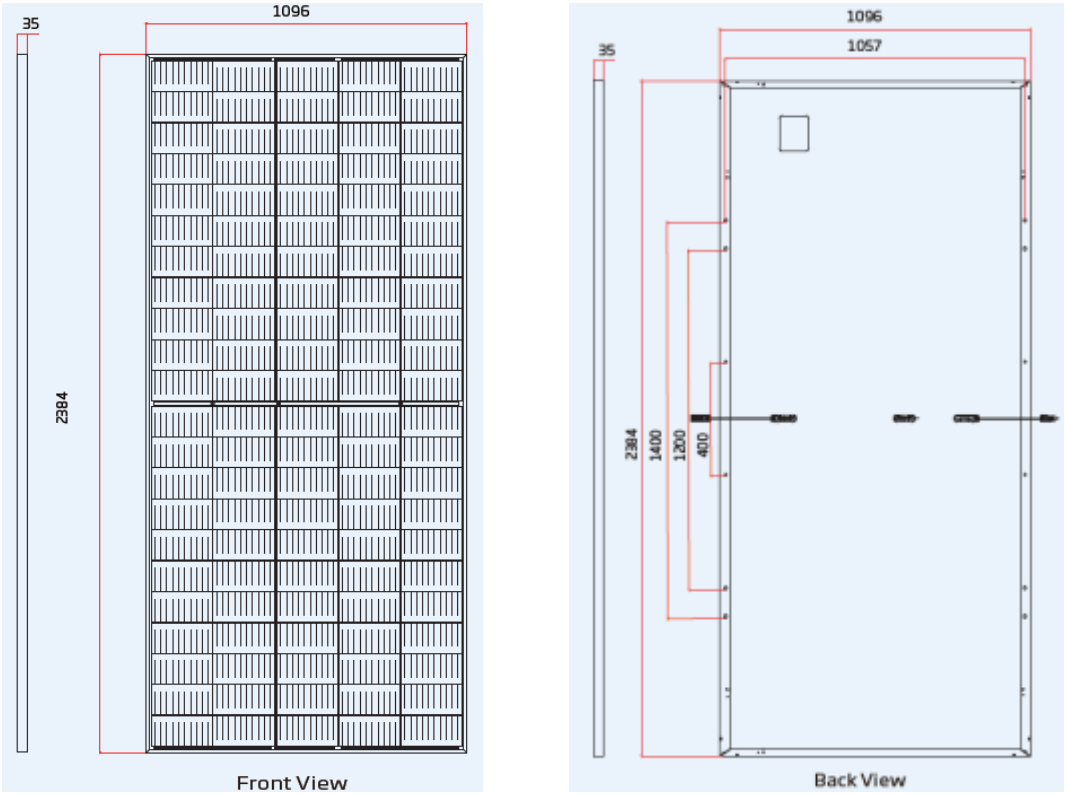


Figura 3 – Specifiche del modulo monocristallino.

4.2 TRACKER

La soluzione tecnologica proposta prevede l'utilizzo di un sistema ad inseguitore solare in configurazione mono-assiale (tracker tipo TRJ) da 36 moduli fotovoltaici, per un totale di 5.040.
Il sistema di backtracking 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.

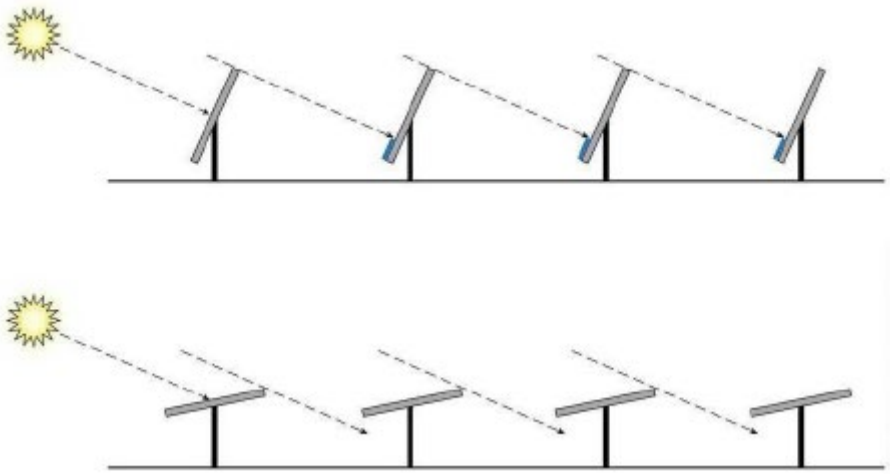


Figura 4 – Backtracking.

La distanza prevista tra gli assi delle strutture di supporto sarà variabile tra 9,20 m e 11,20 m.
L'orientamento delle file d'impianto è l'asse nord-sud (0° sud, azimut 180°) e la rotazione dei moduli fotovoltaici rispetto al piano orizzontale varia fino a ±55° est-ovest nell'arco delle ore sole.
L'altezza al mozzo delle strutture è di circa 2,80 m dal suolo, così come consigliato nel "Prontuario per la valutazione dell'inserimento del fotovoltaico nel paesaggio e nei contesti architettonici" redatto del Ministero per i Beni e le Attività Culturali in associazione con la Direzione Regionale per i Beni Culturali e Paesaggistici del Veneto; In questo modo nella posizione a 55° i pannelli raggiungono un'altezza minima dal suolo di 0,70 m e un'altezza massima di 4,95 m, consentendo un'adeguata circolazione dell'aria ed impedendo l'effetto terra bruciata dovuto alla scarsa areazione e drenaggio.

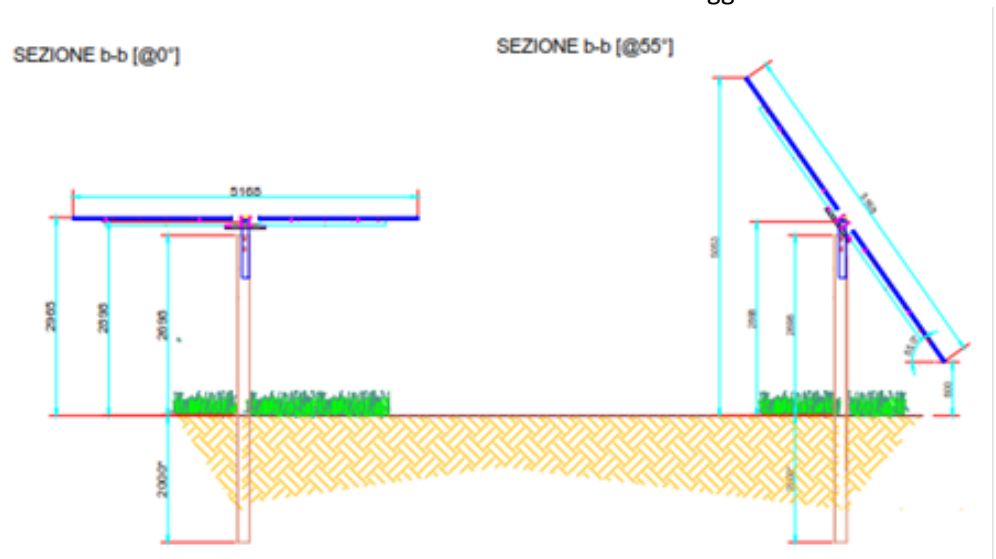


Figura 5 – Sezione trackers e moduli in progetto.

La struttura del tracker TRJ è completamente adattabile secondo le dimensioni del pannello fotovoltaico, le condizioni geotecniche del sito specifico e lo spazio disponibile.
La configurazione elettrica delle stringhe richiede la seguente tabella di configurazione dei tracker con moduli fotovoltaici:

- Struttura 1x36 moduli fotovoltaici con il lato lungo perpendicolare all'asse di rotazione.
- Dimensioni (L) 20,263 m x 5,168 m x (H) max. 4,953 m.
- Componenti meccanici della struttura in acciaio: 3 montanti (di solito circa 4 m di altezza comprese le basi) e 4 tubolari quadrati (le specifiche dimensionali variano in base al terreno e al vento e sono inclusi nelle specifiche tecniche verificate durante la progettazione preliminare del progetto). Supporto del profilo Omega e ancoraggio del pannello.
- Componenti proprietari del movimento: 5 post-teste (2 per estremità e intermedio e 1 supporta il motore). Una scheda di controllo elettronica per il movimento (una può servire 10 strutture). 1 motore (attuatore elettrico lineare (mandrino) AC).
- La distanza tra i tracker (I) impostata per il progetto , sarà variabile tra 9,20 m e 11,20 m.
- L'altezza minima da terra dei moduli (D) è di circa 0,70 m.
- Ogni struttura pesa circa 800 kg.
- Sono necessari in media 50 tracker (con moduli fotovoltaici 550 Wp) per 1 MWp.

Figura 6 - Definizioni delle dimensioni (D = 0,70 m, H = 4,953 m, I = variabile tra 9,20 m e 11,20 m).

Le strutture dei tracker sono costituite da pali verticali infissi al suolo e collegati da una trave orizzontale secondo l'asse nord-sud (mozzo) inserita all'interno di cuscinetti appositamente progettati per consentirne la rotazione lungo l'arco solare (asse est-ovest). 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 rinterri 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 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.

4.3 INVERTER

La centrale è composta da 18 sottocampi, costituiti ognuno da una "cabina inverter" i quali saranno suddivisi in 6 gruppi funzionali. Ogni gruppo sarà costituito da massimo 4 cabine interconnesse in entra-esci tramite un collegamento in MT alla tensione nominale di 30 KV, per un totale dunque di 5 dorsali di potenza nominale rispettivamente pari a: A) 22,97 MWp; B) 17,23 MWp; C) 17,19 MWp; D) 21,98 MWp; E) 20,43 MWp.
Ciascuna "cabina inverter" di ogni sottocampo sarà costituita da una sezione di raccolta DC, una sezione inverter per la conversione DC/AC, 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 - 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 220 KV.
Ogni sottocampo (dei 18 presenti) sarà costituito dai seguenti componenti:

- tracker mono-assiali da 36 moduli fotovoltaici, per una potenza di 19,98 KWp;
- quadri elettrici in DC;
- convertitore statico centralizzato DC/AC;
- quadri elettrici in bassa tensione sez. AC;
- trasformatore BT/MT;
- quadri elettrici in media tensione.

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:

- gli inverter DC/AC sono della SMA modello SC4400 UP/ SC4200 UP o similare, di potenza nominale in AC pari a 4.400 kW e 4.200 kW, in grado di gestire la potenza in DC di ogni sottocampo costituente la centrale. L'inverter sarà dotato di: un sezionatore e fusibili lato DC, un canale MPPT in grado sia di adattare la propria impedenza per seguire il punto di massima potenza del proprio campo fotovoltaico, che di produrre un'onda sinusoidale con un contenuto armonico entro i valori stabiliti dalle norme.

Figura 7 - Inverter SUNNY CENTRAL UP della SMA.

4.4 STRING BOX

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

Order reference 8000050562 Rev 0

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 disconnector 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
Contactor 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, Imax = 40 kA, Up ≤ 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

4.5 TRASFORMATORI

Nelle "cabine inverter" sarà presente un trasformatore trifase MT/BT 30kV/0,66kV da 4400 kVA del tipo ad olio, per installazioni da esterno, dotato di centralina e sonde termometriche, avente le seguenti caratteristiche indicative:

TYPE		Medium-voltage transformer for inverter application
DESIGN		Three-phase-oil-transformer hermetic sealed with electrostatic shield winding
RATED POWER @ 50 °C	[kVA]	3960
RATED POWER @ 25 °C	[kVA]	4400
RATED CURRENT AT LOW-VOLTAGE LEVEL @ 50 °C (APPROX.)	[A]	3464
RATED VOLTAGE	[kV/kV]	22 / 0.660
TAP CHANGER		With
TAPPING HIGH-VOLTAGE LEVEL	[%]	±2 x 2.5%
FREQUENCY	[Hz]	50
VECTOR GROUP		Dy11
NO-LOAD LOSSES (AT RATED VOLTAGE)	[kW]	3.1
SHORT-CIRCUIT LOSSES (@ TEMP. 75 °C, @ RATED POWER)	[kW]	35.7
IMPEDANCE VOLTAGE AT RATED CURRENT (@ TEMP. 75 °C, @ RATED POWER)	[%]	6 to 8.5
MAX. VOLTAGE FOR EQUIPMENT Um	[kV]	24
TYPE OF COOLING		KNAN
MAX. ALTITUDE ABOVE SEA LEVEL	[m]	4000
AMBIENT TEMPERATURES (MIN. / MAX.)	[°C]	-25 / 50
@ 1000 m	[°C]	50
@ 2000 m	[°C]	47.5
@ 3000 m	[°C]	45
@ 4000 m	[°C]	42.5
MAX. OVER TEMPERATURE (HOT SPOT / WINDING / OIL)	[°K]	100 / 85 / 80
SHORT-CIRCUIT DURATION	[s]	2
MANUFACTURERS REGULATION		IEC 60076
INSULATION LEVEL (HV / LV)		LI 125 AC 50 / LI - AC 10
HIGH-VOLTAGE BUSHING		Outside cone bushings 630 A, type C
LOW-VOLTAGE BUSHING		3.6 kV bushing for at least 4000 A
MAX. DIMENSIONS (LxWxH)	[mm]	1606 x 2200 x 2350
TOTAL WEIGHT (APPROX.)	[kg]	7500
OIL WEIGHT (APPROX.)	[kg]	1980
OIL TYPE		Oil based on ester
COATING according to ISO 12944-5		C3H
IP-CODE OF ASSEMBLED TRANSFORMER according to IEC 60529		IP54
TRANSFORMER PROTECTION		- Resistance thermometer PT100 for analogue oil temperature measurement - Over pressure gauge with a changeover contact - Oil level gauge with a changeover contact - Over pressure safety valve
ACCESSORIES		- Oil filling pipe - Oil sampling valve - Lifting lugs - Earthing terminals - Nameplate

Values subject to tolerances according to IEC 60076

All technical data are subject to change at any time without notice. SMA assumes no liability for typographical or other errors.

Figura 9 – Caratteristiche tecniche indicative del trasformatore trifase.

4.6 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 trasformator;
- 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).

4.7 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:

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

4.8 IMPIANTO GENERALE DI TERRA

Il sito verrà provvisto di un impianto generale di terra di protezione costituito da un sistema di dispersori a picchetto tra loro interconnessi mediante conduttore di terra in rame di colore giallo- verde posato all'interno di un tubo in PVC. L'impianto sarà collegato ad un collettore generale dal quale verranno poi derivati tutti i collegamenti secondari.

5. OPERE CIVILI E SERVIZI AUSILIARI

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

5.1 IMPIANTO GENERALE DI TERRA

Le strade di accesso al sito saranno quelle presenti praticamente lungo i confini dei lotti interessati.
L'opera in progetto prevede in ogni caso la realizzazione di una viabilità circolare perimetrale 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 inghiaiatura (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 (massima 5 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 Md <=50 N/mm^2 in funzione della natura dei terreni e del rilevato;
- la posa di geotessile non tessuto costituito esclusivamente sa 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 Md non inferiore a 80 N/mm^2 ricavato dalle prove con piastra avente diametro di 30 cm.

5.2 SCAVI

Gli scavi a sezione ristretta, necessari per la posa dei cavi elettrici avranno ampiezza variabile tra 30 e 80 cm e profondità massima di 120 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 rinvenenti 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.

5.3 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 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".
Le strutture che sostengono i moduli fotovoltaici verranno posizionate in file parallele con interasse di circa 9,2 metri in modo tale che la distanza minima dei moduli sia di 4 m in posizione orizzontale per la tipologia 1 ed in file parallele con interasse di circa 11,2 metri in modo tale che la distanza minima dei moduli sia di 6 m in posizione orizzontale per la tipologia 2, allo scopo di evitare mutui ombreggiamenti tra i moduli, consentire una buona permeabilità del suolo ma soprattutto permettere il passaggio delle machine operatrici per le attività agricole.

5.4 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.

5.5 REALIZZAZIONE DEI CAVIDOTTI

Verranno eseguiti degli scavi a sezione obbligata, per mezzo di scavatori cingolati, 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.

5.6 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 pilastrini a sostegno della cancellata.
Per la progettazione e realizzazione della recinzione verranno rispettate le prescrizioni del PRT dell'Area Industriale di Cagliari, le quali prevedono che le opere di recinzione devono essere particolarmente curate e, sul fronte stradale in particolare, devono essere realizzate a giorno o con siepi verdi, prevedendo, quando possibile, anche alberature.
Per questo motivo 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.
Dai limiti catastali verranno rispettate le fasce di rispetto di 12 m dai confinanti e di 15 m dai fronti stradali e dagli edifici, così come previste dal piano regolatore CACIP.
I sostegni che verranno utilizzati saranno pali in profili ad U. 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 eventualmente a T) 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 i lotti adiacenti 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 accio 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.

5.7 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.

5.8 ILLUMINAZIONE E VIDEOSORVEGLIANZA

La realizzazione dell'impianto fotovoltaico prevede anche l'installazione di sistema di illuminazione del campo fotovoltaico intervenendo sulle aree di utilizzo per mezzo di un sistema di accensione/spegnimento a tempo, finalizzato a ridurre il potenziale inquinamento luminoso.
All'interno delle cabine saranno posizionati dei punti luce costituiti da plafoniere IP65 con lampade a led da 11 W, aventi autonomia di 2h, combinate con interruttore bipolare, presa bipolare e fusibili.
È previsto, inoltre, un impianto di antintrusione e videosorveglianza composto da punti di rilevamento montati su pali perimetrali al lotto.

5.9 SVELLIMENTO PIANTUMAZIONE AGRICOLA ESISTENTE

L'intervento comprende la messa a dimora di specie arbustive od arboree autoctone in fitocella nel perimetro esterno dei lotti, nonché messa a dimora di alberi autoctoni da vivaio di specie coerenti con gli stadi corrispondenti della serie dinamica potenziale naturale del sito nelle fasce lungo strada.

6. 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**: operari 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 60 cm, per i cavi BT, ad un massimo di 120 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 di trasformazione**: mediante l'impiego di autogrù verranno posate le cabine di trasformazione BT/MT;

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 alle relative cabine in cui saranno posizionati gli inverter e il trasformatore BT/MT. Ogni cabina servirà un numero di pannelli tale da raggiungere una potenza collegata media di 4 MW: si prevede di installare un numero di cabine pari a 11, per un totale di circa 42 MW di potenza totale installata;

15.**cablaggio della rete di distribuzione dalle cabine alla sottostazione**: tutte le cabine di trasformazione BT/MT andranno collegate alla 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 dalle cabine;
- posa dei quadri di protezione AT e quadri di distribuzione per servizi ausiliari;
- posa del trasformatore 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 al traliccio più vicino della linea esistente di alta tensione (linea 220 kV "Rumianca-Sulcis"). In particolare, si inseriranno i cavi

elettrici all'interno dei cavidotti già realizzati precedentemente e il collegamento degli stessi tramite morsettiere fino alla linea AT di Terna.

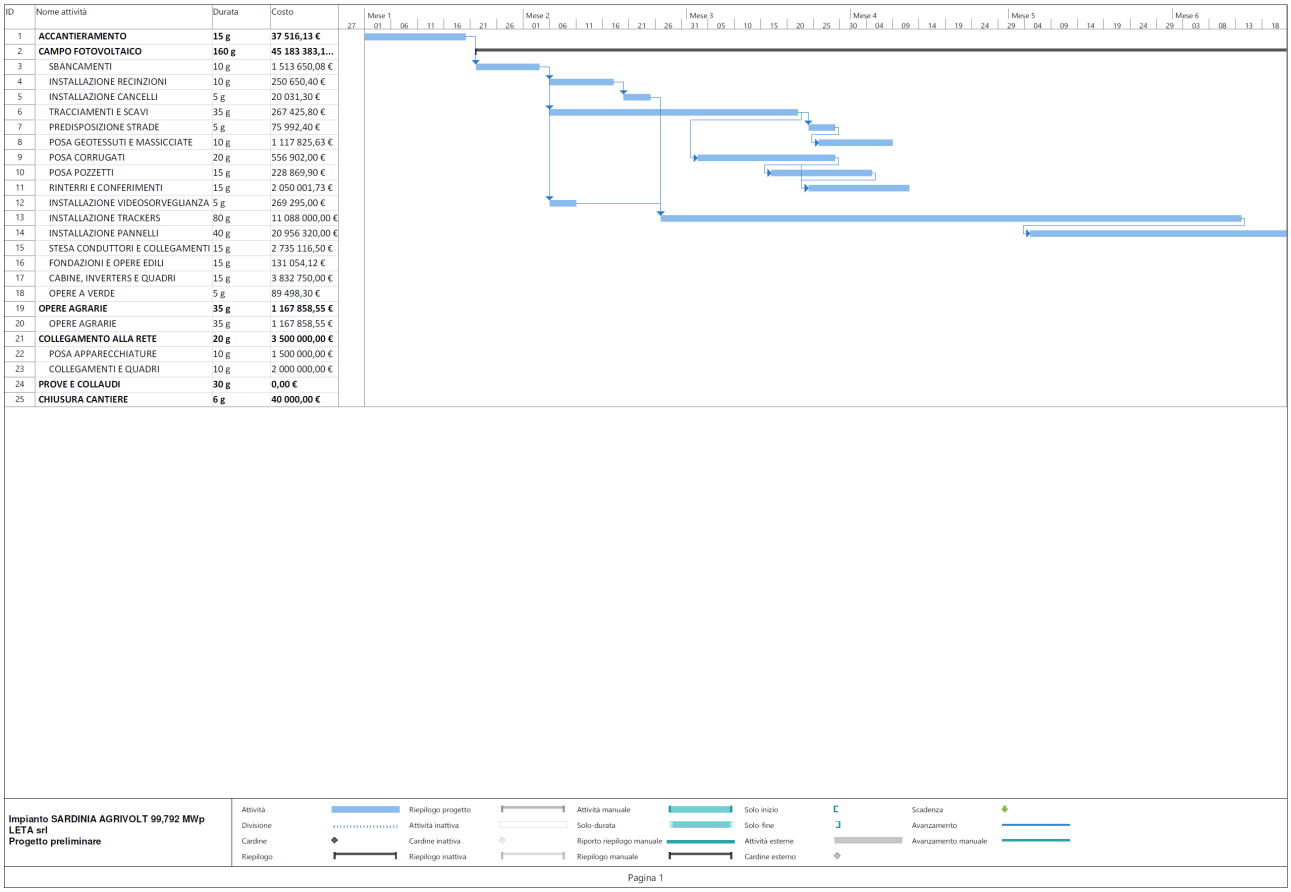
18. **rimozione delle aree di cantiere secondarie**: si tratta della fase conclusiva del cantiere principale e dei vari sotto-cantieri, una volta terminate tutte le necessarie lavorazioni per la realizzazione dell'impianto fotovoltaico;

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);

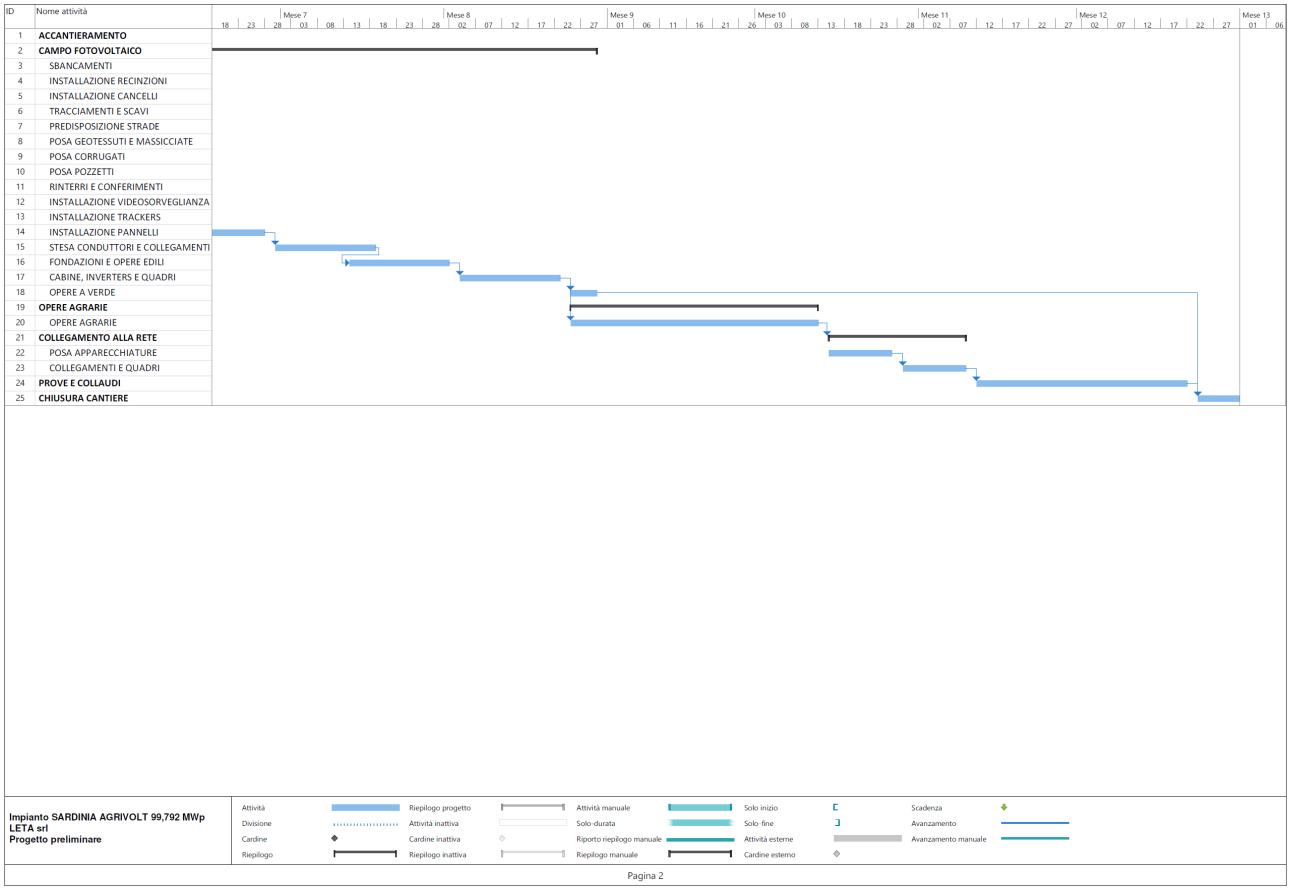
20. **definizione dell'area di cantiere permanente**: si tratta della predisposizione di un'area destinata ad accogliere le macchine e le attrezzature necessarie ed indispensabili per la corretta gestione e manutenzione del parco fotovoltaico, per l'intera vita utile dell'impianto stimata in 25-30 anni.

7. CRONOPROGRAMMA

Ricevute tutte le autorizzazioni e le concessioni relative al nuovo impianto, anche per il fatto che la linea MT di collegamento alla sottostazione è molto corta e la sottostazione fa capo ad un altro impianto, i tempi di realizzazione delle opere necessarie saranno in linea di massima brevi, presumibilmente nell'ordine di 12 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.



ID	Nome attività	Durata	Costo
1	**ACCANTIERAMENTO**	**15 g**	**37 516,13 €**
2	**CAMPO FOTOVOLTAICO**	**160 g**	**45 183 383,1...**
3	SBANCAMENTI	10 g	1 513 650,08 €
4	INSTALLAZIONE RECINZIONI	10 g	250 650,40 €
5	INSTALLAZIONE CANCELLI	5 g	20 031,30 €
6	TRACCIAMENTI E SCAVI	35 g	267 425,80 €
7	PREDISPOSIZIONE STRADE	5 g	75 992,40 €
8	POSA GEOTESSUTI E MASSICCIATE	10 g	1 117 825,63 €
9	POSA CORRUGATI	20 g	556 902,00 €
10	POSA POZZETTI	15 g	228 869,90 €
11	RINTERRI E CONFERIMENTI	15 g	2 050 001,73 €
12	INSTALLAZIONE VIDEOSORVEGLIANZA	5 g	269 295,00 €
13	INSTALLAZIONE TRACKERS	80 g	11 088 000,00 €
14	INSTALLAZIONE PANNELLI	40 g	20 956 320,00 €
15	STESA CONDUTTORI E COLLEGAMENTI	15 g	2 735 116,50 €
16	FONDAZIONI E OPERE EDILI	15 g	131 054,12 €
17	CABINE, INVERTERS E QUADRI	15 g	3 832 750,00 €
18	OPERE A VERDE	5 g	89 498,30 €
19	**OPERE AGRARIE**	**35 g**	**1 167 858,55 €**
20	OPERE AGRARIE	35 g	1 167 858,55 €
21	**COLLEGAMENTO ALLA RETE**	**20 g**	**3 500 000,00 €**
22	POSA APPARECCHIATURE	10 g	1 500 000,00 €
23	COLLEGAMENTI E QUADRI	10 g	2 000 000,00 €
24	**PROVE E COLLAUDI**	**30 g**	**0,00 €**
25	**CHIUSURA CANTIERE**	**6 g**	**40 000,00 €**


ID
Nome attività
1 ACCANTIERAMENTO
2 CAMPO FOTOVOLTAICO
3 SBANCAMENTI
4 INSTALLAZIONE RECINZIONI
5 INSTALLAZIONE CANCELLI
6 TRACCIAMENTI E SCAVI
7 PREDISPOSIZIONE STRADE
8 POSA GEOTESSUTI E MASSICCIATE
9 POSA CORRUGATI
10 POSA POZZETTI
11 RINTERRI E CONFERIMENTI
12 INSTALLAZIONE VIDEOSORVEGLIANZA
13 INSTALLAZIONE TRACKERS
14 INSTALLAZIONE PANNELLI
15 STESA CONDUTTORI E COLLEGAMENTI
16 FONDAZIONI E OPERE EDILI
17 CABINE, INVERTERS E QUADRI
18 OPERE A VERDE
19 OPERE AGRARIE
20 OPERE AGRARIE
21 COLLEGAMENTO ALLA RETE
22 POSA APPARECCHIATURE
23 COLLEGAMENTI E QUADRI
24 PROVE E COLLAUDI
25 CHIUSURA CANTIERE
Mese 7
Mese 8
Mese 9
Mese 10
Mese 11
Mese 12
Mese 13
Impianto SARDINIA AGRIVOLT 99,792 MWp
LETA srl
Progetto preliminare
Attività
Divisione
Cardine
Riepilogo
Riepilogo progetto
Attività inattiva
Cardine inattiva
Riepilogo inattiva
Attività manuale
Solo-durata
Riporto riepilogo manuale
Riepilogo manuale
Solo inizio
Solo-fine
Attività esterne
Cardine esterno
Scadenza
Avanzamento
Avanzamento manuale

Pagina 2

8. CONNESSIONE ALLA RTN

8.1. DESCRIZIONE GENERALE

Sarà realizzata una nuova stazione elettrica MT/AT per la connessione alla RTN a 220kV, che sarà connessa alla nuova stazione elettrica AT di smistamento a 220KV da inserire in entra/esce alla linea 220 KV "Rumianca-Sulcis", previo potenziamento della linea stessa come indicato nella STMG prot. TERNA/P2019 0073658 del 21/10/2019.

Con nota del 11/08/2020 è stata inoltrata a Terna la richiesta di voltura della pratica di connessione (CP 201900841) dalla società Graziella Green Power S.p.A. alla società PV Ichnosolar S.r.l.
Con nota protocollo numero 67356 del 21/10/2020 Terna S.p.A. ha confermato che il processo di voltura si è concluso positivamente e che la Società PV Ichnosolar S.R.L. ha acquisito la titolarità della pratica CP: 201900841.
In considerazione del fatto che la soluzione di connessione proposta dal Gestore della rete di cui al suddetto STMG è funzionale ad una pluralità di iniziative di impianti di produzione FER , è stata incaricata la società Sandalia Solar Farm S.r.l. con sede legale in Arezzo, Via Ernesto Rossi n. 9, P.I. 02385510512, pec sandaliasolarfarm@pec.it, come capofila per la progettazione delle opere di rete di trasmissione nazionale condivise e necessarie per costruzione della nuova stazione elettrica (SE) di smistamento della RTN a 220 kV denominata "Macchiareddu".

Il suddetto progetto di connessione è stato sottoposto alla procedura di verifica di assoggettabilità alla Valutazione di impatto ambientale, conclusosi con Deliberazione della Giunta della Regione Autonoma della Sardegna n. 44/47 del 04/09/2020 di non sottoposizione all'ulteriore procedura di valutazione di impatto ambientale e, successivamente, alla procedura di istanza di rilascio dell'Autorizzazione Unica ai sensi del D. Lgs. N. 387/2003 e s.m.i., della L.R. n. 3/2009 e s.m.i. e D.G.R. n. 3/25 del 23/01/2018 conclusasi con Deliberazione dell'Assessorato dell'Industria della Regione Autonoma della Sardegna di rilascio dell'Autorizzazione Unica prot. n. 0023551_del 28/06/2021 e rettifica prot. n. 0024106 del 29/06/2021 alla citata società Sandalia Solar Farm S.r.l.

Relativamente al potenziamento/rifacimento della linea 220 kV della "RTN "Rumianca Sulcis", a seguito di Tavolo tecnico tenutosi con Terna S.p.A. ed altre società aventi la stessa soluzione di allaccio, è stata nominata quale capofila della progettazione la società EEC Solar 2 S.r.l. con sede a Jesi (AN) in Piazzale Anna Ciabotti n. 8, P.I. 02836580429, indirizzo pec eecsolar2@pec.it.

Tra le possibili soluzioni è stata individuata quella più funzionale, che tiene conto di tutte le esigenze e delle possibili ripercussioni sull'ambiente con riferimento alla legislazione nazionale e regionale vigente in materia: utilizzando esclusivamente il tracciato e la palizzata esistente, l'elettrodotto a 220 kV esistente a semplice terna "SE Rumianca – SE Sulcis", è stato previsto il ripotenziamento ad una portata superiore a quella attualmente in esercizio. Dalle specifiche tecniche del progetto di ripotenziamento inviato dalla capofila EEC Solar 2 S.r.l. a Terna S.p.A. per il benestariamento, si evidenzia che lo stesso consisterà sinteticamente nella sostituzione del breve tratto di cavo AT 220kV esistente compreso all'interno della Stazione Elettrica di Smistamento Sulcis con la posa di una nuova terna di cavi interrati XLPE (polietilene reticolato) di portata superiore a quella attuale per una lunghezza di circa 220 mt in sostituzione di quella esistente (cavo in rame da 1200 mm^2).

Per i dettagli tecnici del progetto di ripotenziamento si rimanda ai seguenti elaborati predisposti dalla capofila del progetto di potenziamento, EEC Solar 2 S.r.l., attualmente in corso di benestariamento da parte di Terna S.p.A.:

- BLU22101APTODOC02_Relazione tecnica illustrativa.
- BLU22101APTODIS01_Corografia Rumianca-Sulcis.
- BLU22101APTODIS07_Planimetria generale cavo SE Sulcis.

Dalle valutazioni della fascia D.p.A. emerse dai calcoli elettrici e magnetici (CEM) per il conduttore binato in esercizio, è stata evidenziata la presenza di 2 recettori sensibili (abitazioni) ricadenti nella fascia di rispetto nella tratta compresa tra i sostegni 24 e 25; tale criticità verrà superata acquisendo la proprietà dei suddetti edifici ed apportando gli opportuni declassamenti o la demolizione se richiesto dalle autorità competenti, in modo da rispettare i limiti previsti dal DPCM 8 luglio 2003.

Per gli approfondimenti sui CEM si rimanda all'elaborato "Relazione CEM" predisposta dalla capofila del progetto di ripotenziamento.
Questi elaborati sono stati raggruppati nel documento R.14c.

8.2. SOTTOSTAZIONE ELETTRICA MT/AT – LATO MT

La cabina di raccolta in grado di gestire la potenza nominale di circa 42 MWp sarà costituita da due moduli contenenti:

- il QMT formato dai seguenti scomparti (Vn=30KV, In=630A, Icc=16kA):
  - arrivo linee provenienti dalle quattro dorsali;
  - partenza linea e protezione trasformatore MT/BT per servizi ausiliari di sottostazione;
  - partenza linea e protezione trasformatore MT/AT;
- il QAC per la distribuzione in bassa tensione dell'alimentazione dei servizi ausiliari della sottostazione elettrica, con funzione di protezione e sezionamento del trasformatore, lato BT;
- un trasformatore trifase MT/BT da 50kVA 30KV/0,4kKV del tipo a secco, in resina epossidica, per installazioni d'interno, con avvolgimenti inglobati e colati sottovuoto con resina epossidica caricata, in esecuzione a giorno, dotato di centralina e sonde termometriche. Sarà del tipo F1-E2-C2 (autoestinguente con basse emissioni di fumi F1; resistente all'umidità e all'inquinamento atmosferico E2, resistente alle variazioni climatiche C2). Per servizi ausiliari di sottostazione.

8.3. SOTTOSTAZIONE ELETTRICA MT/AT – LATO AT

Saranno installati su piazzale:

- trasformatore trifase di potenza pari a 80 MVA in olio minerale 220KV/30KV Ynd11 con neutro accessibile;
- terna di scaricatori AT, lato utente;
- terna di trasformatori di tensione fiscali;
- terna di trasformatori di corrente fiscali;
- interruttore AT;
- sezionatore di linea e di terra AT;
- terna di trasformatori di tensione capacitivi;
- terna di scaricatori AT, lato utente;
- terna di terminali AT.

8.4. CABINE SERVIZI

Saranno installate due cabine del tipo prefabbricato monoblocco in struttura monolitica autoportante (cemento armato vibrato - CAV), conforme alla norma CEI EN 62271-202 contenenti rispettivamente:

- il locale misure, il locale tecnico di utente contenente lo scada di impianto FV e videosorveglianza e il locale servizi igienici;
- il locale contenente i quadri di protezione e controllo e server scada a servizio della sottostazione elettrica MT/AT;

- il locale contenente il quadro di alimentazione e switching (con alimentazione di rincalzo/emergenza da connessione BT ENEL dedicata) servizi ausiliari di sottostazione e di impianto FV (QGBT).

8.5. IMPIANTO DI RETE PER LA CONNESSIONE

Sarà realizzata una nuova stazione elettrica MT/AT per la connessione alla RTN a 220kV, che sarà connessa alla nuova stazione elettrica AT di smistamento a 220KV da inserire in entra/esce alla linea 220 KV "Rumianca-Sulcis", come indicato nella STMG prot. TERNA/P2019 0073658 del 21/10/2019.

Con nota del 11/08/2020 è stata inoltrata a Terna la richiesta di voltura della pratica di connessione (CP 201900841) dalla società Graziella Green Power S.p.A. alla società PV Ichnosolar S.r.l.
Con nota protocollo numero 67356 del 21/10/2020 Terna S.p.A. ha confermato che il processo di voltura si è concluso positivamente e che la Società PV Ichnosolar S.R.L. ha acquisito la titolarità della pratica CP: 201900841.

8.6. CONDUTTURE ELETTRICHE

8.6.1. Cavi di Bassa Tensione

8.6.1.1. Sez. DC

I collegamenti saranno realizzati con:

- cavi unipolari del tipo PV1-F 0,6/1KV (o equivalenti) di sezione 6 o 10 mm^2 per le stringhe, e comunque idonei per tensioni nominali di 1.500Vcc;
- cavi unipolari del tipo PV1-F (o equivalenti) di sezione di almeno 120 mm^2 e comunque idonei per tensioni nominali di 1.500Vcc per le tratte di collegamento dei quadri di stringa con l'inverter.

8.6.1.2. Sez. AC: Tratto Inverter → QBT

I collegamenti saranno realizzati con:

- cavi unipolari del tipo ARG16R16 0,6/1KV di sezione 9x240 mm^2 per fase;
- cavo di messa a terra dell'inverter del tipo H07V-K g/v 0,45/0,75KV di sezione 5x185 mm^2.

8.6.1.3. Sez. AC: Tratto QBT→ Trasformatore

I collegamenti saranno realizzati con:

- cavi unipolari del tipo ARG16R16 0,6/1KV di sezione 9x240 mm^2 per fase;
- cavo di messa a terra del centro stella del trasformatore del tipo H07V-K g/v di sezione 5x185 mm^2;
- cavi di bassa tensione adatti per il collegamenti/cablaggio/interconnessione di tutte le circuiterie ausiliarie interessate, sia per il trascinamento e il comando coordinato tra Quadri di Media e Quadri di Bassa Tensione che per i vari servizi di cabina (illuminazioni, prese di servizio, illuminazione di emergenza, pulsanti di sgancio, aspirazione aria, ecc.).

8.6.2. Cavi di Media Tensione

8.6.2.1. Tratto Trasformatore →QMT

I collegamenti saranno realizzati con cavi unipolari del tipo ARP1H5E 18/30kV di sezione 50 mm^2 per fase.

8.6.2.2. Tratto Cabine Terminale → Cabine Dorsale → Sottostazione Elettrica – Lato Mt

I collegamenti saranno realizzati con una terna di cavi intrecciati ad elica con conduttori in alluminio isolati in mescola di elastomero termoplastico qualità HTPE, con schermo metallico continuo in alluminio sotto guaina di polietilene di colore rosso del tipo ARP1H5EX 18/30KV di sezione massima pari a 300 mm^2 per fase.

8.6.3. Condizioni di posa

8.6.3.1 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, Ømin=150mm 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 0,6/1KV posati direttamente interrati o entro corrugato PVC, Ømin=150mm, con resistenza allo schiacciamento minimo 750N.

8.6.3.2. 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.

8.6.3.3. AC-MT

- I cavi ARP1H5E saranno posati in aria all'interno delle vasche dei monoblocchi prefabbricati delle cabine.
- I cavi ARP1H5EX saranno posati interrati direttamente o all'interno di tubo corrugato in PVC, Ømin=250mm 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 1,2 m.

9. CALCOLI E VERIFICHE DI PROGETTO

9.1. VARIAZIONE DELLA TENSIONE PER LA SEZIONE IN C.C.

Per il corretto funzionamento della sezione c.c. dell'inverter devono essere verificate le seguenti relazioni:

$V_{mmin} \geq V_{invMPPTmin}$

$V_{mmax} \leq V_{invMPPTmax}$

$V_{OCmax} < V_{invmax}$

Nelle quali $V_{invMPPTmin}$ e $V_{invMPPTmax}$ rappresentano rispettivamente i valori minimo e massimo della finestra di tensione utile per la ricerca del punto di massima potenza, mentre la V_{invmax} è il valore massimo di tensione in c.c. ammissibile ai morsetti dell'inverter. Considerando il numero di moduli fotovoltaici in serie per ogni stringa, la variazione della tensione intrinseca di giunzione per le celle di silicio in dipendenza dalla temperatura e le caratteristiche tecniche dei pannelli e degli inverter che saranno utilizzati, le precedenti relazioni assumono i valori riportati nelle tabelle seguenti.

$Tcell_{STC}$	25	°C	$Tcell_{STC}$	25	°C
Voc_{STC}	37,9	V	$Vmpp_{STC}$	31,8	V
N° moduli per stringa	36		N° moduli per stringa	36	
Coeff T Voc	-0,26	%/°C	Coeff T Vm_{MPP}	-0,26	%/°C
min Tcell	-10	°C	min Tcell	-10	°C
max Tcell	70	°C	max Tcell	70	°C
ΔT (@-10°)	35	°C	ΔT (@-10°)	35	°C
ΔT (@70°)	45	°C	ΔT (@70°)	45	°C
Voc(@-10°)	1.483,2	V	Vm_{MPP}(@-10°)	1.180,26	V
Voc(@70°)	1.210,68	V	Vm_{MPP}(@70°)	1009,62	V

Tabella 3 – - Valori di Voc e VmMPP alle temperature minima e massima di funzionamento (Tamb=-10°C e 40°C).

Condizione	**Canali MPPT Inverter con MODULI 550W**
V_{mmin} (@70°C) ≥ $V_{invMPPTmin}$	1.009>934
V_{mmax} (@-10°C) ≤ $V_{invMPPTmax}$	1.180<1.325
V_{OCmax} (@ -10°C) < V_{invmax}	1483<1500

Tabella 4 – Verifica accoppiamento moduli- inverter SC4200UP.

Come si evince dalla tabella i valori dell'impianto rispettano le condizioni normative per garantire una piena compatibilità tra campo fotovoltaico ed inverter, realizzando di conseguenza un buon rendimento di conversione dell'energia elettrica da c.c. a c.a.

9.2. COORDINAMENTO TRA CONDUTTORI E DISPOSITIVI DI PROTEZIONE: SEZIONE DEI CAVI

Le sezioni dei cavi per i vari collegamenti sono state dimensionate verificando le relazioni a tergo:

$$Ib \leq In \leq Iz \quad e \quad If \leq 1{,}45 * Iz$$

Nel caso in cui vengano utilizzati dei dispositivi magnetotermici, possiamo assumere If = 1,45 In, per cui la seconda relazione è sempre verificata se risulta esserlo la prima.

In particolare, per la sezione in corrente continua, Ib viene presa cautelativamente pari alla corrente di corto circuito I_{SC} della stringa mentre Iz è valutata tenendo in considerazione i coefficienti correttivi relativi alla modalità di posa del cavo.

9.3. COLLEGAMENTI TRA MODULI FOTOVOLTAICI E GLI INVERTER

9.3.1. Tratto Moduli - QES

I moduli fotovoltaici sono dotati di cavo con sezione minima di 6 mm^2 del tipo PV1-F, adatto ad operare in esterno e connessi tra loro ove necessario da analogo cavo.
$I_B = 1{,}25 * I_{SC} = 23{,}15$ A
I_Z (@60°C) =50 A (posa in aria)
I_n=25 A (I_n del fusibile di stringa, per la protezione delle stringhe essendo in numero >3)
$I_B \leq I_Z$ (@60°C)
$In \leq 2{,}5 * I_{SC}$

9.3.2. Tratto QES-Inverter

I collegamenti tra quadro QES ed Inverter saranno realizzati con due cavi unipolari del tipo PV1-F 1x185 mm^2:
$I_{B\,max} = 417{,}6$ A
I_Z (@60°C) =600 A (posa interrata)
$I_B \leq I_Z$ (@30°C)

9.4. COLLEGAMENTI TRA L'USCITA DEGLI INVERTER, IL QUADRO QBT E IL TRASFORMATORE

9.4.1. Tratto Inverter e QBT

I collegamenti saranno realizzati con cavi unipolari del tipo ARG16R16 0,6/1KV in composizione 9(1x240) mm^2 per fase:
$I_{B\,max}$ =3850 A
I_N =4000 A (protezione interruttore automatico QBT)
I_Z (@30°C) = 4410 A (posa in tubo in aria)
Per cui risulta $3850 \leq 4000 \leq 4410$

9.4.2. Tratto QBT e Trasformatore

I collegamenti saranno realizzati con cavi unipolari del tipo ARG16R16 0,6/1KV in composizione 9(1x240) mm^2 per fase:
$I_{B\,max}$ =3850 A
I_N =4000 A (protezione interruttore automatico QBT)
I_Z (@30°C) =4410 A (posa in tubo in aria)

Per cui risulta $3850 \leq 4000 \leq 4410$

9.4.3. Tratto QMT (Cabina Dorsale) e QMT (Sottostazione elettrica)

I collegamenti saranno realizzati con cavi unipolari del tipo ARP1H5E 18/30kV, intrecciati ad elica, di sezione 2x(1x240) mm^2 per fase:

$I_{B\,max}$ =397 A (contributo in corrente della prima cabina della dorsale più caricata che raccoglie il contributo di quelle precedenti)
I_N =630 A (protezione interruttore su cella QMT)
I_Z (@30°C) =632 A (posa interrata)

Per cui risulta 397 ≤ 630 ≤ 632

9.4.4. Tratto QMT (Sottostazione elettrica) e Trafo MT/AT

I collegamenti saranno realizzati con cavi unipolari del tipo ARP1H5E 18/30Kv di sezione 4(1x630) mm^2 per fase:
$I_{B\,max}$ =2000 A
I_N =2500 A (protezione interruttore su cella QMT)
I_Z (@30°C) =3200 A (posa interrata)

Per cui risulta 2000 ≤ 2500 ≤ 3200

9.5 CADUTE DI TENSIONE

In riferimento alle tabelle CEI-Unel per i cavi, si ottengono sui circuiti di potenza le cadute di tensione riportate nella tabella seguente.

La caduta di tensione totale è stata poi calcolata secondo la relazione seguente:
ΔV%= [1-∏i=1..n(1-ΔVi%)/100)]*100
considerando le ΔVi% delle tratte con maggiori perdite.
Sono state considerate trascurabili le cadute di tensione sul tratto AT.

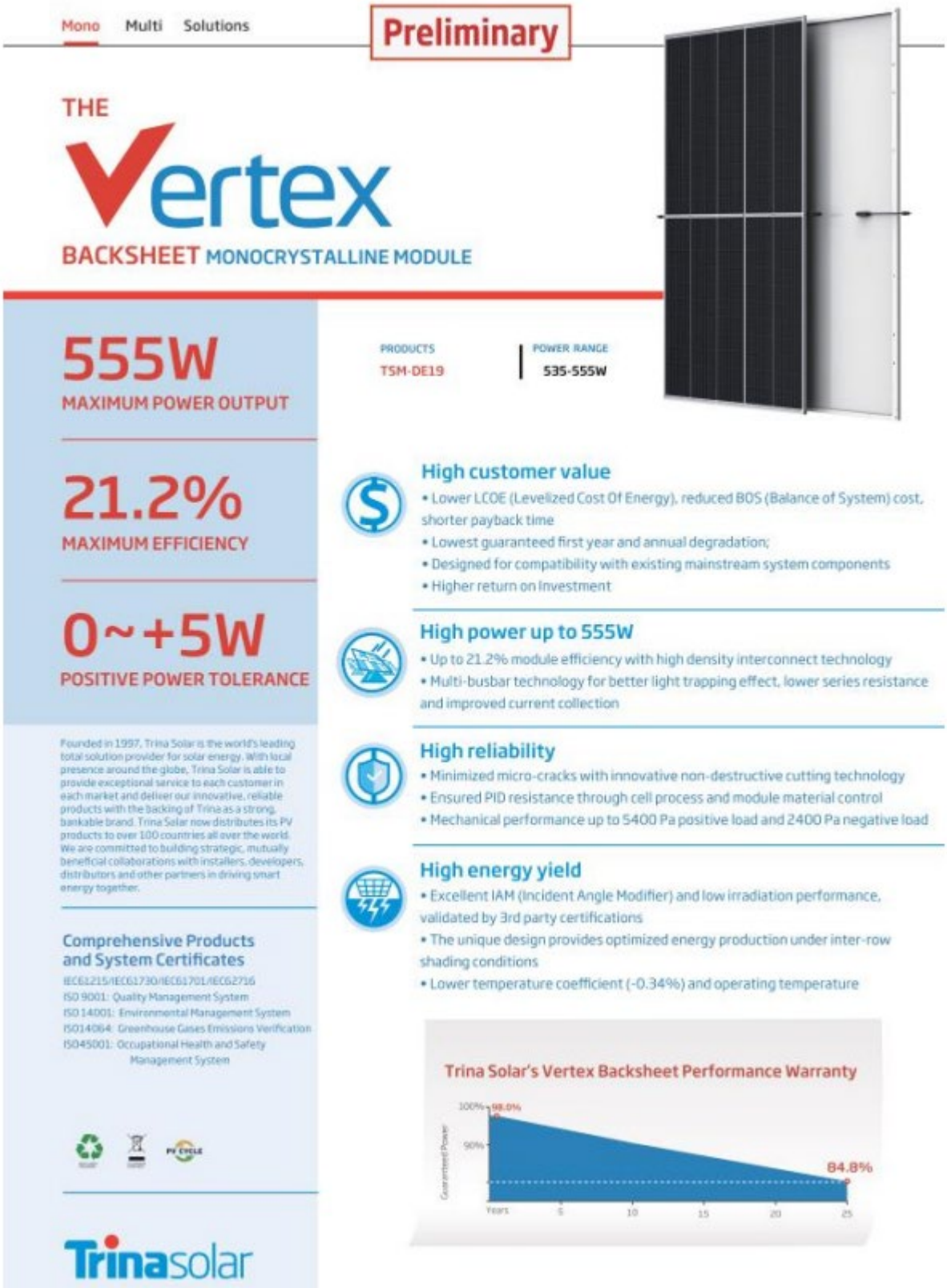
Partenza	*Arrivo*	*Lung.*	*Sez.*	V_{nom}	I_{nom}	*CosΦ*	*tipo circuito*	*k*	*Resistenza a 80°C*	*Delta U*	*Delta V*	*Delta V*
		[m]	*[mm^2]*	*[V]*	*[A]*	*min*	*T/M*		*[Ω/km]*	*[mV/Am]*	*[V]*	*[%]*
SSE utente	QMT cabina dorsale	2050	240	30000	397	1	t	1,73	0,0625	0,108	88,00	0,29
QMT cabina dorsale	QMT cabina terminale	725	240	30000	397	1	t	1,73	0,125	0,216	62,24	0,21
QMT cabina terminale	TRAFO	6	50	30000	85	1	t	1,73	0,832	1,439	0,73	0,0024
TRAFO	QBT	6	240	660	3850	1	t	1,73	0,0801	0,139	3,20	0,49
QBT	inverter	6	240	660	3850	1	t	1,73	0,0801	0,139	3,20	0,49
inverter	QES	300	185	1364,4	417,6	1	m	2,00	0,108	0,216	27,06	1,98
QES	stringa	500	10	1364,4	17,4	1	m	2,00	1,95	3,900	33,93	2,49
											Delta V ac	1,47
											Delta V dc	4,42
											Delta V tot	5,82

Tabella 5 – Calcolo cadute di tensione massime

Le cadute di tensione si mantengono entro il valore dell'4,42% per la sezione DC, al quale va aggiunto il 1,47% della sezione a.c. trifase, per un totale di 5,82%
Si fa presente che la guida CEI 82-25 consiglia, e non impone, di limitare le cadute di tensione entro il 2% (paragrafo 4.2.2) e che i calcoli, cautelativamente, sono state effettuati nelle condizioni più sfavorevoli.

10. ALLEGATI: SPECIFICHE TECNICHE DEI COMPONENTI DI IMPIANTO

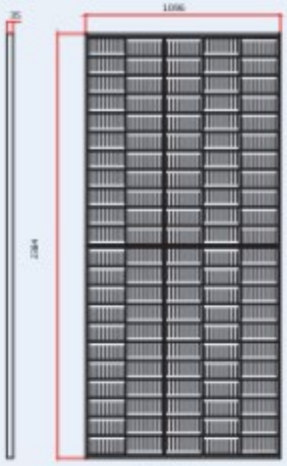
10.1 SCHEDA MODULO FV



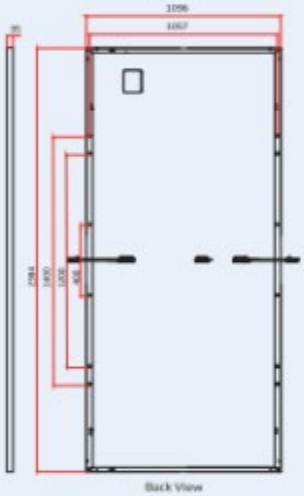
Vertex

BACKSHEET MONOCRYSTALLINE MODULE

DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)

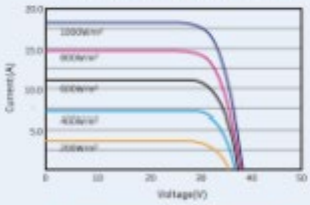


Front View

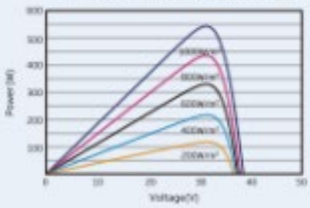


Back View

I-V CURVES OF PV MODULE(545 W)



P-V CURVES OF PV MODULE(545W)



ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts-P_{MAX} (Wp)*	535	540	545	550	555
Power Tolerance-P_{MAX} (W)	0 ~ +5				
Maximum Power Voltage-V_{MP} (V)	31.0	31.2	31.4	31.6	31.8
Maximum Power Current-I_{MP} (A)	17.28	17.33	17.37	17.40	17.45
Open Circuit Voltage-V_{OC} (V)	37.3	37.5	37.7	37.9	38.1
Short Circuit Current-I_{SC} (A)	18.36	18.41	18.47	18.52	18.56
Module Efficiency η_m (%)	20.5	20.7	20.9	21.0	21.2

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5.
*Measuring tolerance: ±3%.

ELECTRICAL DATA (NOCT)

Maximum Power-P_{MAX} (Wp)	405	409	413	417	420
Maximum Power Voltage-V_{MP} (V)	28.8	29.0	29.2	29.3	29.5
Maximum Power Current-I_{MP} (A)	14.06	14.10	14.15	14.19	14.23
Open Circuit Voltage-V_{OC} (V)	35.1	35.3	35.5	35.7	35.9
Short Circuit Current-I_{SC} (A)	14.80	14.84	14.88	14.92	14.96

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

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	110 cells
Module Dimensions	2384×1096×35 mm (93.86×43.15×1.38 inches)
Weight	28.6 kg (63.1 lb)
Glass	3.2 mm (0.13 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	EVA
Backsheet	White
Frame	35mm(1.38 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm² (0.006 inches²). Portrait: 280/280 mm(11.02/11.02 inches) Landscape: 1400/1400 mm(55.12/55.12 inches)
Connector	MC4 EVO2 / TS4*

*Please refer to regional datasheet for specified connector.

TEMPERATURE RATINGS

NOCT(Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of P_{MAX}	-0.34%/°C
Temperature Coefficient of V_{OC}	-0.25%/°C
Temperature Coefficient of I_{SC}	0.04%/°C

MAXIMUM RATINGS

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

(Do not connect Fuse in Combiner Box with two or more strings in parallel connection)

WARRANTY

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

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

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

Trinasolar

CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.
© 2020 Trina Solar Co.,Ltd. All rights reserved. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.
Version number: TSM_EN_2020_PA1
www.trinasolar.com

10.2 SCHEDA TRASFORMATORE BT/MT

TECHNICAL DATA SHEET
Medium Voltage Transformer 3960 kVA
for Medium Voltage Power Station MVPS-4400-S2

TYPE		Medium-voltage transformer for inverter application
DESIGN		Three-phase-oil-transformer hermetic sealed with electrostatic shield winding
RATED POWER @ 50 °C	[kVA]	3960
RATED POWER @ 25 °C	[kVA]	4400
RATED CURRENT AT LOW-VOLTAGE LEVEL @ 50 °C (APPROX.)	[A]	3464
RATED VOLTAGE	[kV/kV]	22 / 0.660
TAP CHANGER		With
TAPPING HIGH-VOLTAGE LEVEL	[%]	±2 x 2.5%
FREQUENCY	[Hz]	50
VECTOR GROUP		Dy11
NO-LOAD LOSSES (AT RATED VOLTAGE)	[kW]	3.1
SHORT-CIRCUIT LOSSES (@ TEMP. 75 °C, @ RATED POWER)	[kW]	35.7
IMPEDANCE VOLTAGE AT RATED CURRENT (@ TEMP. 75 °C, @ RATED POWER)	[%]	6 to 8.5
MAX. VOLTAGE FOR EQUIPMENT Um	[kV]	24
TYPE OF COOLING		KNAN
MAX. ALTITUDE ABOVE SEA LEVEL	[m]	4000
AMBIENT TEMPERATURES (MIN. / MAX.)	[°C]	-25 / 50
@ 1000 m	[°C]	50
@ 2000 m	[°C]	47.5
@ 3000 m	[°C]	45
@ 4000 m	[°C]	42.5
MAX. OVER TEMPERATURE (HOT SPOT / WINDING / OIL)	[°K]	100 / 85 / 80
SHORT-CIRCUIT DURATION	[s]	2
MANUFACTURERS REGULATION		IEC 60076
INSULATION LEVEL (HV / LV)		LI 125 AC 50 / LI - AC 10
HIGH-VOLTAGE BUSHING		Outside cone bushings 630 A, type C
LOW-VOLTAGE BUSHING		3.6 kV bushing for at least 4000 A
MAX. DIMENSIONS (LxWxH)	[mm]	1606 x 2200 x 2350
TOTAL WEIGHT (APPROX.)	[kg]	7500
OIL WEIGHT (APPROX.)	[kg]	1980
OIL TYPE		Oil based on ester
COATING according to ISO 12944-5		C3H
IP-CODE OF ASSEMBLED TRANSFORMER according to IEC 60529		IP54
TRANSFORMER PROTECTION		- Resistance thermometer PT100 for analogue oil temperature measurement - Over pressure gauge with a changeover contact - Oil level gauge with a changeover contact - Over pressure safety valve
ACCESSORIES		- Oil filling pipe - Oil sampling valve - Lifting lugs - Earthing terminals - Nameplate

Values subject to tolerances according to IEC 60076

All technical data are subject to change at any time without notice. SMA assumes no liability for typographical or other errors.

SMA Solar Technology AG

10.3 SCHEDA INVERTER

SUNNY CENTRAL UP

Efficient
- Up to 4 inverters can be transported in one standard shipping container
- Overdimensioning up to 150% is possible
- Full power at ambient temperatures of up to 25 °C

Robust
- Intelligent air cooling system OptiCool for efficient cooling
- Suitable for outdoor use in all climatic ambient conditions worldwide

Flexible
- Conforms to all known grid requirements worldwide
- Q on demand
- Available as a single device or turnkey solution, including medium-voltage block

Easy to Use
- Improved DC connection area
- Connection area for customer equipment
- Integrated voltage support for internal and external loads

SUNNY CENTRAL UP

The new Sunny Central: more power per cubic meter

With an output of up to 4600 kVA and system voltages of 1500 V DC, the SMA central inverter allows for more efficient system design and a reduction in specific costs for PV power plants. A separate voltage supply and additional space are available for the installation of customer equipment. True 1500 V technology and the intelligent cooling system OptiCool ensure smooth operation even in extreme ambient temperature as well as a long service life of 25 years.

Technical Data	SC 4000 UP	SC 4200 UP
Input (DC)		
MPP voltage range V_{DC} (at 25 °C / at 50 °C)	880 to 1325 V / 1100 V	921 to 1325 V / 1100 V
Min. input voltage $V_{DC,min}$ / Start voltage $V_{DC,Start}$	849 V / 1030 V	891 V / 1071 V
Max. input voltage $V_{DC,max}$	1500 V	1500 V
Max. input current $I_{DC,max}$	4750 A	4750 A
Max. short-circuit current $I_{DC,SC}$	6400 A	6400 A
Number of DC inputs	24 double pole fused (32 single pole fused)	
Max. number of DC cables per DC input (for each polarity)	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm²	
Integrated zone monitoring	○	
Available DC fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
Output (AC)		
Nominal AC power at cos φ =1 (at 25°C / at 50°C)	4000 kVA / 3400 kVA	4200 kVA / 3570 kVA
Nominal AC power at cos φ =0.8 (at 25°C / at 50°C)	3200 kW / 2720 kW	3360 kW / 2856 kW
Nominal AC current $I_{AC,nom}$ (at 25°C / at 50°C)	3850 A / 3273 A	3850 A / 3273 A
Max. total harmonic distortion	< 3% at nominal power	< 3% at nominal power
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range[1] [9]	600 V / 480 V to 720 V	630 V / 504 V to 756 V
AC power frequency / range	50 Hz / 47 Hz to 53 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz	
Min. short-circuit ratio at the AC terminals[9]	> 2	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable[9] [10]	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	
Efficiency		
Max. efficiency[2] / European efficiency[3] / CEC efficiency[3]	98.7%* / 98.6%* / 98.5%*	98.7%* / 98.6%* / 98.5%*
Protective Devices		
Input-side disconnection point	DC load break switch	
Output-side disconnection point	AC circuit breaker	
DC overvoltage protection	Surge arrester, type I	
AC overvoltage protection (optional)	Surge arrester, class I	
Lightning protection (according to IEC 62305-1)	Lightning Protection Level III	
Ground-fault monitoring / remote ground-fault monitoring	○ / ○	
Insulation monitoring	○	
Degree of protection: electronics / air duct / connection area (as per IEC 60529)	IP54 / IP34 / IP34	
General Data		
Dimensions (W / H / D)	2780 / 2318 / 1588 mm (109.4 / 91.3 / 62.5 inch)	
Weight	< 4000 kg / < 8818.5 lb	
Self-consumption (max.[4] / partial load[5] / average[6])	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W	
Self-consumption (standby)	< 370 W	
Internal auxiliary power supply	○ Integrated 8.4 kVA transformer	
Operating temperature range[8]	−25°C to 60°C / −13°F to 140°F	
Noise emission[7]	67.0 dB(A)*	
Temperature range (standby)	−40°C to 60°C / −40°F to 140°F	
Temperature range (storage)	−40°C to 70°C / −40°F to 158°F	
Max. permissible value for relative humidity (condensing / non-condensing)	95% to 100% (2 month/year) / 0% to 95%	
Maximum operating altitude above MSL[8] 1000 m / 2000 m / 3000 m	● / ○ / ○ (earlier temperature-dependent derating)	
Fresh air consumption	6500 m³/h	
Features		
DC connection	Terminal lug on each input (without fuse)	
AC connection	With busbar system (three busbars, one per line conductor)	
Communication	Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave	
Communication with SMA string monitor (transmission medium)	Modbus TCP / Ethernet (FO MM, Cat-6)	
Enclosure / roof color	RAL 9016 / RAL 7004	
Supply transformer for external loads	○ (2.5 kVA)	
Standards and directives complied with	CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, AR-N 4110, IEEE1547, UL 840 Cat. IV, Arrêté du 23/04/08	
EMC standards	IEC 55011, FCC Part 15 Class A	
Quality standards and directives complied with	VDI/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001	
● Standard features ○ Optional * preliminary		
Type designation	SC 4000 UP	SC 4200 UP

1) At nominal AC voltage, nominal AC power decreases in the same proportion
2) Efficiency measured without internal power supply
3) Efficiency measured with internal power supply
4) Self-consumption at rated operation
5) Self-consumption at < 75% Pn at 25°C
6) Self-consumption averaged out from 5% to 100% Pn at 25°C
7) Sound pressure level at a distance of 10 m
8) Values apply only to inverters. Permissible values for SMA MV solutions from SMA can be found in the corresponding data sheets.
9) A short-circuit ratio of < 2 requires a special approval from SMA
10) Depending on the DC voltage

10.4 SCHEDA CAVO AD ELICA VISIBILE 18/30 KV

MEDIA TENSIONE - APPLICAZIONI TERRESTRI E/O EOLICHE / *MEDIUM VOLTAGE - GROUND AND/OR WIND FARM APPLICATION*

ARP1H5EX P-Laser

Elica visibile 12/20 kV e 18/30 kV
Triplex 12/20 kV and 18/30 kV

Norma di riferimento
HD 620/IEC 60502-2

Descrizione del cavo
Anima
Conduttore a corda rotonda compatta di alluminio
Semiconduttivo interno
Mescola estrusa
Isolante
Mescola in elastomero termoplastico (qualità HPTE)
Semiconduttivo esterno
Mescola estrusa
Rivestimento protettivo
Nastro semiconduttore igroespandente
Schermatura
Nastro di alluminio avvolto a cilindro longitudinale (Rmax 3Ω/Km)
Guaina
Polietilene: colore rosso (qualità DMP 2)
Marcatura
PRYSMIAN (**) ARP1H5EX <tensione> <sezione> <fase 1/2/3> <anno>

(**) sigla sito produttivo

Marcatura in rilievo ogni metro
Marcatura metrica ad inchiostro

Applicazioni
Temperatura di sovraccarico massima 140°C
Coefficiente K per temperature di corto circuito di 300°C: K = 100
N.B. Il cavo rispetta le prescrizioni della norma HD 620 per quanto riguarda l'isolante, per tutte le altre caratteristiche rispetta le prescrizioni della IEC 60502-2.

Accessori idonei
Terminali
ELTI-1C (pag. 115), ELT0-1C (pag. 118), FMCS 250 (pag. 128), FMCE (pag. 130), FMCTs-400 (pag. 132), FMCTXs-630/C (pag. 136)
Giunti
ECOSPEED™ (pag. 140)

Standard
HD 620/IEC 60502-2

Cable design
Core
Compact stranded aluminium conductor
Inner semi-conducting layer
Extruded compound
Insulation
Thermoplastic elastomer compound (type HPTE)
Outer semi-conducting layer
Extruded compound
Protective layer
Semiconductive watertight tape
Screen
Aluminium tape longitudinally applied (Rmax 3Ω/Km)
Sheath
Polyethylene: red colour (DMP 2 type)
Marking
PRYSMIAN (**) ARP1H5EX <rated voltage> <cross-section> <phase 1/2/3> <year>

(**) production site label

Embossed marking each meter
Ink-jet meter marking

Applications
Overload maximum temperature 140°C
K coefficient for short-circuit temperatures at 300°C: K = 100
N.B. *According to HD 620 standard for insulation, and the IEC 60502-2 for the other characteristics.*

Suitable accessories
Terminations
ELTI-1C (pag. 115), ELT0-1C (pag. 118), FMCS 250 (pag. 128), FMCE (pag. 130), FMCTs-400 (pag. 132), FMCTXs-630/C (pag. 136)
Joints
ECOSPEED™ (pag. 140)

Condizioni di posa / *Laying conditions*

ARP1H5EX P-Laser

Elica visibile 12/20 kV e 18/30 kV
Triplex 12/20 kV and 18/30 kV

Conduttore di alluminio / *Aluminium conductor* - ARP1H5EX

sezione nominale *conductor cross-section* (mm²)	diametro conduttore *conductor diameter* (mm)	diametro sull'isolante *diameter over insulation* (mm)	diametro esterno nominale *nominal outer diameter* (mm)	massa indicativa del cavo *approximate weight* (kg/km)	raggio minimo di curvatura *minimum bending radius* (mm)

Dati costruttivi / *Construction charact.* - 12/20 kV

50	8,2	18,0	25	1550	530
70	9,7	19,1	26	1780	550
95	11,4	20,6	28	2160	590
120	12,9	22,1	29	2410	610
150	14,0	23,4	31	2720	660
185	15,8	25,6	33	3200	700
240	18,2	27,8	35	3950	740
300	20,8	31,0	39	4600	820

sezione nominale *conductor cross-section* (mm²)	portata di corrente in aria *open air installation* (A)	posa interrata a trifoglio p=1 °C m/W *underground installation trefoil p=1 °C m/W* (A)	posa interrata a trifoglio p=2 °C m/W *underground installation trefoil p=2 °C m/W* (A)

Caratt. elettriche / *Electrical charact.* - 12/20 kV

50	196	182	140
70	244	224	172
95	298	268	206
120	345	306	235
150	390	341	262
185	451	387	297
240	536	450	346
300	620	509	391

Dati costruttivi / *Construction charact.* - 18/30 kV

50	8,2	24,8	32	2400	680
70	9,7	26,1	32	2560	680
95	11,4	26,0	33	2810	700
120	12,9	26,9	34	3070	720
150	14,0	27,6	35	3340	740
185	15,8	29,0	37	3750	780
240	18,2	31,4	39	4460	820
300	20,8	34,6	43	5290	910

Caratt. elettriche / *Electrical charact.* - 18/30 kV

50	197	180	138
70	246	221	170
95	299	265	203
120	346	303	233
150	391	339	260
185	451	385	296
240	534	447	343
300	618	506	389

10.5 SCHEDA CAVO UNIPOLARE 18/30 KV (SOTTOSTAZIONE ELETTRICA) – TRAFO MT/AT

MEDIA TENSIONE - APPLICAZIONI TERRESTRI E/O EOLICHE / *MEDIUM VOLTAGE - GROUND AND/OR WIND FARM APPLICATION*

ARP1H5E

Unipolare 12/20 kV a 18/30 kV
Single core 12/20 kV a 18/30 kV

Norma di riferimento
HD 620/IEC 60502-2

Descrizione del cavo
Anima
Conduttore a corda rotonda compatta di alluminio
Semiconduttivo interno
Mescola estrusa
Isolante
Mescola in elastomero termoplastico (qualità HPTE)
Semiconduttivo esterno
Mescola estrusa
Rivestimento protettivo
Nastro semiconduttore igroespandente
Schermatura
Nastro di alluminio avvolto a cilindro longitudinale (Rmax 3Ω/Km)
Guaina
Polietilene: colore rosso (qualità DMP 2)
Marcatura
PRYSMIAN (**) ARP1H5E <tensione> <sezione> <anno>

(**) sigla sito produttivo

Marcatura in rilievo ogni metro
Marcatura metrica ad inchiostro

Applicazioni
Temperatura di sovraccarico massima 140°C
Coefficiente K per temperature di corto circuito di 300°C: K = 100
N.B. Il cavo rispetta le prescrizioni della norma HD 620 per quanto riguarda l'isolante, per tutte le altre caratteristiche rispetta le prescrizioni della IEC 60502-2.

Accessori idonei
Terminali
ELTI-1C (pag. 115), ELTO-1C (pag. 118), FMCS 250 (pag. 128), FMCE (pag. 130), FMCTs-400 (pag. 132), FMCTXs-630/C (pag. 136)
Giunti
ECOSPEED™ (pag. 140)

Standard
HD 620/IEC 60502-2

Cable design
Core
Compact stranded aluminium conductor
Inner semi-conducting layer
Extruded compound
Insulation
Thermoplastic elastomer compound (type HPTE)
Outer semi-conducting layer
Extruded compound
Protective layer
Semiconductive watertight tape
Screen
Aluminium tape longitudinally applied (Rmax 3Ω/Km)
Sheath
Polyethylene: red colour (DMP 2 type)
Marking
PRYSMIAN (**) ARP1H5E <rated voltage> <cross-section> <year>

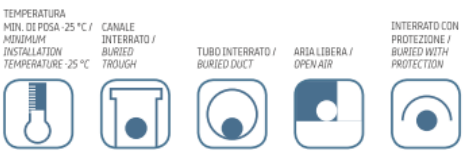
(**) production site label

Embossed marking each meter
Ink-jet meter marking

Applications
Overload maximum temperature 140°C
K coefficient for short-circuit temperatures at 300°C: K = 100
N.B. *According to HD 620 standard for insulation, and the IEC 60502-2 for the other characteristics.*

Suitable accessories
Terminations
ELTI-1C (pag. 115), ELTO-1C (pag. 118), FMCS 250 (pag. 128), FMCE (pag. 130), FMCTs-400 (pag. 132), FMCTXs-630/C (pag. 136)
Joints
ECOSPEED™ (pag. 140)

Condizioni di posa / *Laying conditions*



ARP1H5E P-Laser

Unipolare 12/20 kV e 18/30 kV
Single core 12/20 kV e 18/30 kV

Conduttore di alluminio / *Aluminium conductor* - ARP1H5E

sezione nominale *conductor cross-section* (mm²)	diametro conduttore *conductor diameter* (mm)	diametro sull'isolante *diameter over insulation* (mm)	diametro esterno nominale *nominal outer diameter* (mm)	massa indicativa del cavo *approximate weight* (kg/km)	raggio minimo di curvatura *minimum bending radius* (mm)
70	9,7	19,1	26	590	370
95	11,4	20,6	28	690	400
120	12,9	22,1	29	810	410
150	14,0	23,4	31	910	440
185	15,8	25,6	33	1070	470
240	18,2	27,8	35	1280	490
300	20,8	31,0	39	1530	550
400	23,8	34,2	42	1890	590
500	26,7	37,1	45	2280	630
630	30,5	41,5	50	2830	700

sezione nominale *conductor cross-section* (mm²)	portata di corrente in aria *open air installation* (A)	posa interrata a trifoglio p=1 °C m/W *underground installation trefoil p=1 °C m/W* (A)	posa interrata a trifoglio p=2 °C m/W *underground installation trefoil p=2 °C m/W* (A)
70	244	224	167
95	298	268	200
120	345	306	228
150	390	341	255
185	451	387	289
240	536	450	336
300	620	509	380
400	726	583	435
500	846	665	495
630	985	756	565

Dati costruttivi / *Construction charact.* - 12/20 kV

Caratt. elettriche / *Electrical charact.* - 12/20 kV

Dati costruttivi / *Construction charact.* - 18/30 kV

sezione nominale *conductor cross-section* (mm²)	diametro conduttore *conductor diameter* (mm)	diametro sull'isolante *diameter over insulation* (mm)	diametro esterno nominale *nominal outer diameter* (mm)	massa indicativa del cavo *approximate weight* (kg/km)	raggio minimo di curvatura *minimum bending radius* (mm)
95	11,4	26,0	33	940	470
120	12,9	26,9	34	1020	480
150	14,0	27,6	35	1110	490
185	15,8	29,0	37	1250	520
240	18,2	31,4	39	1480	550
300	20,8	34,6	43	1760	610
400	23,8	37,8	46	2140	650
500	26,7	40,9	49	2560	690
630	30,5	45,5	54	3150	760

Caratt. elettriche / *Electrical charact.* - 18/30 kV

sezione nominale *conductor cross-section* (mm²)	portata di corrente in aria *open air installation* (A)	posa interrata a trifoglio p=1 °C m/W *underground installation trefoil p=1 °C m/W* (A)	posa interrata a trifoglio p=2 °C m/W *underground installation trefoil p=2 °C m/W* (A)
95	299	265	198
120	346	303	226
150	391	339	253
185	451	385	287
240	534	447	334
300	618	506	378
400	723	580	433
500	840	661	494
630	978	752	562

11. 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:

- cessazione dell'attività di produzione di energia elettrica;
- rimozione dei pannelli fotovoltaici;
- bonifica di impianti ed attrezzature;
- rimozione ed eventuale smaltimento delle macchine;
- demolizione dei manufatti;
- 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:

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

I cablaggi e i vari materiali ferrosi saranno recuperabili immediatamente dopo lo smaltimento 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:

1. preparazione dell'area di cantiere;

2. preparazione delle aree di stoccaggio dei materiali di risulta;
3. preparazione e attrezzatura delle aree di eventuale trattamento (riduzione volumetrica, disassemblaggi, etc.);
4. sezionamento impianto lato DC e lato CA (dispositivo di generatore);
5. sezionamento in BT e MT (locale cabina di trasformazione);
6. scollegamento stringhe moduli fotovoltaici;
7. smontaggio moduli fotovoltaici dalla struttura di sostegno;
8. impacchettamento moduli su pallet;
9. scollegamento cavi lato DC e lato CA;
10. smontaggio struttura metallica;
11. rimozione del fissaggio al suolo di pali;
12. rimozione cavi da canali interrati;
13. rimozione pozzetti di ispezione;
14. rimozione parti elettriche dei prefabbricati per alloggiamento inverter;
15. rimozione parti elettriche dalle cabine di trasformazione;
16. smontaggio dei cavi e conferimento ad azienda per il recupero del rame;
17. smontaggio sistema di videosorveglianza;
18. smontaggio sistema di illuminazione;
19. decontaminazione di tutte le apparecchiature meccaniche che lo richiedano;
20. taglio, stoccaggio e trasporto di tutti i rottami metallici;
21. 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;
22. demolizione delle strutture prefabbricate;
23. rimozione recinzione;
24. rimozione pietrisco dalle strade perimetrali;
25. consegna dei materiali residue a ditte autorizzate allo smaltimento e al recupero dei materiali;
26. sgombero delle aree;
27. 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 3 mesi per il completamento della dismissione dell'interno impianto fotovoltaico.

12. 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.