REGIONE PUGLIA
PROVINCIA DI FOGGIA
COMUNI DI CASTELLUCCIO DEI SAURI, BOVINO E DELICETO

PROGETTO IMPIANTO AGRIVOLTAICO DA REALIZZARE NEL COMUNE DI BOVINO (FG) IN LOCALITA' "LAMIA" AL FOGLIO N.12 P.LLA 163, E NEL COMUNE DI CASTELLUCCIO DEI SAURI IN LOCALITA' "POSTA CONTESSA" AL FOGLIO N.14 P.LLE 10, 12, 13, 16, 21, 63, 66, 67, 68, 71, 72, 73, 88, 89, 94 E 233, E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE DA REALIZZARE NEI COMUNI DI BOVINO, CASTELLUCCIO DEI SAURI E DELICETO (FG), AVENTE UNA POTENZA PARI A **63.784,00 kWp**, DENOMINATO "**DELICETO HV**"

PROGETTO DEFINITIVO

RELAZIONE TECNICA GENERALE

LIV. PROG.	RIF. COD. PRATICA TERNA	CODICE ISTANZA AU	TAVOLA	DATA	SCALA
PD	202001480	JUTWD01	A.10	06.06.2022	-

REVISIONI

REV.	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO

RICHIEDENTE E PRODUTTORE

HIVE ENERGY

HF SOLAR 8 S.r.l. - Viale Francesco Scaduto n°2/D - 90144 Palermo (PA)

ENTE

FIRMA RESPONSABILE

PROGETTAZIONE

HORIZONFIRM

Ing. D. Siracusa
Ing. A. Costantino
Ing. C. Chiaruzzi
Ing. G. Schillaci
Ing. G. Buffa
Ing. M. C. Musca
Arch. M. Gullo
Arch. S. Martorana
Arch. F. G. Mazzola
Arch. A. Calandrino
Arch. G. Vella
Dott. Agr. B. Miciluzzo

HORIZONFIRM S.r.l. - Viale Francesco Scaduto n°2/D - 90144 Palermo (PA)

PROFESSIONISTA INCARICATO

siracusa dario
24.05.2022
09:52:17
GMT+00:00

FIRMA DIGITALE PROGETTISTA

ORDINE DEGLI INGEGNERI DELLA PROVINCIA DI AGRIGENTO
DOTT. ING DARIO SIRACUSA SEZ. A Settore civile ambientale industriale e dell'informazione n°A1742

FIRMA OLOGRAFA E TIMBRO PROFESSIONISTA

Impianto di produzione di energia elettrica da fonte energetica rinnovabile attraverso tecnologia solare agrivoltaica denominato

“DELICETO HV”

Relazione tecnica generale

Progetto definitivo

Sommario

1. Definizioni 1
2. Premessa 2
3. Normativa di riferimento 9
4. Caratteristiche generali del sito 12
5. Descrizione generale dell'impianto 13
   5.1 Lotto Bovino 14
   5.2 Lotto Castelluccio dei Sauri 22
6. Componentistica impiegata 31
   6.1 Moduli fotovoltaici 31
   6.2 Strutture di sostegno moduli fotovoltaici 33
   6.3 Linee elettriche di bassa tensione in DC 33
   6.4 Quadri parallelo stringhe 35
   6.5 Gruppi di conversione DC/AC 36
   6.6 Trasformatori di potenza 37
   6.7 Linee elettriche a 36 kV interne al campo 37
   6.8 Cabina di raccolta 40
   6.9 Quadro elettrico generale a 36 kV 40
   6.10 Dorsali a 36 kV di collegamento con la futura sezione a 36 kV della Stazione Elettrica di Deliceto 42
   6.11 Collegamento in Fibra Ottica con la S.E. Terna 43
   6.12 Locali trasformatori servizi ausiliari 43
   6.12 Servizi ausiliari di impianto 44
7. Cronoprogramma della realizzazione delle opere 46
8. Sicurezza e ambiente 46
   8.1 Definizione delle operazioni di dismissione 46
   8.2 Descrizione e quantificazione delle operazioni di dismissione 47
   8.3 Computo metrico delle operazioni di dismissione 49
   8.4 Cronoprogramma delle fasi attuative di dismissione 50

1. Definizioni

Ai fini del presente elaborato, oltre alle definizioni contenute nel Glossario dei termini del Codice di Rete e nella normativa di settore, si adottano specificatamente le seguenti:

- **Campo fotovoltaico:** insieme di tutte le stringhe fotovoltaiche di un sistema dato.
- **Sottocampo fotovoltaico:** le parti del campo fotovoltaico che si connettono in maniera distinta alla sezione a 36 kV attraverso le linee di sotto-campo. Il termine di sottocampo fotovoltaico ai fini della presente guida non rappresenta l'insieme delle stringhe connesse al singolo inverter ma fa riferimento alla parzializzazione della Centrale Fotovoltaica nella sezione a 36 kV dell'impianto d'utenza.
- **Stringa fotovoltaica:** insieme di pannelli fotovoltaici collegati elettricamente in serie.
- **Impianto di Rete per la connessione**: porzione di impianto per la connessione, di competenza del Gestore di rete, compreso tra il punto di inserimento sulla rete esistente e il punto di connessione;
- **Impianto di Utenza per la Connessione**: porzione di impianto per la connessione la cui realizzazione, gestione, esercizio e manutenzione rimangono di competenza dell'Utente;
- **Impianto per la Connessione**: insieme degli impianti di rete e di utenza necessari per la connessione alla rete di un Utente;
- **Dispositivo Di Generatore (DDG)**: apparecchiatura di manovra e protezione la cui apertura (comandata da un apposito sistema di protezione) determina la separazione del gruppo di generazione;
- **Dispositivo Generale di utente (DG)**: apparecchiatura di protezione, manovra e sezionamento la cui apertura (comandata dal Sistema di Protezione Generale) assicura la separazione dell'intero impianto dell'Utente dalla rete;
- **Dispositivo Di Interfaccia (DDI)**: una (o più) apparecchiature di manovra la cui apertura (comandata da un apposito sistema di protezione) assicura la separazione dell'impianto di produzione dalla rete, consentendo all'impianto di produzione stesso l'eventuale funzionamento in isola sui carichi privilegiati.

2. Premessa

La Società HF SOLAR 8 S.r.l. intende realizzare un impianto di produzione di energia elettrica da fonte energetica rinnovabile, attraverso tecnologia fotovoltaica, integrato da attività agricola, da connettere alla Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale RTN. Come riscontrabile dalle tavole di progetto allegate, ed a cui si rimanda per maggiori dettagli, l'impianto risulta costituito da due sezioni denominate "***Lotto Bovino da 23.149,84 kWp***" e "***Lotto Castelluccio dei Sauri da 40.634,16 kWp***", per una potenza complessiva di **63.784,00 kWp,** le quali verranno realizzate nel territorio comunale di Bovino (FG), in Località Lamia, su lotti di terreno distinti al N.T.C. al foglio n°12 particella 163 e nel territorio comunale di Castelluccio dei Sauri (FG) in Località Posta Contessa al Foglio n°14 particelle 10, 12, 13, 16, 21, 63, 66, 67, 68, 71, 72, 73, 88, 89, 94 e 233.

Figura 1: inquadramento area di impianto su earth

Lo schema di connessione alla Rete, prescritto dal Gestore della Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale con preventivo di connessione ricevuto ed identificato con Codice Pratica 202001480, prevede che l'impianto venga collegato in antenna a 36 kV sulla futura sezione a 36 kV della Stazione Elettrica di Trasformazione (SE) della RTN denominata "Deliceto":

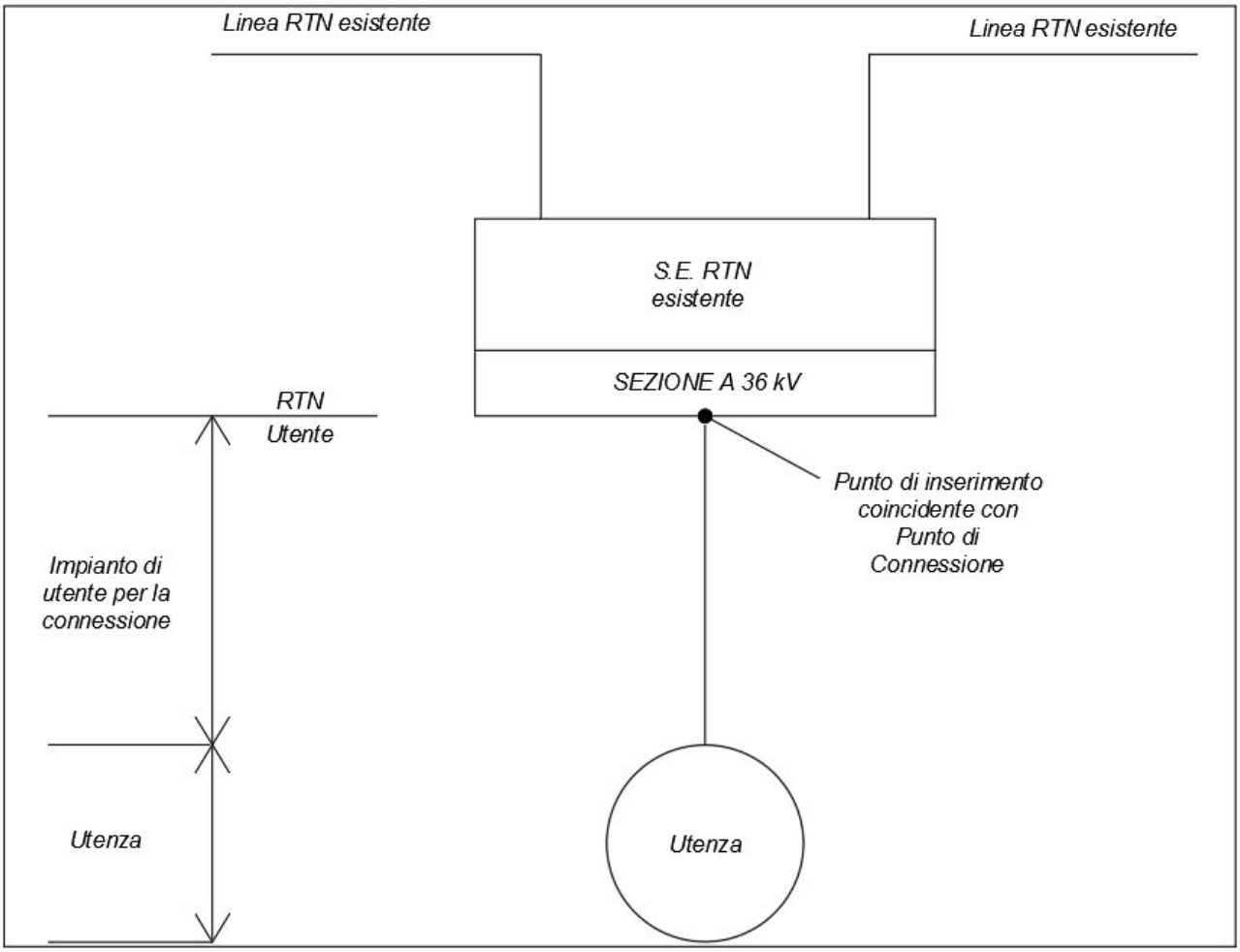


Figura 2: schema di inserimento in antenna con la sezione a 36 kV di una Stazione Elettrica RTN esistente

Ai sensi dell'art. 21 dell'allegato A alla deliberazione Arg/elt/99/08 e s.m.i. dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, il nuovo elettrodotto in antenna a 36 kV per il collegamento della centrale alla stazione elettrica della RTN, costituisce ***Impianto di Utenza per la Connessione***, mentre lo stallo arrivo produttore a 36 kV nella suddetta stazione costituisce ***Impianto di Rete per la Connessione.*** La restante parte di impianto, a valle dell'impianto di utenza per la connessione, si configura, ai sensi della Norma CEI 0-16, come ***Impianto di Utenza.***

Considerando che l'impianto sarà sottoposto ad ***Iter di Procedura Unica Ambientale***, ai sensi del D.Lgs. n° 152 del 2006 e s.m.i., *e ad* ***Autorizzazione Unica***, ai sensi del D.Lgs. n° 387 del 2003 e s.m.i., la Società Proponente espleterà direttamente la procedura autorizzativa fino al conseguimento dell'autorizzazione, oltre che per l'impianto di produzione e di utenza, anche per le Opere di Rete strettamente necessarie per la connessione alla RTN indicate nella "*Soluzione Tecnica Minima Generale di Connessione*" STMG descritta nel preventivo di connessione sopra citato.

Il progetto dell'Impianto di Rete per la Connessione, verrà elaborato in piena osservanza della *Soluzione Tecnica Minima Generale* e sottoposto al Gestore di Rete ai fini della verifica di congruità e rilascio del parere tecnico di rispondenza.

Di seguito si analizza l'attuale situazione socio-economica dell'area oggetto dell'intervento; attualmente vivono all'interno della provincia di Foggia circa 616 mila abitanti. Analizzando il bilancio complessivo degli ultimi 20 anni, la provincia ha visto ridursi la popolazione complessiva a causa di un saldo migratorio negativo consistente.

La variazione di popolazione negli ultimi anni oltretutto conferma che lo spopolamento più forte lo si registra nei comuni del Sub-Appennino Dauno, a cui se ne aggiungono alcuni del Gargano.

L'economia della provincia di Foggia, con un valore aggiunto totale, di poco più di 9 miliardi di euro, è la quarantaduesima per dimensione fra le province italiane. Ha una dimensione analoga a Pisa, Forlì-Cesena e Ravenna. Il peso della provincia di Foggia sul valore aggiunto totale regionale è del 16% (un peso analogo a quello della popolazione: 17%). Se guardiamo alla composizione settoriale del valore aggiunto, emerge un peso rilevante dell'agricoltura (8,9%), nettamente superiore alla media regionale (5,2%); al contrario più bassa è la quota dell'industria (9,8% a fronte del 15,0%); in linea sia servizi (76,9% a fronte del 74,5%) che le costruzioni (4,3% a fronte del 5,3%). Confrontando la Capitanata con la media nazionale risultano sovrarappresentate l'agricoltura e i servizi, mentre appaiono sottodimensionate l'industria manifatturiera e, leggermente, l'edilizia. Il primo tratto distintivo dell'economia foggiana è, dunque, la consistente rilevanza dell'agricoltura: sebbene anche questa provincia abbia registrato, nell'ultimo decennio, una diminuzione del peso relativo dell'agricoltura, il settore primario costituisce ancora una delle principali risorse dell'economia locale. Nel periodo 1995-2003 la provincia di Foggia è cresciuta del 43% (a valori correnti) in linea con la crescita media pugliese (e circa tre punti percentuali più della media italiana), quindi, il suo peso sul totale regionale è rimasto pressoché immutato. L'industria manifatturiera e l'agricoltura hanno avuto una performance analoga alla media regionale, mentre decisamente più contenuta è stata la crescita del settore edile. I servizi hanno fatto registrare una crescita di 5 punti percentuali più elevata della media pugliese. Le stime di Prometeia sul valore aggiunto provinciale ci permettono di proiettare i dati fino al 2008. Secondo queste stime il tasso di variazione medio annuo (su valori a prezzi costanti 2005) del valore aggiunto, per il periodo 2004-2008, è dello 0,8%, leggermente inferiore rispetto alla media regionale. Come ben noto, il valore della produzione foggiana rapportato alla popolazione è assai inferiore rispetto a quello medio nazionale: nel 2003, il reddito pro capite è il 61,6% di quello italiano. Foggia è solo la quint'ultima nella classifica provinciale del reddito pro capite. Si tenga presente che la popolazione della provincia di Foggia, nell'arco di tempo considerato,

è leggermente diminuita a fronte di una lieve crescita degli abitanti dell'Italia. Il secondo tratto distintivo dell'economia foggiana è, dunque, la scarsa ricchezza pro capite e la lentezza del processo di convergenza verso la media nazionale.

Gli occupati totali in provincia di Foggia, sono circa 185.000. I servizi naturalmente assorbono la quota maggioritaria dell'occupazione (108.000); 26.000 sono i dipendenti dell'industria manifatturiera; circa 30.000 quelli dell'agricoltura e 22.000 quelli delle costruzioni. La situazione complessiva del mercato del lavoro è tutt'altro che soddisfacente. I tassi di partecipazione (persone che desiderano lavorare su quanti ne hanno l'età) e di occupazione (persone che lavorano su quanti desiderano lavorare) sono decisamente più contenuti della media regionale e nazionale. Più elevato il tasso di disoccupazione (+ 3,9% rispetto al dato regionale e + 10,8% rispetto a quello nazionale).

Per quanto riguarda l'iniziativa che si propone, questa potrebbe essere d'aiuto a contrastare l'attuale spopolamento in atto all'interno della provincia in virtù dell'iniziativa stessa e dell'indotto che ne deriva. Difatti la SEN prevede 175 mld di € di investimenti aggiuntivi (rispetto allo scenario BASE) al 2030. Gli investimenti previsti per fonti rinnovabili ed efficienza energetica sono oltre l'80%. Per le FER sono previsti investimenti per circa 35 mld di €. Si tratta di settori ad elevato impatto occupazionale ed innovazione tecnologica. Dati gli investimenti e supponendo che l'intensità di lavoro attivata nei diversi settori dell'economia rimanga grosso modo costante nel tempo, il GSE ha stimato che gli investimenti in nuovi interventi di efficienza energetica potrebbero attivare come media annua nel periodo 2018-2030 circa 101.000 occupati, la realizzazione degli impianti per la produzione di energia elettrica da FER potrebbe generare una occupazione media annua aggiuntiva di circa 22.000 ULA (Unità lavorative annue) temporanee; altrettanti occupati potrebbero essere generati dalla realizzazione di nuove reti e infrastrutture. Il totale degli investimenti aggiuntivi previsti dalla SEN potrebbe quindi attivare circa 145.000 occupati come media annua nel periodo 2018-2030.

Nonostante la diminuzione degli investimenti durante il periodo oggetto di analisi, in Italia la capacità complessivamente installata ha raggiunto dimensioni ragguardevoli, rendendo sempre più importanti da un punto di vista economico le attività di gestione e manutenzione degli impianti (O&M). L'analisi del GSE mostra come nel 2016 i costi di O&M ammontino a più di 3,8 miliardi di euro a fronte di una potenza installata di oltre 59 GW. Una buona parte dei costi sostenuti riguardano gli impianti FV. Ciò è principalmente dovuto al gran numero di impianti esistenti (circa 730.000 corrispondenti a quasi 19,3 GW di potenza installata).

Sempre nel 2016, il settore FER-E ha contribuito, quindi, alla creazione di valore aggiunto per il sistema paese per circa 3,3 miliardi di euro (considerando gli impatti diretti e indiretti). Le attività di

O&M sugli impianti esistenti è responsabile di una gran parte del valore aggiunto generato (oltre il 70%). La distribuzione del Valore Aggiunto tra le differenti tecnologie è influenzata da vari fattori, in particolare dal numero e dalla potenza installata, e dal commercio internazionale. Per esempio, le componenti utilizzate nella fase di costruzione ed installazione degli impianti fotovoltaici ed eolici sono fortemente oggetto di importazioni. In altre parole, una non trascurabile parte del valore aggiunto associato alla costruzione di impianti FV ed eolici finisce all'estero a causa delle importazioni.

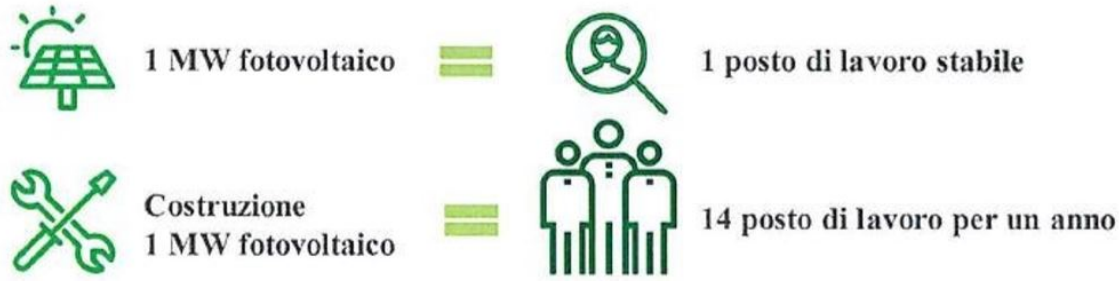
Alla luce delle proiezioni di sviluppo delle FER al 2030 in Puglia, è possibile effettuare delle stime circa le conseguenti future ricadute occupazionali. Sulla base delle valutazioni del GSE consolidate per il periodo tra il 2012 ed il 2014 si riportano i seguenti fattori occupazionali in termini di ***ULA medie*** per ciascun MW di potenza installata di impianti alimentati a fonti rinnovabili sia in termini di ricadute temporanee sia permanenti.

Considerando che le ULA temporanee hanno una durata limitata che possiamo approssimare all'anno di installazione della potenza considerata, il totale di ULA temporanee che verrà fornito di seguito è da ripartire all'interno del periodo 2019-2030 e con valenza limitata ad un anno. Le ULA permanenti, invece, possono intendersi come ancora occupate al raggiungimento dell'anno 2030.

A livello locale, gli impianti fotovoltaici contribuiscono sensibilmente all'economia creando occupazione. Basandoci sui dati e le previsioni enunciate all'interno del SEN 2017, che ha analizzato i dati disponibili su base nazionale (circa 3,56 GW di potenza installata), ricaviamo che:

- in fase di costruzione saranno impiegati un totale di 14 FTE/annui (full-time equivalent, che corrisponde ad una risorsa disponibile a tempo pieno per un anno lavorativo) per MW installato;
- in fase di esercizio sarà impiegato 1 FTE/annuo per MW installato.

Basandoci su queste stime, per quanto riguarda il generatore in questione, si prevede una ricaduta occupazionale in fase di realizzazione di almeno 894 unità e in fase di esercizio di circa 64 unità.



FONTE: Elaborazione dati GSE

		ULA temporanee			ULA permanenti			ULA totali	
Fonte	**MW**	**Dirette**	**Indirette**	**Indotte**	**Dirette**	**Indirette**	**Indotte**	**ULA temporanee**	**ULA permanenti**
Fotovoltaico	2.850	20.423	14.727	15.047	1.119	876	1.021	50.197	3.016
Eolico	2.540	18.565	19.535	19.659	593	423	489	57.759	1.505
Biogas	7	160	162	150	24	19	20	472	63
Biomasse solide	17	408	442	420	57	28	40	1.270	125
Totale								**109.699**	**4.708**

Figura 3: Ripartizione per fonte delle potenziali ULA al 2030

Occupanti diretti	Occupanti indiretti	Totale
15.869	8.926	24.795

Figura 4: Ripartizione occupati per Mtep risparmiato

Occupanti diretti per Mtep risparmiato	Occupanti indiretti per Mtep risparmiato	Totale
299.415	168.421	467.836

Figura 5: Ripartizione occupati per interventi di efficienza energetica

	Fonte	Tipologia	Investimento [M€]	O&M [M€]	Totale [M€]
FER E	Eolico	Minieolico	708	34	741
		Eolico on shore	436	25	461
		Repowering	2.075	160	2.235
	FTV	Residenziale	754	42	796
		Commerciale	638	28	666
		Industriale	114	5	118
		Utility	751	88	839
	CSP	CSP	532	129	661
	Biomassa	Solida	80	11	90
	Biogas	Biogas	27	2	30
	Totale				**6.638**

Figura 6: Ricadute economiche nel settore FER T

In questo contesto verranno descritte le caratteristiche delle Opere Elettriche costituenti l'Impianto di Produzione. Per maggiori dettagli sulle Opere di Rete necessarie per la connessione e sull'Impianto di Utenza per la connessione, si rimanda alle relazioni tecniche specialistiche allegate al progetto.

3. Normativa di riferimento

I principali riferimenti Normativi e legislativi presi in considerazione ai fini della progettazione delle opere oggetto della presente relazione, sono quelli di seguito elencati:

- D.P.R. n° 547/55: “Norme per la prevenzione degli infortuni sul lavoro”;
- D.Lgs.81/08: Per la sicurezza e la prevenzione degli infortuni sul lavoro;
- D.Lgs.37/08: Per la sicurezza elettrica;
- Delibera AEEG N.99/08: “Testo integrato delle connessioni attive – TICA” Guida Enel Distribuzione Spa Dicembre 2009: “Guida per le Connessioni alla rete elettrica di Enel Distribuzione” Ed. 1.1;
- Deliberazione n.280/07: Modalità e condizioni tecnico-economiche per il ritiro dell’energia elettrica ai sensi dell’articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387/03, e del comma 41 della legge 23 agosto 2004, n. 239/04;
- CEI 11-1: “Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata”;
- CEI 11-4 “Esecuzione delle linee elettriche aeree esterne”;
- CEI 11-17 “Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica - Linee in cavo”
- CEI 0-16 “Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica”;
- CEI 0-2 “Guida per la definizione della documentazione degli impianti elettrici”;
- CEI 106-11 “Guida per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti secondo le disposizioni del DPCM 8 luglio 2003 (Art. 6) Parte 1: Linee elettriche aeree e in cavo;
- CEI 211-4 Guida ai metodi di calcolo dei campi elettrici e magnetici generati da linee e stazioni elettriche”;
- CEI 11-37 “Guida per l’esecuzione degli impianti di terra di impianti utilizzatori in cui sono presenti sistemi con tensione maggiore di 1 kV”;
- CEI 103-6 “Protezione delle linee di telecomunicazione dagli effetti dell’induzione elettromagnetica provocata dalle linee elettriche vicine in caso di guasto”;
- CEI 11-20: “Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di 1°e 2° categoria”;
- CEI 64-8: “Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e a 1500V in corrente continua”;
- CEI EN 60439-1 (CEI 17-13/1): “Apparecchiature soggette a prove di tipo (AS) e apparecchiature parzialmente soggette a prove di tipo (ANS)”;

- CEI EN 60439-2 (CEI 17-13/2): “Prescrizioni particolari per i condotti sbarre”;
- CEI EN 60439-3 (CEI 17-13/3): “Prescrizioni particolari per apparecchiature 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) ”;
- UNI 10349: “Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici”;
- Norme UNI/ISO: Per le strutture di supporto;
- CEI EN 61000-3-2 Armoniche lato a.c.;
- CEI EN 60099-1-2 Scaricatori;
- 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 450/750V;
- CEI 81-1 Protezione delle strutture contro i fulmini;
- CEI 81-3 Valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato;
- CEI 81-4 Valutazione del rischio dovuto al fulmine;
- R.D. n. 1775 del 11/12/1933 Testo Unico di Leggi sulle Acque e sugli Impianti Elettrici;
- R.D. n. 1969 del 25/11/1940 Norme per l’esecuzione delle linee aeree esterne;
- D.P.R. n. 1062 del 21/6/1968 - “Regolamento di esecuzione della legge 13 dicembre 1964, n. 1341 (2), recante norme tecniche per la disciplina della costruzione ed esercizio di linee elettriche aeree esterne”;
- Legge dello Stato n. 339 28/06/1986 “Nuove norme per la disciplina della costruzione e dell'esercizio di linee elettriche aeree esterne”;
- D.M. n. 449 del 21/3/1988 - “Approvazione delle norme tecniche per la progettazione, l’esecuzione e l’esercizio delle linee aeree esterne” - Norma Linee);
- D.M. n. 16/01/1991 - “Aggiornamento delle norme tecniche per la disciplina della costruzione e dell’esercizio di linee elettriche aeree esterne”;
- Codice Civile (relativamente alla stipula degli atti di costituzione di servitù);
- D.P.C.M del 8/07/2003 - “Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz)”;
- D.Lgs. n. 285/92 - Codice della strada (e successive modificazioni);

- Legge n. 1086 del 5/11/1971 “Norme per la disciplina delle opere di conglomerato cementizio armato, normale e precompresso ed a struttura metallica” e successive modificazioni;
- Legge n. 64 del 2/02/1974 - “Provvedimenti per le costruzioni con particolari prescrizioni per le zone sismiche” e successive modificazioni;
- Legge n. 10 del 28/01/1977 - “Edificabilità dei suoli”;
- D.P.R. n. 495 del 16/12/1992 - “Regolamento di esecuzione e di attuazione del nuovo codice della strada”.

I riferimenti di cui sopra possono non essere esaustivi. Ulteriori disposizioni di legge, norme e deliberazioni in materia, anche se non espressamente richiamati, si considerano applicabili. Qualora le sopra elencate norme tecniche siano modificate o aggiornate, si applicano le norme più recenti. Si applicano inoltre per quanto compatibili con le norme elencate, i documenti tecnici emanati dalle società di distribuzione di energia elettrica riportanti disposizioni applicative per la connessione di impianti ad energia rinnovabili collegati alla rete elettrica.

4. Caratteristiche generali del sito

Il progetto riguarda la realizzazione di un impianto agrivoltaico all'interno del territorio comunale di Bovino (FG) in Località Lamia al Foglio n°12 particella 163 e nel territorio comunale di Castelluccio dei Sauri (FG) in Località Posta Contessa al Foglio n°14 particelle 10, 12, 13, 16, 21, 63, 66, 67, 68, 71, 72, 73, 88, 89, 94 e 233, e delle relative opere di connessione individuate nei comuni di Bovino, Castelluccio dei Sauri e Deliceto. L'impianto sarà collegato all'area individuata per la connessione alla RTN attraverso cavidotti interrati a 36 kV che interesseranno principalmente la viabilità pubblica eccetto un tratto individuato all'interno del Foglio 28 del comune di Deliceto che attraverserà terreni di privati.

L'impianto sarà così suddiviso:

- la parte di impianto, sita in territorio comunale di Bovino in Località Lamia, risiederà su un appezzamento di terreno denominato "Lotto Bovino". Questo è posto ad un'altitudine media di circa **222.00** m.s.l.m., di forma poligonale abbastanza regolare, avente un'estensione di circa **31,6 Ha**;
- la parte di impianto, sita in territorio comunale di Castelluccio dei Sauri in Località Posta Contessa, risiederà su un appezzamento di terreno denominato "Lotto Bovino". Questo è posto ad un'altitudine media di circa **215.00** m.s.l.m., di forma poligonale abbastanza regolare, avente un'estensione di circa **96,5 Ha**.

Dal punto di vista morfologico, i lotti sono caratterizzati da lievi e medie pendenze che degradano generalmente in direzione Sud e su questo saranno disposte le strutture degli inseguitori solari orientate secondo l'asse Nord-Sud;
Le aree sono facilmente raggiungibili attraverso la viabilità pubblica esistente. La viabilità interna al sito sarà garantita da una rete di strade interne in terra battuta (rotabili/carrabili).

L'area disponibile risulta essere complessivamente circa **128,16 ha** mentre quella di **impianto è di circa 69,35 ha**; di questi solo **31,67 ha** circa risultano essere occupati dagli inseguitori (**area captante**) determinando sulla superficie complessiva assoggettata all'impianto un'incidenza pari a circa il **24,7%**. **Si specifica altresì che la superficie occupata dalle coltivazioni sarà pari a circa 69,35 ha determinando un'incidenza delle sole coltivazioni pari a circa il 54,12% del totale contrattualizzato.**

Le aree oggetto di studio sono terreni rurali confinanti generalmente con terreni agricoli caratterizzati prevalentemente da colture alternate periodicamente tra foraggio e coltura cerealicola e, nell'area vasta, sono presenti anche degli oliveti.

I terreni contengono al loro interno dei canali ed aree con pendenze orografiche che non saranno interessati dalla posa in opera delle cabine e dei tracker monoassiali.

Nel complesso, l'assetto morfologico dell'area vasta circostante si presenta abbastanza uniforme in quanto si riscontra la presenza di aree abbastanza pianeggianti con alcuni tratti a lieve pendenza.

In fase di progetto, si è tenuto conto di una fascia di ombreggiamento dovuta alla futura fascia arborea perimetrale che potrebbe potenzialmente ostacolare l'irraggiamento diretto durante tutto l'arco della giornata. Non vi è presenza all'interno dei lotti interessati di edifici capaci di causare ombreggiamenti tali da compromettere la producibilità dell'impianto considerata la natura rurale del territorio.

Il generatore denominato "Deliceto HV", il cui numero di rintracciabilità è 202001480, ha una potenza nominale totale pari a **63.784,00 kWp** e sulla base di tale potenza è stato dimensionato tutto il sistema.
L'impianto in oggetto, allo stato attuale, prevede l'impiego di moduli fotovoltaici con un sistema ad inseguimento solare con moduli da 670 Wp bifacciali ed inverter centralizzati. Il dimensionamento ha tenuto conto della superficie utile, della distanza tra le file di moduli (pitch 8 metri), allo scopo di evitare fenomeni di ombreggiamento reciproco, e degli spazi utili per l'installazione delle Cabine di Conversione e Trasformazione oltre che agli edifici di consegna e ricezione e dei relativi edifici tecnici.

5. Descrizione generale dell'impianto

L'impianto di produzione di energia elettrica oggetto dell'iniziativa intrapresa dalla Società **HF SOLAR 8 S.r.l.**, ha una potenza di picco, intesa come somma delle potenze nominali dei moduli fotovoltaici scelti in fase di progettazione definitiva, pari a **63.784,00 kWp** e, conformemente a quanto prescritto dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale, verrà collegato in antenna a 36 kV con la futura sezione a 36 kV della Stazione Elettrica di Trasformazione SE della RTN di "Deliceto".

Come riscontrabile dalle tavole di progetto allegate, l'impianto di produzione risulta suddiviso in due sezioni denominate rispettivamente "Lotto **Bovino da 23.149,84 kWp (n° 9 sottocampi fotovoltaici)**" e "**Lotto Castelluccio dei Sauri da 40.634,16 kWp (n° 15 sottocampi fotovoltaici)**", le quali saranno realizzate nel Territorio Comunale di Bovino e Castelluccio dei Sauri.

Figura 7: inquadramento area di impianto su earth

Di seguito, verranno descritte le caratteristiche delle *Opere di Utenza* costituenti le due sezioni di generazione, fermo restando che le scelte progettuali adottate potranno subire modifiche migliorative in fase di progettazione esecutiva in funzione del progresso tecnologico.

5.1 Lotto Bovino

La sezione di generazione denominata "**Lotto Bovino**" verrà realizzata nel territorio comunale di Bovino al Foglio 12 ed ha una potenza di picco, intesa come somma delle potenze nominali dei moduli fotovoltaici scelti in fase di progettazione definitiva, pari a **23.149,84 kWp**.

Il generatore fotovoltaico, ovvero la parte di impianto che converte la radiazione solare in energia elettrica sfruttando l'effetto fotovoltaico, è stato dimensionato applicando il criterio della superficie utile disponibile, tenendo conto dei distanziamenti da mantenere tra i filari di tracker per evitare fenomeni di auto-ombreggiamento (che influiscono sulla producibilità energetica) e garantire adeguati spazi per la conduzione dell'attività agricola, degli ingombri delle Cabine di Conversione e Trasformazione dell'energia elettrica prodotta e della cabina di raccolta.

Per la realizzazione del campo di generazione, in questa fase della progettazione, si è scelto di utilizzare moduli fotovoltaici "***Trina Solar Bifacciali da 670 Wp***" costituiti da 132 celle in silicio

monocristallino i quali, al fine di massimizzare la producibilità energetica, verranno montati su strutture di tipo tracker PVH da 28, 56 e 84 moduli.

ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts-P_{MAX} (Wp)*	635	640	645	650	655	660	665	670
Power Tolerance-P_{MAX} (W)	0 ~ +5							
Maximum Power Voltage-V_{MPP} (V)	37.1	37.3	37.5	37.7	37.9	38.1	38.3	38.5
Maximum Power Current-I_{MPP} (A)	17.15	17.19	17.23	17.27	17.31	17.35	17.39	17.43
Open Circuit Voltage-V_{OC} (V)	44.9	45.1	45.3	45.5	45.7	45.9	46.1	46.3
Short Circuit Current-I_{SC} (A)	18.21	18.26	18.31	18.35	18.40	18.45	18.50	18.55
Module Efficiency η m (%)	20.4	20.6	20.8	20.9	21.1	21.2	21.4	21.6

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

Electrical characteristics with different power bin (reference to 10% Irradiance ratio)

Total Equivalent power -P_{MAX} (Wp)	680	685	690	696	701	706	712	717
Maximum Power Voltage-V_{MPP} (V)	37.1	37.3	37.5	37.7	37.9	38.1	38.3	38.5
Maximum Power Current-I_{MPP} (A)	18.35	18.39	18.44	18.48	18.52	18.56	18.60	18.63
Open Circuit Voltage-V_{OC} (V)	44.9	45.1	45.3	45.5	45.7	45.9	46.1	46.3
Short Circuit Current-I_{SC} (A)	19.48	19.54	19.59	19.63	19.69	19.74	19.79	19.84
Irradiance ratio (rear/front)	10%							

Power Bifaciality:70±5%.

ELECTRICAL DATA (NOCT)

Maximum Power-P_{MAX} (Wp)	480	484	488	492	495	499	504	508
Maximum Power Voltage-V_{MPP} (V)	34.6	34.7	34.9	35.1	35.2	35.4	35.6	35.7
Maximum Power Current-I_{MPP} (A)	13.90	13.94	13.98	14.01	14.05	14.10	14.16	14.20
Open Circuit Voltage-V_{OC} (V)	42.3	42.5	42.7	42.9	43.0	43.2	43.4	43.6
Short Circuit Current-I_{SC} (A)	14.67	14.71	14.75	14.79	14.83	14.87	14.91	14.95

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

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	132 cells
Module Dimensions	2384×1303×35 mm (93.86×51.30×1.38 inches)
Weight	38.7 kg (85.3 lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	POE/EVA
Back Glass	2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)
Frame	35mm(1.38 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm² (0.006 inches²), Portrait: 280/280 mm(11.02/11.02 inches) Length can be customized
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

MAXIMUMRATINGS

Operational Temperature	-40~+85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
	1500V DC (UL)
Max Series Fuse Rating	35A

WARRANTY

12 year Product Workmanship Warranty
30 year Power Warranty
2% first year degradation
0.45% Annual Power Attenuation
(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGUREATION

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

Per ridurre i costi di investimento e manutenzione, si è scelto di adottare inverter di tipo centralizzati ***SMA SUNNY CENTRAL da 2500 kVA***, a ciascuno dei quali verranno collegate in parallelo un certo numero di stringhe fotovoltaiche, fermo restando che la scelta adottata potrà subire modifiche in fase di progettazione esecutiva:

SUNNY CENTRAL 1500 V

Technical Data	Sunny Central 2500-EV	Sunny Central 2750-EV	Sunny Central 3000-EV
Input (DC)			
MPP voltage range V_{DC} (at 25°C / at 35°C / at 50°C)	850 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V	875 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V	956 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V
Min. input voltage $V_{DC,min}$ / Start voltage $V_{DC,Start}$	778 V / 928 V	849 V / 999 V	927 V / 1077 V
Max. input voltage $V_{DC,max}$	1500 V	1500 V	1500 V
Max. input current $I_{DC,max}$ (at 25°C / at 50°C)	3200 A / 2956 A	3200 A / 2956 A	3200 A / 2970 A
Max. short-circuit current rating	6400 A	6400 A	6400 A
Number of DC inputs	32	32	32
Max. number of DC cables per DC input (for each polarity)	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm²	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm²	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 35°C / at 50°C)	2500 kVA / 2250 kVA	2750 kVA / 2500 kVA	3000 kVA / 2700 kVA
Nominal AC power at cos φ =0.8 (at 35°C / at 50°C)	2000 kW / 1800 kW	2200 kW / 2000 kW	2400 kW / 2160 kW
Nominal AC current $I_{AC,nom}$ = Max. output current $I_{AC,max}$	2624 A	2646 A	2646 A
Max. total harmonic distortion	< 3% at nominal power	< 3% at nominal power	< 3% at nominal power
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range[1] [4]	550 V / 440 V to 660 V	600 V / 480 V to 690 V	655 V / 524 V to 721 V[9]
AC power frequency	50 Hz / 47 Hz to 53 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz		
Min. short-circuit ratio at the AC terminals[10]	> 2		
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable[4] [11]	● 1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited ○ 1 / 0.0 overexcited to 0.0 underexcited		
Efficiency			
Max. efficiency[2] / European efficiency[3] / CEC efficiency[3]	98.6% / 98.3% / 98.0%	98.7% / 98.5% / 98.5%	98.8% / 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)	IP65 / IP34 / IP34		
General Data			
Dimensions (W / H / D)	2780 / 2318 / 1588 mm (109.4 / 91.3 / 62.5 inch)		
Weight	< 3400 kg / < 7496 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[4]	−25 to 60°C / −13 to 140°F		
Noise emission[7]	67.8 dB(A)		
Temperature range (standby)	−40 to 60°C / −40 to 140°F		
Temperature range (storage)	−40 to 70°C / −40 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-5)		
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, BDEW-MSRL, IEEE1547, Arrêté du 23/04/08		
EMC standards	CISPR 11, CISPR 22, EN55011:2017, EN 55022, IEC/EN 61000-6-4, IEC/EN 61000-6-2, IEC 62920, FCC Part 15 Class A	CISPR 11, CISPR 22, EN55011:2017, EN 55022, IEC 62920, FCC Part 15 Class A	
Quality standards and directives complied with	VDI/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001		
● Standard features ○ Optional			
Type designation	SC-2500-EV-10	SC-2750-EV-10	SC-3000-EV-10

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 35°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) AC voltage range can be extended to 753V for 50Hz grids only (option „Aux power supply: external" must be selected, option "housekeeping" not combinable).
10) A short-circuit ratio of < 2 requires a special approval from SMA
11) Depending on the DC voltage

Definito il layout di impianto e la tipologia di inverter da utilizzare, il numero di moduli della stringa e il numero di stringhe da collegare in parallelo, sono stati determinati coordinando opportunamente

le caratteristiche dei moduli fotovoltaici con quelle degli inverter scelti, rispettando le seguenti 4 condizioni:

1. *la massima tensione del generatore fotovoltaico deve essere inferiore alla massima tensione di ingresso dell'inverter;*
2. *la massima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima tensione del sistema MPPT dell'inverter;*
3. *la minima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere inferiore alla minima tensione del sistema MPPT dell'inverter;*
4. *la massima corrente del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima corrente in ingresso all'inverter.*

Per la verifica delle suddette condizioni sono state applicate le formule di seguito riportate.

Verifica della condizione 1 (massima tensione del generatore FV non superiore alla massima tensione di ingresso dell'inverter)

La massima tensione del generatore fotovoltaico è la tensione a vuoto di stringa calcolata alla minima temperatura di funzionamento dei moduli, in genere assunta pari a:

- - 10° C per le zone fredde;
- 0° C per le zone meridionali e costiere.

La tensione massima del generatore fotovoltaico alla minima temperatura di funzionamento dei moduli si calcola con la seguente espressione:

$$U_{MAX\ FV\ (\theta min)} = Ns \cdot U_{MAX\ modulo\ (\theta min)}\ \ [V]$$

dove Ns è il numero di moduli che costituiscono la stringa, $U_{MAX\ modulo}\ (\theta min)$ è la tensione massima del singolo modulo alla minima temperatura di funzionamento.
Quest'ultima può essere calcolata con la seguente espressione:

$$U_{MAX\ modulo\ (\theta min)} = U_{oc\ (25°C)} - \beta \cdot (25 - \theta_{min})$$

dove

- U_{oc} (25°C) è la tensione a vuoto del modulo in condizioni standard il cui valore viene dichiarato dal costruttore;
- β è il coefficiente di variazione della tensione con la temperatura, anch'esso dichiarato dal costruttore.

Deve risultare pertanto:

$$\mathbf{U_{MAX\ FV\ (\theta min)}} = N_s \cdot U_{MAX\ modulo}\ (\theta_{min}) = N_s \cdot [\ U_{oc}\ (25°C) - \beta\ (25 - \theta_{min})] \leq \mathbf{U_{max\ inverter}}$$

essendo U_{max} inverter la massima tensione in ingresso all'inverter, deducibile dai dati di targa.

Verifica della condizione 2 (la massima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima tensione del sistema MPPT dell'inverter)

La massima tensione del generatore fotovoltaico nel punto di massima potenza rappresenta la tensione di stringa calcolata con irraggiamento pari a 1000W/m^2, e può essere calcolata con la seguente espressione:

$$U_{MPPT\ MAX\ FV\ (\theta min.)} = N_s \cdot U_{MPPT\ MAX\ modulo\ (\theta min)}$$

dove:

- N_s è il numero di moduli collegati in serie;
- $U_{MPPT\ MAX\ modulo\ (\theta min)}$ è la massima tensione del modulo FV nel punto di massima potenza calcolabile nel seguente modo:

$$U_{MPPT\ MAX\ modulo\ (\theta min)} = U_{MPPT} - \beta \cdot (25 - \theta_{min})$$

essendo U_{MPPT} la tensione del modulo in corrispondenza del punto di massima potenza, dichiarata dal costruttore.

Ai fini del corretto coordinamento occorre verificare che:

$$\mathbf{U_{MPPT\ MAX\ FV\ (\theta min.)}} = N_s \cdot [U_{MPPT} - \beta \cdot (25 - \theta_{min})] \leq \mathbf{U_{MPPT\ MAX\ INVERTER}}$$

dove $U_{MPPT\ MAX\ INVERTER}$ è la massima tensione del sistema MPPT dell'inverter, deducibile dai dati di targa.

Verifica della condizione 3 (la minima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere inferiore alla minima tensione del sistema MPPT dell'inverter)

La minima tensione del generatore fotovoltaico nel punto di massima potenza è la tensione di stringa calcolata con:

- irraggiamento pari a 1000W/m^2,
- temperatura θmax pari a 70-80°C.

e può essere calcolata con la seguente espressione:

$$U_{MPPT\ min\ FV} = N_s \cdot U_{MPPT\ min\ modulo}$$

dove:

- N_s è il numero di moduli collegati in serie;
- $U_{MPPT\ min\ modulo}$ è la tensione minima del modulo nel punto di massima potenza, calcolabile nel seguente modo:

$$U_{MPPT\ min\ modulo} = U_{MPPTmodulo} - \beta \cdot (25-\theta_{max})$$

Ai fini del corretto coordinamento deve risultare:

$$\mathbf{U_{MPPT\ min\ FV}} = Ns \cdot [\ U_{MPPTmodulo} - \beta \cdot (25-\theta_{max}\mathbf{)]} \geq \mathbf{U_{MPPT\ min\ INVERTER}}$$

essendo $U_{MPPT\ min\ INVERTER}$ la minima tensione nel punto di massima potenza del sistema MPPT dell'inverter, deducibile dai dati di targa.

Verifica della condizione 4 (la massima corrente del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima corrente in ingresso all'inverter)

La massima corrente del generatore FV è data dalla somma delle correnti massime erogate da ciascuna stringa in parallelo.
La massima corrente di stringa è calcolabile nel seguente modo:

$$I_{stringa,\ Max} = 1{,}25 \cdot I_{sc}$$

dove:

- $I_{stringa,Max}$ è la massima corrente erogata dalla stringa [A];
- I_{sc} è la corrente di cortocircuito del singolo modulo [A];
- 1,25 è un coefficiente di maggiorazione che tiene conto di un aumento della corrente di cortocircuito del modulo a causa di di valori di irraggiamento superiori a 1000W/m^2.

Per il corretto coordinamento occorre verificare che:

$$\mathbf{I_{max\ FV}} = N_p \cdot 1{,}25 \cdot Isc \leq \mathbf{I_{max\ Inverter}}$$

dove:

- $I_{max\ FV}$ è la massima corrente in uscita dal generatore fotovoltaico [A];
- N_p è il numero di stringhe in parallelo;
- $I_{max\ inverter}$ è la massima corrente in ingresso all'inverter [A].

Considerando che i tracker scelti sono predisposti per l'installazione di 28, 56 e 84 moduli fotovoltaici, la verifica delle quattro precedenti condizioni è stata condotta ipotizzando di realizzare stringhe ***fotovoltaiche da 28 moduli,*** *<u>ottenendo esisto positivo</u>****.***

Come deducibile dalle tavole di layout allegate e dallo schema elettrico unifilare dell'impianto (a cui si rimanda per una maggiore comprensione di quanto descritto), la sezione di generazione è stata suddivisa in ***9 sottocampi fotovoltaici,*** le cui potenze sono quelle di seguito elencate:

- Sottocampo fotovoltaico n°1, da 2.570,12 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°2, da 2.570,12 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°3, da 2.570,12 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°4, da 2.570,12 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°5, da 2.570,12 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°6, da 2.570,12 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°7, da 2.570,12 kWp;

- Sottocampo fotovoltaico n°8, da 2.570,12 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°9, da 2.588,88 kWp;

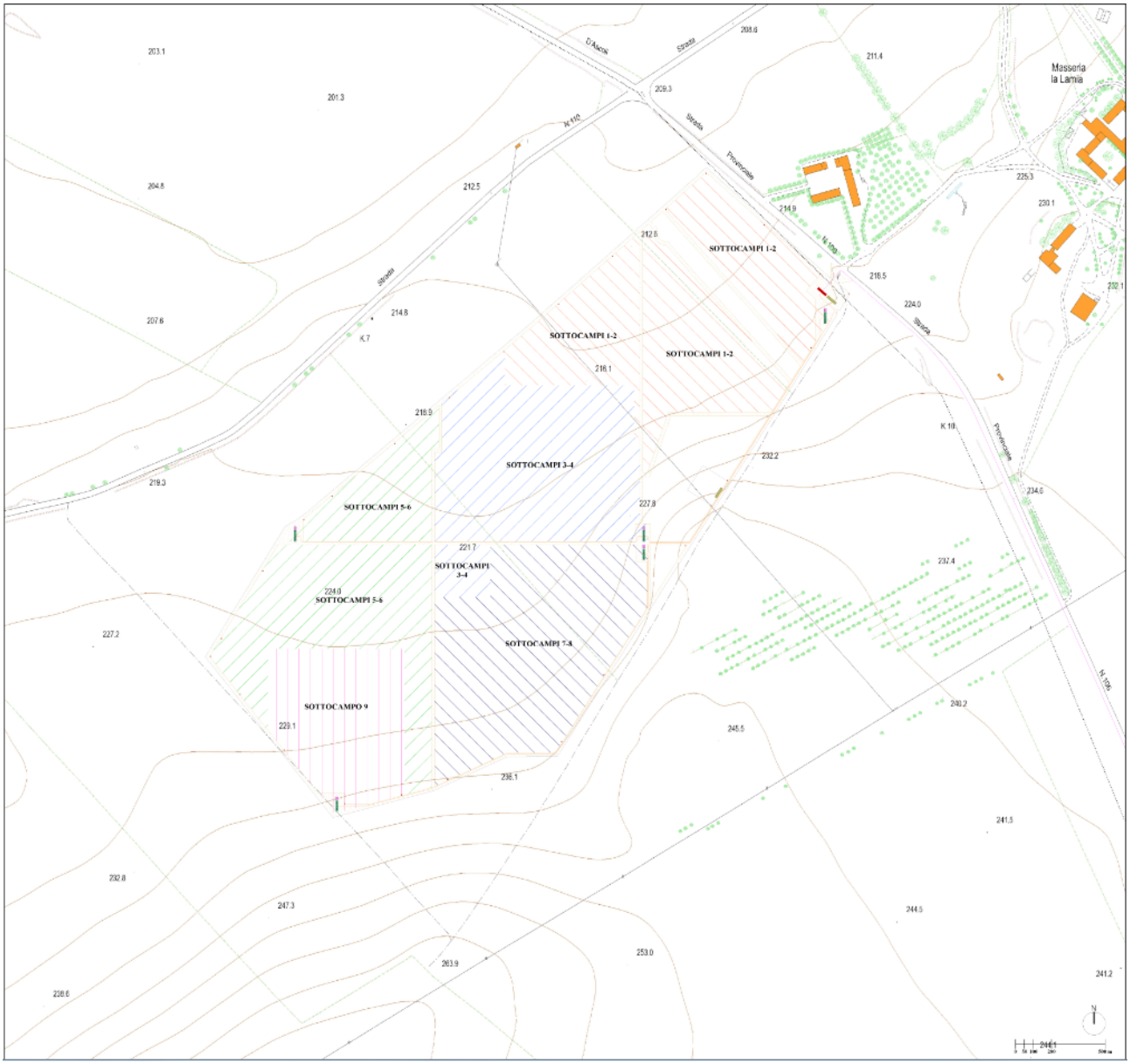


Figura 8: inquadramento territoriale Lotto Bovino su CTR

Per limitare l'occupazione del suolo e ridurre l'impatto ambientale, si è scelto di realizzare n° 5 ***"locali di Conversione e Trasformazione dell'energia elettrica prodotta"***, i quali saranno a servizio dei sottocampi di seguito elencati, e n° 5 ***locali per l'installazione dei trasformatori servizi ausiliari***:

- Locale di conversione e trasformazione n° 1: sottocampo 1 e sottocampo 2;
- Locale di conversione e trasformazione n° 2: sottocampo 3 e sottocampo 4;
- Locale di conversione e trasformazione n° 3: sottocampo 5 e sottocampo 6;
- Locale di conversione e trasformazione n° 4: sottocampo 7 e sottocampo 8;
- Locale di conversione e trasformazione n° 5: sottocampo 9.

I locali menzionati saranno di tipo ***container e in cemento armato vibrato rispettivamente***, di dimensioni pari a circa 12,2x2,5x3 m e 3,5x2,5x2,7 m, premesso che la scelta potrà subire modifiche in fase di progettazione esecutiva.

Le cabine elettriche verranno interconnesse tra loro in entra-esci a mezzo di linee elettriche in cavo interrato a 36 kV a struttura radiale, e collegate al quadro elettrico generale a 36 kV installato all'interno della ***cabina di raccolta***. In particolare, è prevista la realizzazione di n° 2 linee come di seguito indicato:

- Linea n° 1, interconnette le cabine di trasformazione n° 1, 2 e 3;
- Linea n° 2, interconnette le cabine di trasformazione n° 4 e 5;

Dalla cabina di raccolta, posizionata in prossimità dell'area di accesso al sito, partirà una dorsale a 36 kV in cavo interrato, la quale consentirà di collegare l'impianto di produzione con la futura sezione a 36 kV della Stazione Elettrica di Trasformazione (SE) di Deliceto.

5.2 Lotto Castelluccio dei Sauri

La sezione di generazione denominata "**Lotto Castelluccio dei Sauri**" verrà realizzata nel territorio comunale di Castelluccio dei Sauri al Foglio 14 ed ha una potenza di picco, intesa come somma delle potenze nominali dei moduli fotovoltaici scelti in fase di progettazione definitiva, pari a **40.634,16 kWp**.

Il generatore fotovoltaico, ovvero la parte di impianto che converte la radiazione solare in energia elettrica sfruttando l'effetto fotovoltaico, è stato dimensionato applicando il criterio della superficie utile disponibile, tenendo conto dei distanziamenti da mantenere tra i filari di tracker per evitare fenomeni di auto-ombreggiamento (che influiscono sulla producibilità energetica) e garantire adeguati spazi per la conduzione dell'attività agricola, degli ingombri delle Cabine di Conversione e Trasformazione dell'energia elettrica prodotta e della cabina di raccolta.

Per la realizzazione del campo di generazione, in questa fase della progettazione, si è scelto di utilizzare moduli fotovoltaici "***Trina Solar Bifacciali da 670 Wp***" costituiti da 132 celle in silicio monocristallino i quali, al fine di massimizzare la producibilità energetica, verranno montati su strutture di tipo tracker PVH da 28, 56 e 84 moduli.

ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts-P_{MAX} (Wp)*	635	640	645	650	655	660	665	670
Power Tolerance-P_{MAX} (W)	0 ~ +5							
Maximum Power Voltage-V_{MPP} (V)	37.1	37.3	37.5	37.7	37.9	38.1	38.3	38.5
Maximum Power Current-I_{MPP} (A)	17.15	17.19	17.23	17.27	17.31	17.35	17.39	17.43
Open Circuit Voltage-V_{OC} (V)	44.9	45.1	45.3	45.5	45.7	45.9	46.1	46.3
Short Circuit Current-I_{SC} (A)	18.21	18.26	18.31	18.35	18.40	18.45	18.50	18.55
Module Efficiency η m (%)	20.4	20.6	20.8	20.9	21.1	21.2	21.4	21.6

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

Electrical characteristics with different power bin (reference to 10% Irradiance ratio)

Total Equivalent power -P_{MAX} (Wp)	680	685	690	696	701	706	712	717
Maximum Power Voltage-V_{MPP} (V)	37.1	37.3	37.5	37.7	37.9	38.1	38.3	38.5
Maximum Power Current-I_{MPP} (A)	18.35	18.39	18.44	18.48	18.52	18.56	18.60	18.63
Open Circuit Voltage-V_{OC} (V)	44.9	45.1	45.3	45.5	45.7	45.9	46.1	46.3
Short Circuit Current-I_{SC} (A)	19.48	19.54	19.59	19.63	19.69	19.74	19.79	19.84
Irradiance ratio (rear/front)	10%							

Power Bifaciality:70±5%.

ELECTRICAL DATA (NOCT)

Maximum Power-P_{MAX} (Wp)	480	484	488	492	495	499	504	508
Maximum Power Voltage-V_{MPP} (V)	34.6	34.7	34.9	35.1	35.2	35.4	35.6	35.7
Maximum Power Current-I_{MPP} (A)	13.90	13.94	13.98	14.01	14.05	14.10	14.16	14.20
Open Circuit Voltage-V_{OC} (V)	42.3	42.5	42.7	42.9	43.0	43.2	43.4	43.6
Short Circuit Current-I_{SC} (A)	14.67	14.71	14.75	14.79	14.83	14.87	14.91	14.95

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

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	132 cells
Module Dimensions	2384×1303×35 mm (93.86×51.30×1.38 inches)
Weight	38.7 kg (85.3 lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	POE/EVA
Back Glass	2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)
Frame	35mm(1.38 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm² (0.006 inches²), Portrait: 280/280 mm(11.02/11.02 inches) Length can be customized
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

MAXIMUMRATINGS

Operational Temperature	-40~+85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
	1500V DC (UL)
Max Series Fuse Rating	35A

WARRANTY

12 year Product Workmanship Warranty
30 year Power Warranty
2% first year degradation
0.45% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGUREATION

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

Per ridurre i costi di investimento e manutenzione, si è scelto di adottare inverter di tipo centralizzati ***SMA SUNNY CENTRAL da 2500 kVA***, a ciascuno dei quali verranno collegate in parallelo un certo numero di stringhe fotovoltaiche, fermo restando che la scelta adottata potrà subire modifiche in fase di progettazione esecutiva:

SUNNY CENTRAL 1500 V

Technical Data	Sunny Central 2500-EV	Sunny Central 2750-EV	Sunny Central 3000-EV
Input (DC)			
MPP voltage range V_{DC} (at 25 °C / at 35 °C / at 50 °C)	850 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V	875 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V	956 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V
Min. input voltage $V_{DC, min}$ / Start voltage $V_{DC, Start}$	778 V / 928 V	849 V / 999 V	927 V / 1077 V
Max. input voltage $V_{DC, max}$	1500 V	1500 V	1500 V
Max. input current $I_{DC, max}$ (at 25 °C / at 50 °C)	3200 A / 2956 A	3200 A / 2956 A	3200 A / 2970 A
Max. short-circuit current rating	6400 A	6400 A	6400 A
Number of DC inputs	32	32	32
Max. number of DC cables per DC input (for each polarity)	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm²	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm²	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 35 °C / at 50 °C)	2500 kVA / 2250 kVA	2750 kVA / 2500 kVA	3000 kVA / 2700 kVA
Nominal AC power at cos φ =0.8 (at 35 °C / at 50 °C)	2000 kW / 1800 kW	2200 kW / 2000 kW	2400 kW / 2160 kW
Nominal AC current $I_{AC, nom}$ = Max. output current $I_{AC, max}$	2624 A	2646 A	2646 A
Max. total harmonic distortion	< 3% at nominal power	< 3% at nominal power	< 3% at nominal power
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range[1] [9]	550 V / 440 V to 660 V	600 V / 480 V to 690 V	655 V / 524 V to 721 V[9]
AC power frequency	50 Hz / 47 Hz to 53 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz		
Min. short-circuit ratio at the AC terminals[10]	> 2		
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable[9] [11]	● 1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited ○ 1 / 0.0 overexcited to 0.0 underexcited		
Efficiency			
Max. efficiency[2] / European efficiency[3] / CEC efficiency[3]	98.6% / 98.3% / 98.0%	98.7% / 98.5% / 98.5%	98.8% / 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)	IP65 / IP34 / IP34		
General Data			
Dimensions (W / H / D)	2780 / 2318 / 1588 mm (109.4 / 91.3 / 62.5 inch)		
Weight	< 3400 kg / < 7496 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 to 60 °C / −13 to 140 °F		
Noise emission[7]	67.8 dB(A)		
Temperature range (standby)	−40 to 60 °C / −40 to 140 °F		
Temperature range (storage)	−40 to 70 °C / −40 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-5)		
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, BDEW-MSRL, IEEE1547, Arrêté du 23/04/08		
EMC standards	CISPR 11, CISPR 22, EN55011:2017, EN 55022, IEC/EN 61000-6-4, IEC/EN 61000-6-2, IEC 62920, FCC Part 15 Class A	CISPR 11, CISPR 22, EN55011:2017, EN 55022, IEC 62920, FCC Part 15 Class A	
Quality standards and directives complied with	VDI/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001		
● Standard features ○ Optional			
Type designation	SC-2500-EV-10	SC-2750-EV-10	SC-3000-EV-10

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 35 °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) AC voltage range can be extended to 753V for 50Hz grids only (option „Aux power supply: external" must be selected, option "housekeeping" not combinable).
10) A short-circuit ratio of < 2 requires a special approval from SMA
11) Depending on the DC voltage

Definito il layout di impianto e la tipologia di inverter da utilizzare, il numero di moduli della stringa e il numero di stringhe da collegare in parallelo, sono stati determinati coordinando opportunamente

le caratteristiche dei moduli fotovoltaici con quelle degli inverter scelti, rispettando le seguenti 4 condizioni:

5. *la massima tensione del generatore fotovoltaico deve essere inferiore alla massima tensione di ingresso dell'inverter;*
6. *la massima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima tensione del sistema MPPT dell'inverter;*
7. *la minima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere inferiore alla minima tensione del sistema MPPT dell'inverter;*
8. *la massima corrente del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima corrente in ingresso all'inverter.*

Per la verifica delle suddette condizioni sono state applicate le formule di seguito riportate.

Verifica della condizione 1 (massima tensione del generatore FV non superiore alla massima tensione di ingresso dell'inverter)

La massima tensione del generatore fotovoltaico è la tensione a vuoto di stringa calcolata alla minima temperatura di funzionamento dei moduli, in genere assunta pari a:

- - 10° C per le zone fredde;
- 0° C per le zone meridionali e costiere.

La tensione massima del generatore fotovoltaico alla minima temperatura di funzionamento dei moduli si calcola con la seguente espressione:

$$U_{MAX\ FV\ (\theta min)} = Ns \cdot U_{MAX\ modulo\ (\theta min)}\ \ [V]$$

dove Ns è il numero di moduli che costituiscono la stringa, $U_{MAX\ modulo}\ (\theta min)$ è la tensione massima del singolo modulo alla minima temperatura di funzionamento.
Quest'ultima può essere calcolata con la seguente espressione:

$$U_{MAX\ modulo\ (\theta min)} = U_{oc\ (25°C)} - \beta \cdot (25 - \theta_{min})$$

dove

- U_{oc} (25°C) è la tensione a vuoto del modulo in condizioni standard il cui valore viene dichiarato dal costruttore;
- β è il coefficiente di variazione della tensione con la temperatura, anch'esso dichiarato dal costruttore.

Deve risultare pertanto:

$$\mathbf{U_{MAX\ FV\ (\theta min)}} = N_s \cdot U_{MAX\ modulo}\ (\theta_{min}) = N_s \cdot [\ U_{oc}\ (25°C) - \beta\ (25 - \theta_{min})] \leq \mathbf{U_{max\ inverter}}$$

essendo U_{max} inverter la massima tensione in ingresso all'inverter, deducibile dai dati di targa.

Verifica della condizione 2 (la massima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima tensione del sistema MPPT dell'inverter)

La massima tensione del generatore fotovoltaico nel punto di massima potenza rappresenta la tensione di stringa calcolata con irraggiamento pari a 1000W/m^2, e può essere calcolata con la seguente espressione:

$$U_{MPPT\ MAX\ FV\ (\theta min.)} = N_s \cdot U_{MPPT\ MAX\ modulo\ (\theta min)}$$

dove:

- N_s è il numero di moduli collegati in serie;
- $U_{MPPT\ MAX\ modulo\ (\theta min)}$ è la massima tensione del modulo FV nel punto di massima potenza calcolabile nel seguente modo:

$$U_{MPPT\ MAX\ modulo\ (\theta min)} = U_{MPPT} - \beta \cdot (25 - \theta_{min})$$

essendo U_{MPPT} la tensione del modulo in corrispondenza del punto di massima potenza, dichiarata dal costruttore.

Ai fini del corretto coordinamento occorre verificare che:

$$\mathbf{U_{MPPT\ MAX\ FV\ (\theta min.)}} = N_s \cdot [U_{MPPT} - \beta \cdot (25 - \theta_{min})] \leq \mathbf{U_{MPPT\ MAX\ INVERTER}}$$

dove $U_{MPPT\ MAX\ INVERTER}$ è la massima tensione del sistema MPPT dell'inverter, deducibile dai dati di targa.

Verifica della condizione 3 (la minima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere inferiore alla minima tensione del sistema MPPT dell'inverter)

La minima tensione del generatore fotovoltaico nel punto di massima potenza è la tensione di stringa calcolata con:

- irraggiamento pari a 1000W/m^2,
- temperatura θmax pari a 70-80°C.

e può essere calcolata con la seguente espressione:

$$U_{MPPT\ min\ FV} = N_s \cdot U_{MPPT\ min\ modulo}$$

dove:

- N_s è il numero di moduli collegati in serie;
- $U_{MPPT\ min\ modulo}$ è la tensione minima del modulo nel punto di massima potenza, calcolabile nel seguente modo:

$$U_{MPPT\ min\ modulo} = U_{MPPTmodulo} - \beta \cdot (25-\theta_{max})$$

Ai fini del corretto coordinamento deve risultare:

$$\mathbf{U_{MPPT\ min\ FV}} = Ns \cdot [\ U_{MPPTmodulo} - \beta \cdot (25-\theta_{max}\mathbf{)]} \geq \mathbf{U_{MPPT\ min\ INVERTER}}$$

essendo $U_{MPPT\ min\ INVERTER}$ la minima tensione nel punto di massima potenza del sistema MPPT dell'inverter, deducibile dai dati di targa.

Verifica della condizione 4 (la massima corrente del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima corrente in ingresso all'inverter)

La massima corrente del generatore FV è data dalla somma delle correnti massime erogate da ciascuna stringa in parallelo.
La massima corrente di stringa è calcolabile nel seguente modo:

$$I_{stringa,\ Max} = 1{,}25 \cdot I_{sc}$$

dove:

- $I_{stringa,Max}$ è la massima corrente erogata dalla stringa [A];
- I_{sc} è la corrente di cortocircuito del singolo modulo [A];
- 1,25 è un coefficiente di maggiorazione che tiene conto di un aumento della corrente di cortocircuito del modulo a causa di di valori di irraggiamento superiori a 1000W/m^2.

Per il corretto coordinamento occorre verificare che:

$$\mathbf{I_{max\ FV}} = N_p \cdot 1{,}25 \cdot Isc \leq \mathbf{I_{max\ Inverter}}$$

dove:

- $I_{max\ FV}$ è la massima corrente in uscita dal generatore fotovoltaico [A];
- N_p è il numero di stringhe in parallelo;
- $I_{max\ inverter}$ è la massima corrente in ingresso all'inverter [A].

Considerando che i tracker scelti sono predisposti per l'installazione di 28, 56 e 84 moduli fotovoltaici, la verifica delle quattro precedenti condizioni è stata condotta ipotizzando di realizzare stringhe ***fotovoltaiche da 28 moduli,*** *<u>ottenendo esisto positivo</u>****.***

Come deducibile dalle tavole di layout allegate e dallo schema elettrico unifilare dell'impianto (a cui si rimanda per una maggiore comprensione di quanto descritto), la sezione di generazione è stata suddivisa in ***15 sottocampi fotovoltaici,*** le cui potenze sono quelle di seguito elencate:

- Sottocampo fotovoltaico n°10, da 2.701,44 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°11, da 2.701,44 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°12, da 2.701,44 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°13, da 2.701,44 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°14, da 2.701,44 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°15, da 2.701,44 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°16, da 2.701,44 kWp;

- Sottocampo fotovoltaico n°17, da 2.701,44 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°18, da 2.701,44 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°19, da 2.701,44 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°20, da 2.701,44 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°21, da 2.701,44 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°22, da 2.814,00 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°23, da 2.701,44 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°24, da 2.701,44 kWp;

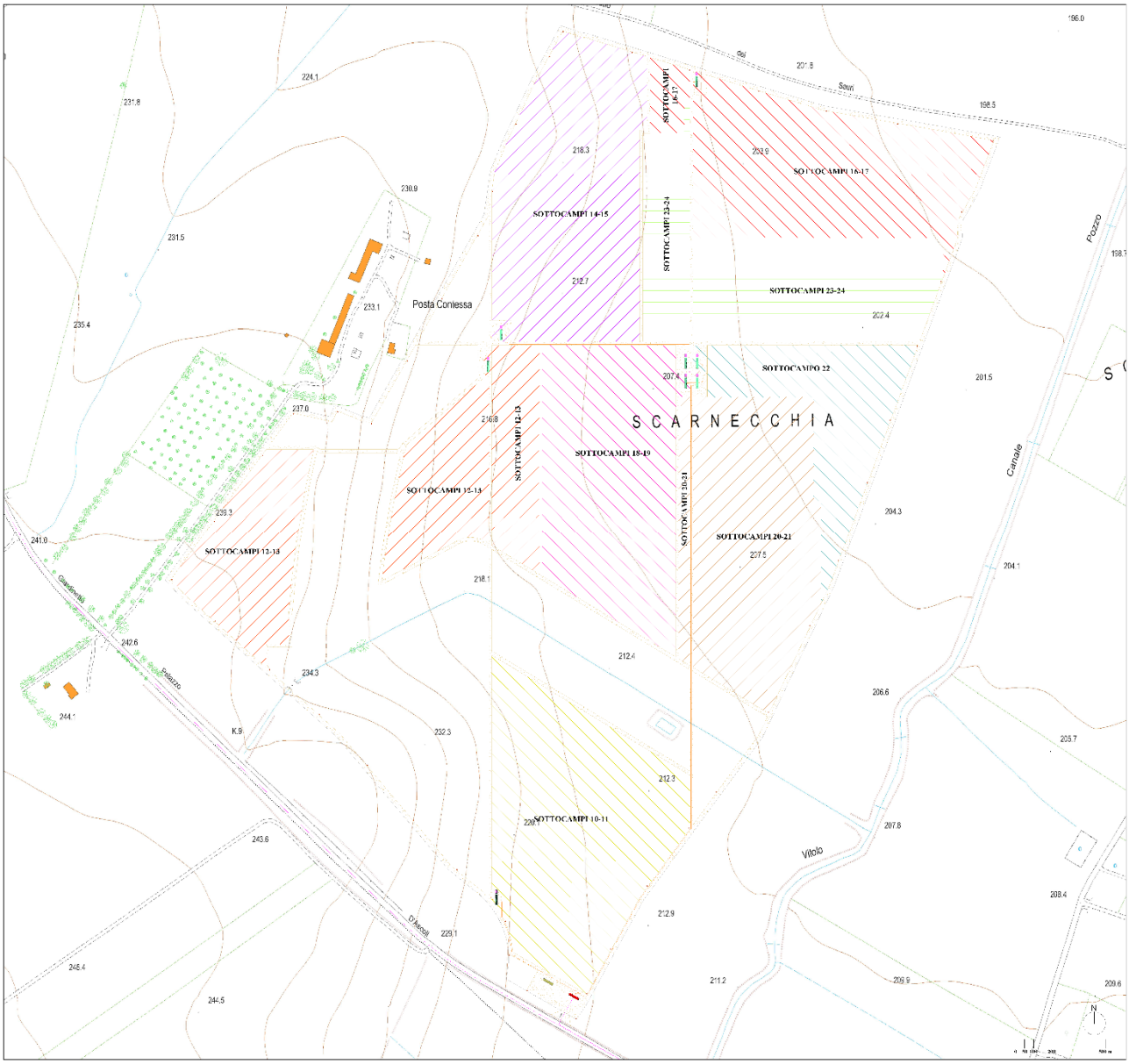


Figura 9: inquadramento territoriale Lotto-Castelluccio dei Sauri su CTR

Per limitare l'occupazione del suolo e ridurre l'impatto ambientale, si è scelto di realizzare n° 8 "***locali di Conversione e Trasformazione dell'energia elettrica prodotta***", i quali saranno a servizio dei sottocampi di seguito elencati, e n° 8 ***locali per l'installazione dei trasformatori servizi ausiliari***:

- Locale di conversione e trasformazione n° 6: sottocampo 10 e sottocampo 11;
- Locale di conversione e trasformazione n° 7: sottocampo 12 e sottocampo 13;
- Locale di conversione e trasformazione n° 8: sottocampo 14 e sottocampo 15;
- Locale di conversione e trasformazione n° 9: sottocampo 16 e sottocampo 17;
- Locale di conversione e trasformazione n° 10: sottocampo 18 e sottocampo 19;
- Locale di conversione e trasformazione n° 11: sottocampo 20 e sottocampo 21;
- Locale di conversione e trasformazione n° 12: sottocampo 22;
- Locale di conversione e trasformazione n° 13: sottocampo 23 e sottocampo 24.

I locali menzionati saranno di tipo ***container e in cemento armato vibrato rispettivamente***, di dimensioni pari a circa 12,2x2,5x3 m e 3,5x2,5x2,7 m, premesso che la scelta potrà subire modifiche in fase di progettazione esecutiva.

Le cabine elettriche verranno interconnesse tra loro in entra-esci a mezzo di linee elettriche in cavo interrato a 36 kV a struttura radiale, e collegate al quadro elettrico generale a 36 kV installato all'interno della ***cabina di raccolta***. In particolare, è prevista la realizzazione di n° 2 linee come di seguito indicato:

- Linea n° 1, interconnette le cabine di trasformazione n° 6, 7, 8 e 9;
- Linea n° 2, interconnette le cabine di trasformazione n° 10, 11, 12 e 13.

Dalla cabina di raccolta, posizionata in prossimità dell'area di accesso al sito, partirà una dorsale a 36 kV in cavo interrato, la quale consentirà di collegare l'impianto di produzione con la futura sezione a 36 kV della Stazione Elettrica di Trasformazione (SE) di Deliceto.

6. Componentistica impiegata

Di seguito vengono descritte le caratteristiche delle varie apparecchiature costituenti il generatore fotovoltaico e il cosiddetto BOS (Balance of System o resto del sistema) inteso come l'insieme di tutti i componenti di un impianto fotovoltaico, esclusi i moduli fotovoltaici, fermo restando che le scelte adottate sono suscettibili di modifica in fase di *progettazione esecutiva* in funzione della disponibilità del mercato e del progresso tecnologico.

6.1 Moduli fotovoltaici

Premesso che i moduli verranno acquistati in funzione della disponibilità e del costo di mercato in fase di realizzazione, in questa fase della progettazione, ai fini del dimensionamento del generatore fotovoltaico si è scelto di utilizzare moduli fotovoltaici ***Trina Solar Bifacciali da 670Wp costituiti da 132 celle in silicio monocristallino.***

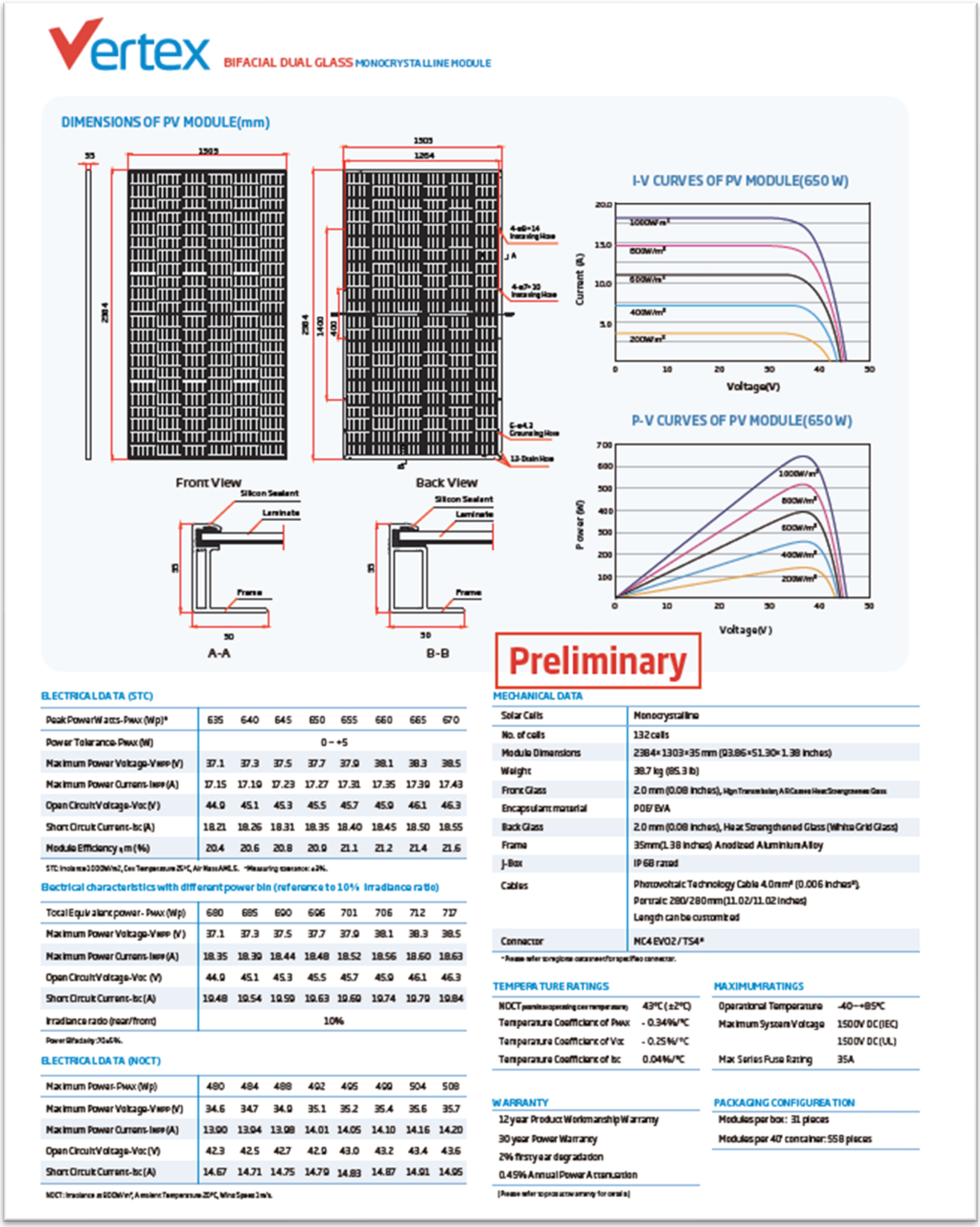


Figura 10: scheda tecnica dei moduli fotovoltaici scelti in fase di progettazione definitiva

6.2 Strutture di sostegno moduli fotovoltaici

L'impianto progettato si avvale di inseguitori monoassiali di rollio ad asse orizzontale (la rotazione avviene attorno ad un asse parallelo al suolo, orientato NORD-SUD, con inseguimento EST-OVEST). Le strutture sono costituite da tubolari metallici in acciaio opportunamente dimensionati; si attestano orizzontalmente ad un'altezza di circa 2,6 m in fase di riposo, mentre in fase di esercizio raggiungono una quota massima di circa 4,5 metri di altezza massima rispetto alla quota del terreno.

Tali strutture verranno appoggiate a pilastri di forma rettangolare di medesima sezione ed infissi nel terreno ad una profondità variabile in funzione delle caratteristiche litologiche del suolo. In fase esecutiva l'inseguitore potrà essere sostituito da altri analoghi modelli, anche di altri costruttori concorrenti (ad es. Nclave, ZIMMERMANN, ed altri) in relazione allo stato dell'arte della tecnologia al momento della realizzazione del Parco, con l'obiettivo di minimizzare l'impronta al suolo a parità di potenza installata.

6.3 Linee elettriche di bassa tensione in DC

Le linee elettriche di bassa tensione in corrente continua, consentiranno di collegare le stringhe fotovoltaiche ai *Quadri di Parallelo Stringhe* (di seguito QPS), i quali, verranno dislocati sul campo in posizione quanto più possibile baricentrica, in modo tale da ottimizzare lo sviluppo delle linee e limitare le perdite di potenza attiva per effetto Joule.

Ciascuna delle linee menzionate, è stata dimensionata in funzione della massima corrente di stringa, incrementata cautelativamente del 25% per tenere conto dell'aumento della corrente di cortocircuito del modulo a causa di valori di irraggiamento superiori a 1000 W/m^2.

Supponendo di utilizzare ***cavi solari H1Z2Z2-K***, assumendo una lunghezza media di 25 m e nell'ottica di limitare le perdite di potenza attiva a valori non superiori all'1%, la sezione minima da adottare è quella da 10 mm^2. La scelta adottata, tuttavia, potrà subire modifiche in fase di progettazione esecutiva.

Basse Tension
Bassa Tensione

H1Z2Z2-K

Photovoltaïque
Fotovoltaico

Formation Formazione	Ø approx. conducteur Ø indicativo conduttore	Épaisseur moyenne isolant Spessore medio isolante	Épaisseur moyenne gaine Spessore medio guaina	Ø. approx. production Ø indicativo produzione	Poids approx. câble Peso indicativo cavo	Résistance électrique max à 20°C Resistenza elettrica max a 20°C	Intensité admissible à l'air libre Portata di corrente in aria libera	
							Câble seul Singolo cavo 60°C	2 câbles adjacents 2 cavi adiacenti 60°C
n° x mm²	mm	mm	mm	mm	kg/km	ohm/km	A	A
1 x 1,5	1,5	0,7	0,8	4,7	34	13,7	30	24
1 x 2,5	2,1	0,7	0,8	5,2	47	8,21	40	33
1 x 4	2,5	0,7	0,8	5,8	58	5,09	55	44
1 x 6	3,0	0,7	0,8	6,5	80	3,39	70	70
1 x 10	4,0	0,7	0,8	7,9	127	1,95	95	95
1 x 16	5,0	0,7	0,9	8,8	180	1,24	130	107
1 x 25	6,2	0,9	1,0	10,6	270	0,795	180	142
1 x 35	7,6	0,9	1,1	12,0	360	0,565	220	176
1 x 50	8,9	1,0	1,2	14,1	515	0,393	280	221
1 x 70	10,5	1,1	1,2	15,9	720	0,277	350	278
1 x 95	12,5	1,1	1,3	17,7	915	0,210	410	333
1 x 120	13,7	1,2	1,3	19,8	1160	0,164	480	390
1 x 150	16,1	1,4	1,4	21,7	1460	0,132	566	453
1 x 185	17,7	1,6	1,6	24,1	1780	0,108	644	515
1 x 240	19,9	1,7	1,7	26,7	2310	0,082	775	620

Figura 11: Scheda tecnica cavi solari H1Z2Z2-K

Per il collegamento dei QPS ai gruppi di conversione, verranno utilizzati cavi ordinari di bassa tensione FG7 0,6/1kV per posa interrata, dimensionati in funzione del numero di stringhe interconnesse.

Come riscontrabile dallo schema elettrico unifilare, a cui si rimanda per una maggiore comprensione, nel caso più sfavorevole si hanno n° 12 stringhe fotovoltaiche in parallelo, pertanto la corrente di impiego assunta ai fini del dimensionamento della linea è pari a:

$$I_B = 1{,}25 \sum_{i=1}^{12} Isc\ stringa$$

dove:

- I_B è la corrente di impiego [A];
- i è il numero di stringhe collegate afferenti al QPS;
- Imax stringa è la corrente massima di stringa incrementata cautelativamente del 25%;
- 1,25 è un coefficiente di sicurezza applicato ai fini del calcolo della massima corrente transitante nella linea oggetto di dimensionamento.

Sostituendo i valori, si ottiene:

$$I_B = (1{,}25 \text{ x } 18{,}55 \text{ x } 12) = 279 \text{ A}$$

Ai fini della scelta della sezione, è stato applicato il criterio termico, in base al quale il cavo, nelle condizioni di posa previste dal progetto, deve avere una portata non inferiore alla corrente di impiego del circuito. Considerando che le linee BT in esame, condivideranno la trincea di scavo, applicando un coefficiente correttivo della portata K_4 pari a 0,75 (gli altri fattori correttivi sono stati assunti unitari), la prima sezione commerciale che consente di soddisfare il vincolo imposto dal criterio di dimensionamento applicato è quella da 240 mm^2. Tuttavia, tenendo conto del fatto che le condizioni di posa potranno subire variazioni in fase di progettazione esecutiva, si è scelto di utilizzare, cautelativamente, cavi da unipolari da 300 mm^2. *La scelta adottata potrà subire variazioni in fase di progettazione esecutiva.*

Considerando una lunghezza media di 250 m, è stata calcolata la caduta di tensione verificando che questa risulti inferiore al 4%, ottenendo esito positivo.

general cavi s.p.a.

FG7R / FG7OR 0,6/1kV

FG7(O)R 0,6/1kV

Numero conduttori	Sezione nominale	Diametro indicativo conduttore	Spessore medio isolante	Diametro est. indicativo di produzione	Peso indicativo del cavo	Resistenza elettrica a 20°C	Portate di corrente	
							20°C Interrato	30° In tubo o in aria
Cores number	*Cross section*	*Approx conductor diameter*	*Insulation medium thickness*	*Approx external production diameter*	*Approx cable weight*	*Electric resistance at 20°C*	*Current carrying capacities*	
							20°C In ground	*30° In air or pipe*
(N°)	(mm²)	(mm)	(mm)	(mm)	(kg/km)	(Ohm/km)	(A)	(A)
				Unipolare / Single core				
1x	1.5	1.6	0.7	6.05	51	13.3	21	20
1x	2.5	2	0.7	6.50	63	7.98	27	28
1x	4	2.6	0.7	7.15	82	4.95	35	37
1x	6	3.4	0.7	7.50	101	3.3	44	48
1x	10	4.4	0.7	7.99	152	1.91	59	66
1x	16	5.7	0.7	9.10	211	1.21	77	88
1x	25	6.9	0.9	10.40	301	0.78	100	117
1x	35	8.1	0.9	11.70	396	0.554	121	144
1x	50	9.8	1	14.05	556	0.386	150	175
1x	70	11.6	1.1	15.90	761	0.272	184	222
1x	95	13.3	1.1	17.59	991	0.206	217	269
1x	120	15.1	1.2	19.90	1219	0.161	259	312
1x	150	16.8	1.4	22.01	1517	0.129	287	355
1x	185	18.6	1.6	24.20	1821	0.106	323	417
1x	240	21.4	1.7	26.88	2366	0.0801	379	490
1x	300	23.9	1.8	31.70	2947	0.0641	429	-
1x	400	27.5	2	35.10	3870	0.0486	541	-

Figura 12: scheda tecnica cavi BT

6.4 Quadri parallelo stringhe

Il collegamento in parallelo delle stringhe, verrà realizzato a mezzo di quadri parallelo dislocati lungo il campo e disposti in posizione baricentrica in modo tale da ridurre l'estensione delle linee elettriche in corrente continua. Essi saranno equipaggiati con interruttori di manovra sezionatori con fusibili, i

quali garantiranno la protezione contro le sovracorrenti e consentiranno di sezionare le stringhe in occasione di interventi di manutenzione.

Ai fini della protezione dalle sovratensioni di origine atmosferica, verranno installati, su ciascun polo, scaricatori di sovratensione.

6.5 Gruppi di conversione DC/AC

Per ciascun sottocampo fotovoltaico, è previsto l'utilizzo di un gruppo di conversione dell'energia elettrica prodotta di tipo centralizzato ***SMA SUNNY CENTRAL da 2500 kVA***, le cui caratteristiche tecniche sono deducibili dal datasheet di seguito riportato:

SUNNY CENTRAL 1500 V

Technical Data	Sunny Central 2500-EV	Sunny Central 2750-EV	Sunny Central 3000-EV
Input (DC)			
MPP voltage range V_{DC} (at 25 °C / at 35 °C / at 50 °C)	850 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V	875 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V	956 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V
Min. input voltage $V_{DC\,min}$ / Start voltage $V_{DC\,Start}$	778 V / 928 V	849 V / 999 V	927 V / 1077 V
Max. input voltage $V_{DC\,max}$	1500 V	1500 V	1500 V
Max. input current $I_{DC\,max}$ (at 25 °C / at 50 °C)	3200 A / 2956 A	3200 A / 2956 A	3200 A / 2970 A
Max. short-circuit current rating	6400 A	6400 A	6400 A
Number of DC inputs	32	32	32
Max. number of DC cables per DC input (for each polarity)	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm²	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm²	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 35 °C / at 50 °C)	2500 kVA / 2250 kVA	2750 kVA / 2500 kVA	3000 kVA / 2700 kVA
Nominal AC power at cos φ =0.8 (at 35 °C / at 50 °C)	2000 kW / 1800 kW	2200 kW / 2000 kW	2400 kW / 2160 kW
Nominal AC current $I_{AC\,nom}$ = Max. output current $I_{AC\,max}$	2624 A	2646 A	2646 A
Max. total harmonic distortion	< 3% at nominal power	< 3% at nominal power	< 3% at nominal power
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range[1][4]	550 V / 440 V to 660 V	600 V / 480 V to 690 V	655 V / 524 V to 721 V[11]
AC power frequency	50 Hz / 47 Hz to 53 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz		
Min. short-circuit ratio at the AC terminals[10]	> 2		
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable[4][11]	● 1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited ○ 1 / 0.0 overexcited to 0.0 underexcited		
Efficiency			
Max. efficiency[2] / European efficiency[3] / CEC efficiency[3]	98.6% / 98.3% / 98.0%	98.7% / 98.5% / 98.5%	98.8% / 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)	IP65 / IP34 / IP34		
General Data			
Dimensions (W / H / D)	2780 / 2318 / 1588 mm (109.4 / 91.3 / 62.5 inch)		
Weight	< 3400 kg / < 7496 lb		
Self-consumption (max.[6] / partial load[6] / 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[6]	–25 to 60 °C / –13 to 140 °F		
Noise emission[7]	67.8 dB(A)		
Temperature range (standby)	–40 to 60 °C / –40 to 140 °F		
Temperature range (storage)	–40 to 70 °C / –40 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-5)		
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, BDEW-MSRL, IEEE1547, Arrêté du 23/04/08		
EMC standards	CISPR 11, CISPR 22, EN55011:2017, EN 55022, IEC/EN 61000-6-4, IEC/EN 61000-6-2, IEC 62920, FCC Part 15 Class A	CISPR 11, CISPR 22, EN55011:2017, EN 55022, IEC 62920, FCC Part 15 Class A	
Quality standards and directives complied with	VDI/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001		
● Standard features ○ Optional			
Type designation	SC-2500-EV-10	SC-2750-EV-10	SC-3000-EV-10

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 35 °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) AC voltage range can be extended to 752V for 50Hz grids only (option „Aux power supply: external" must be selected, option "housekeeping" not combinable).
10) A short-circuit ratio of < 2 requires a special approval from SMA
11) Depending on the DC voltage

Figura 13: datasheet inverter centralizzato SMA

Complessivamente verranno utilizzati 24 inverter centralizzati per una potenza complessiva pari alla potenza in immissione richiesta al Gestore di Rete (60.000 kVA).

6.6 Trasformatori di potenza

Per ciascun sottocampo è previsto l'utilizzo di un ***trasformatore di potenza da 2500 kVA isolato in resina*** le cui caratteristiche sono deducibili dal datasheet sotto riportato:

Tensione primaria (kV)	Potenza (kVA)	Perdite a vuoto (W)	Perdite a carico a 120°C (W)	Tensione di Cortocircuito (%)	Livello di rumorosità (dB)	Lunghezza A (mm)	Larghezza B (mm)	Altezza C (mm)	D (mm)	E (mm)	F (mm)	Peso totale (kg)
36	250	1280	4.000	6	67	1510	750	1470	520	125	40	1370
	400	1650	5.700	6	69	1560	950	1660	670	160	50	1760
	630	2200	8000	6	71	1660	950	1790	670	160	50	2330
	800	2.700	9600	6	72	1730	1100	1910	670	160	50	2730
	1000	3100	11500	6	73	1770	1100	2030	820	160	50	3120
	1250	3600	14000	6	75	1810	1100	2120	820	160	50	3620
	1600	4.200	17000	6	76	1870	1100	2270	820	160	50	4280
	2000	5000	21000	6	78	1980	1200	2380	1070	200	70	5090
	2500	5800	25.000	6	81	2080	1200	2470	1070	200	70	6010
	3150	6700	30000	6	83	2240	1200	2480	1070	200	70	7230

Figura 14: scheda tecnica trasformatori di potenza

6.7 Linee elettriche a 36 kV interne al campo

Le cabine elettriche di trasformazione interne al campo, varranno collegate al quadro elettrico generale installato all'interno della cabina di raccolta, a mezzo di linee elettriche in cavo interrato ***RG7H1RFR 26/45 kV*** elettrificate a 36 kV.

In questo contesto, vengono riportate le caratteristiche delle linee menzionate, rimandando alla relazione tecnica specialistica "***Dimensionamento linee elettriche in cavo interrato a 36 kV***" per maggiori dettagli sui criteri di dimensionamento applicati.

Lo schema elettrico proposto, prevede la realizzazione di n° 4 linee elettriche a struttura radiale, le quali interconnettono le cabine di trasformazione secondo l'ordine di seguito indicato:

- Linea n° 1: interconnette le cabine 1, 2 e 3;
- Linea n° 2: interconnette le cabine 4 e 5;
- Linea n° 3: interconnette le cabine 6, 7, 8 e 9;
- Linea n° 4: interconnette le cabine 10, 11, 12 e 13;

Le linee, dimensionate in funzione della potenza da trasmettere, presentano le caratteristiche di seguito indicate:

Linea 36 kV n° 1

- Tipologia di cavo: ***RG7H1RFR 26/45 kV***;
- Formazione: 3x(1x240) mm^2;
- Lunghezza: circa 800 m circa;

Linea 36 kV n° 2

- Tipologia di cavo: ***RG7H1RFR 26/45 kV***;
- Formazione: 3x(1x185) mm^2;
- Lunghezza: circa 910 m circa.

Linea 36 kV n° 3

- Tipologia di cavo: ***RG7H1RFR 26/45 kV***;
- Formazione: 3x(1x400) mm^2;
- Lunghezza: circa 1320 m circa.

Linea 36 kV n° 4

- Tipologia di cavo: ***RG7H1RFR 26/45 kV***;
- Formazione: 3x(1x300) mm^2;
- Lunghezza: circa 800 m circa.

RG7H1RFR EPRO-SETTE™

Unipolare da 1,8/3 kV a 26/45 kV
Single core from 1,8/3 kV to 26/45 kV

Norma di riferimento
CEI 20-13 (IEC 60840 per 26/45 kV)

Descrizione del cavo
Anima
Conduttore a corda a fili di rame in accordo alla norma CEI 20-29, classe 2
Semiconduttivo interno
Elastomerico estruso
(solo per cavi con tensione ≥ 3,6/6 kV)
Isolante
Mescola di gomma ad alto modulo G7
Semiconduttivo esterno
Elastomerico estruso (solo per cavi con tensione ≥ 3,6/6 kV) pelabile a freddo
Schermo metallico
Fili di rame e nastro equalizzatore di rame
Guaina di separazione
Mescola PVC
Armatura
Fili di alluminio
Guaina esterna
Mescola PVC, colore rosso
Marcatura
PRYSMIAN (*) RG7H1RFR <tensione>
<sezione> <anno>

(*) Sito produttivo

Marcatura in rilievo ogni metro
Marcatura metrica progressiva ad inchiostro

Applicazioni
I cavi possono essere forniti con caratteristiche di:
- non propagazione dell'incendio e ridotta emissione di sostanze corrosive
- ridottissima emissione di fumi opachi e gas tossici e assenza di gas corrosivi (AFUMEX).

Standard
CEI 20-13 (IEC 60840 for 26/45 kV)

Cable design
Core
Conductor: annealed stranded copper wires, according to IEC 60228, class 2
Inner semi-conducting layer
Extruded elastomeric compound (only for rated voltage ≥ 3,6/6 kV)
Insulation
High module rubber compound, G7 type
Outer semi-conducting layer
Extruded cold strippable elastomeric compound (only for rated voltage ≥ 3,6/6 kV)
Metallic screen
Copper tapes
Separation sheath
PVC compound
Armour
Aluminium wires
Over sheath
PVC compound, red colour
Marking
PRYSMIAN (*) RG7H1RFR <rated voltage>
<cross-section> <year>

(*) Plant of production

Embossed marking each meter
Meter marking by ink

Applications
Cables can be supplied with the following characteristics:
- *fire retardant and with low emission of corrosive substances*
- *low emission of opaque smoke and toxic gases and without corrosive gases (AFUMEX).*

RG7H1RFR EPRO-SETTE™

Unipolare da 1,8/3 kV a 26/45 kV
Single core from 1,8/3 kV to 26/45 kV

Unipolare - conduttore di rame / *Single core - copper conductor* - RG7H1RFR

sezione nominale *conductor cross-section* (mm²)	diametro indicativo conduttore *approximate conductor diameter* (mm)	spessore isolante *insulation thickness* (mm)	diametro esterno massimo *maximum outer diameter* (mm)	peso indicativo del cavo *approximate weight* (kg/km)	raggio minimo di curvatura *minimum bending radius* (mm)
Dati costruttivi / *Construction charact.* - 18/30 kV					
50	8,1	8,0	41,2	2060	550
70	9,8	8,0	43,0	2350	580
95	11,4	8,0	44,8	2710	610
120	12,9	8,0	46,6	3040	620
150	14,2	8,0	48,6	3570	660
185	15,8	8,0	51,2	4110	690
240	18,2	8,0	54,4	4750	730
300	20,5	8,0	57,3	5530	770
400	22,9	8,0	60,3	6500	800
500	26,2	8,0	63,9	7750	860
630	30,0	8,0	68,9	9500	940
Dati costruttivi / *Construction charact.* - 26/45 kV					
70	9,8	10,0	48,5	2860	650
95	11,4	10,0	50,3	3240	680
120	12,9	10,0	51,9	3580	690
150	14,2	9,0	51,3	3720	690
185	15,8	9,0	53,2	4190	720
240	18,2	9,0	56,1	4910	750
300	20,5	9,0	59,0	5680	790
400	22,9	9,0	61,9	6670	830
500	26,2	9,0	65,5	7940	870
630	30,0	9,0	70,1	9630	940

sezione nominale *conductor cross-section* (mm²)	posa in aria a trifoglio *open air installation trefoil* (A)	posa interrata a trifoglio p= 1° C m/w *underground installation trefoil p= 1° C m/w* (A)
Caratt. elettriche / *Electrical charact.* - 18/30 kV		
50	235	212
70	292	259
95	352	380
120	402	348
150	451	383
185	510	427
240	590	484
300	663	534
400	745	589
500	836	646
630	930	701
Caratt. elettriche / *Electrical charact.* - 26/45 kV		
70	291	256
95	351	304
120	401	343
150	451	382
185	510	426
240	591	484
300	665	535
400	747	590
500	839	647
630	934	702

Figura 15: scheda tecnica cavi 36 kV

6.8 Cabina di raccolta

Per ciascuna delle due sezioni di impianto, è prevista la realizzazione di una cabina di raccolta tipo container 40’ di tipo High Cube delle dimensioni di circa 12,2x2,5x3 m all’interno della quale verranno installate le apparecchiature di seguito elencate:

- Quadro elettrico generale a 36 kV;
- Trasformatore Servizi ausiliari di cabina con potenza nominale da 100 kVA;
- Quadro elettrico generale di BT servizi ausiliari;
- Gruppo di misura dell’energia elettrica.

6.9 Quadro elettrico generale a 36 kV

All’interno di ciascuna cabina di raccolta, verrà installato un quadro elettrico generale, costituito da scomparti dimensionati per reti con corrente di cortocircuito pari a 16 kA e predisposti per essere accoppiati tra loro in modo da costituire un’unica apparecchiatura.

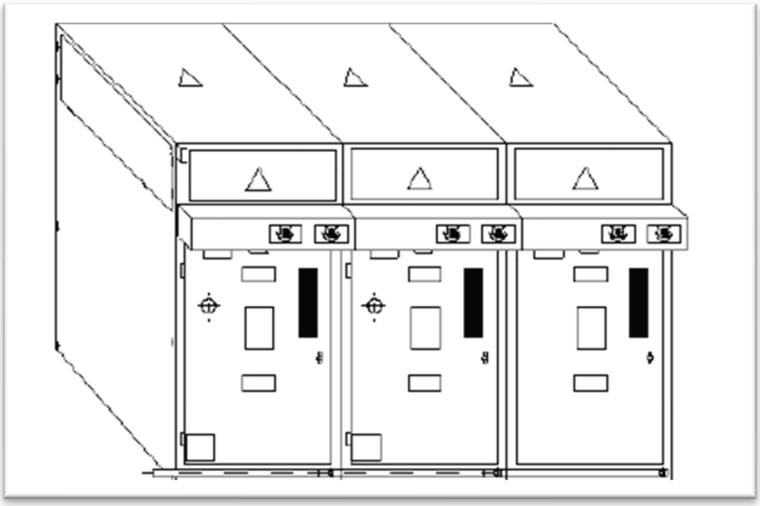


Figura 16: immagine indicativa di scomparti 36kV isolati in aria

Come facilmente riscontrabile dallo schema elettrico unifilare, gli scomparti previsti sono quelli di seguito elencati:

- N° 1 scomparto partenza linea verso la Stazione Elettrica Terna, costituito da un sezionatore generale e un interruttore generale, corredato di un sistema di protezione di massima corrente, massima corrente omopolare, direzionale di terra e protezione di interfaccia;

- N° 2 scomparti partenza linea verso il campo fotovoltaico, ciascuno costituito da un sezionatore con a valle un interruttore, asservito da protezione di massima corrente, massima corrente omopolare e protezione direzionale di terra;
- N° 1 scomparto protezione trasformatore servizi ausiliari, costituito da un interruttore di manovra sezionatore con fusibile, a protezione del trasformatore installato all'interno della stessa cabina e attraverso cui verranno alimentati i servizi ausiliari di cabina.

di cui vengono riportati, a titolo illustrativo e non esaustivo, le immagini:

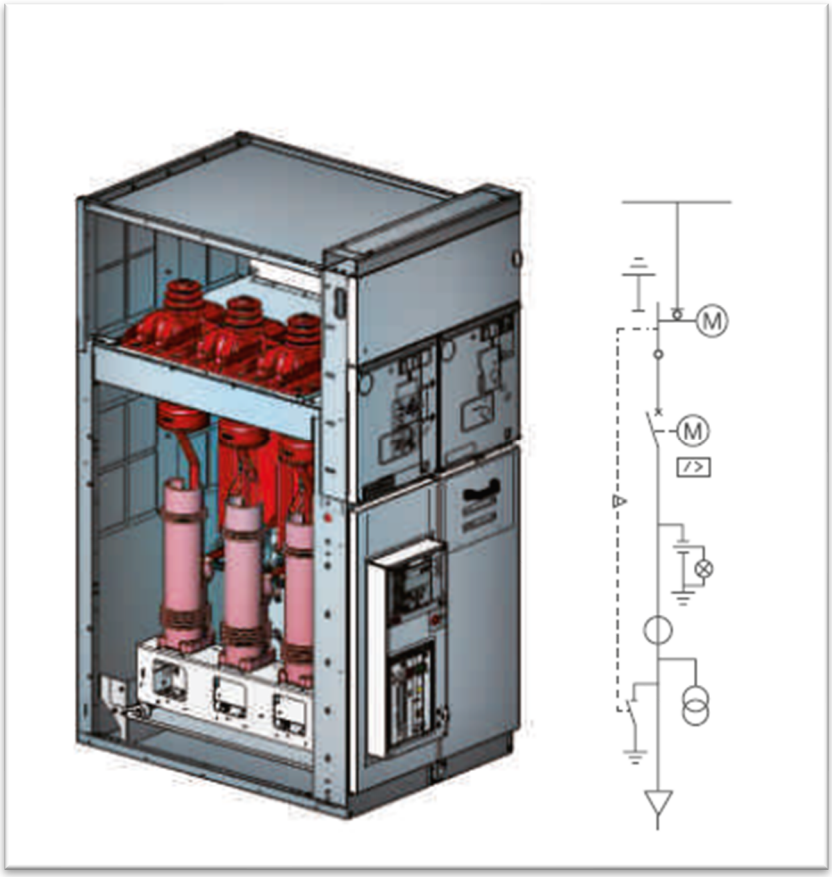


Figura 17: scomparto arrivo/partenza linea

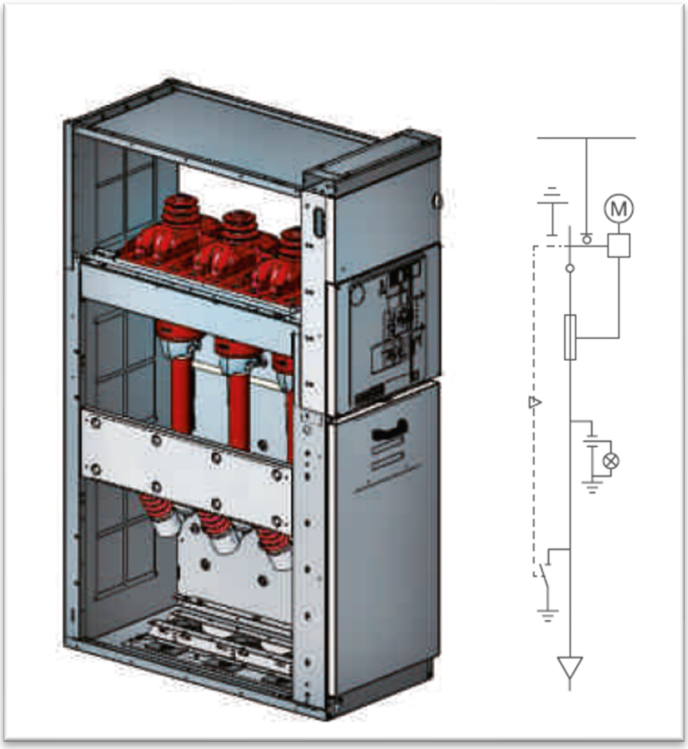


Figura 18: Scomparto protezione trasformatore servizi ausiliari

Tutti gli scomparti sono stati dimensionati per reti con corrente di cortocircuito pari a 16 kA e con riferimento alla tensione nominale di 36 kV.

6.10 Dorsali a 36 kV di collegamento con la futura sezione a 36 kV della Stazione Elettrica di Deliceto

Ciascuna delle due sezioni in cui è stato suddiviso l'impianto di produzione (Plot 1- Bovino, Plot 2- Castelluccio dei Sauri) verrà collegata con la futura sezione a 36 kV della Stazione Elettrica di Trasformazione (SE) della RTN di Deliceto, a mezzo di una dorsale in cavo interrato elettrificata a 36 kV, dimensionata in funzione della potenza da trasmettere.

In questo contesto, vengono riportate le caratteristiche elettriche della linea, rimandando alla relazione tecnica specialistica "***Dimensionamento linee elettriche in cavo interrato a 36 kV*** " per maggiori dettagli sui criteri di dimensionamento e di verifica applicati.

Lotto Bovino

- Tipologia di cavo: ***RG7H1RFR 26/45 kV***;
- Formazione: 3x(1x400) mm^2;

- Lunghezza: circa 13.100 m circa.

Lotto Castelluccio dei Sauri

- Tipologia di cavo: ***RG7H1RFR 26/45 kV***;
- Formazione: 3x(1x630) mm^2;
- Lunghezza: circa 11.350 m circa.

6.11 Collegamento in Fibra Ottica con la S.E. Terna

È prevista una rete in fibra ottica per il telecontrollo informatico distribuito per il monitoraggio e la supervisione dei sistemi.

Il cavo in fibra ottica sarà posato in canalizzazione realizzata sul tracciato del cavo elettrico mediante l'impiego di tritubo in PEHD e, dove necessario, di pozzetti in cls per consentire il tiro ed il cambio di direzione del cavo e l'alloggiamento dei giunti e della ricchezza di scorta del cavo.

Nel dettaglio, il tritubo con diametro di 50mm (di tipo PN 8-10-12,5) è una struttura di tre tubi di diametro esterno 50mm in HDPE solidalmente uniti a conformazione piana da utilizzarsi per la protezione e la posa dei cavi in fibra ottica stessi.

Per maggiori informazioni e per la rappresentazione dettagliata della posa si rimanda alle tavole di dettaglio di riferimento.

6.12 Locali trasformatori servizi ausiliari

Oltre ai locali di conversione e trasformazione dell'energia elettrica prodotta, è prevista la posa in opera di n° 13 locali tecnici all'interno dei quali verranno installati i trasformatori servizi ausiliari con i relativi quadri elettrici di media e bassa tensione.

Tali trasformatori, avranno il compito di alimentare i servizi ausiliari dei sottocampi di pertinenza ed avranno le seguenti caratteristiche:

- Potenza Nominale: 100 kVA.
- Tensione Primaria Nominale: 36 kV;
- Tensione Secondaria Nominale: 400V;
- Tensione di Cortocircuito: 6%.

Di seguito viene riportata un'immagine indicativa dei locali tecnici menzionati, rimandando alla tavola particolari costruttivi per maggiori dettagli.

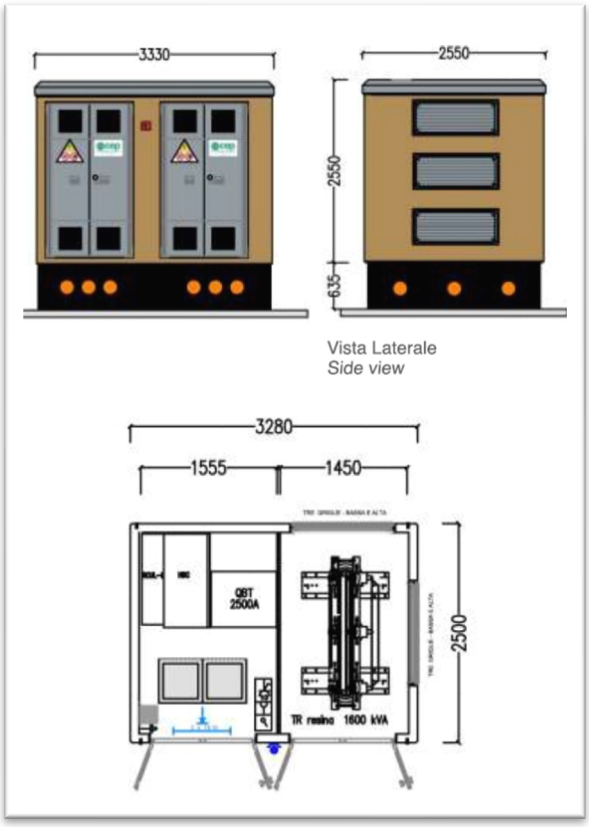


Figura 19: Costruttivo Cabine Servizi Ausiliari

6.12 Servizi ausiliari di impianto

I servizi di cabina e i servizi ausiliari dell'impianto (relè di protezione, motori elettrici di movimentazione dei tracker, impianto di illuminazione, etc…), saranno alimentati attraverso trasformatori "servizi ausiliari" dedicati, installati in appositi locali tecnici e dimensionati in funzione dei carichi da alimentare.

All'interno delle varie cabine di trasformazione e locali tecnici previsti, verranno garantiti i seguenti servizi:

- impianto di ventilazione forzata attivato con termostato;
- n. 2 plafoniere 1x36W tutte dotate di kit di emergenza autonomia minima 180 minuti;
- n.2 prese industriali di tipo industriale interbloccate 2P+T e 3P+T da 16;
- n.1 sistema di supervisione e controllo con interfaccia GPRS.

È previsto inoltre un impianto di videosorveglianza con telecamere collegate ad una postazione centrale di videoregistrazione ed archiviazione delle immagini. Il sistema di **videosorveglianza** sarà montato su pali di acciaio zincato fissati al suolo con plinto di fondazione in calcestruzzo. I

pali avranno un'altezza massima di 4 metri e saranno dislocati lungo il perimetro dell'impianto e le termocamere saranno fissate alla sommità degli stessi. In modo da avere la visione completa del perimetro dell'impianto e la visione completa di tutto l'interno dell'impianto (visione dei pannelli).

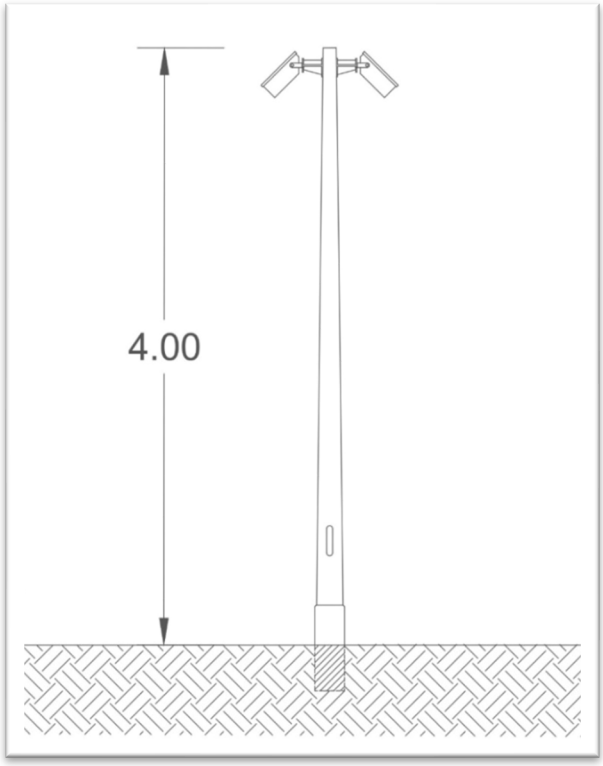


Figura 20: sostegno per impianto di videosorveglianza

Il complesso di video registrazione sarà dotato di gruppo di continuità da 10 kVA in grado di alimentare il videoregistratore, lo switch ed il trasmettitore satellitare per almeno 2 ore ed all'interno è dotato di Hard disk in modo da poter archiviare le immagini in continua, per più tempo in funzione della dimensione dell'Hard Disk.

La registrazione delle immagini deve essere a ciclo continuo, ed il sistema deve permettere l'archiviazione di immagini relative a due settimane solari.

Il software di gestione della videosorveglianza da remoto è in grado di:

- Gestire diversi monitor per diversi impianti;
- Condividere il monitor per la visione contemporanea di diverse telecamere di un singolo impianto;
- Consentire la visione delle immagini registrate;
- Gestire la registrazione sia manuale che su evento.

7. Cronoprogramma della realizzazione delle opere

Si riporta di seguito il cronoprogramma delle fasi previste per la realizzazione dell'impianto:

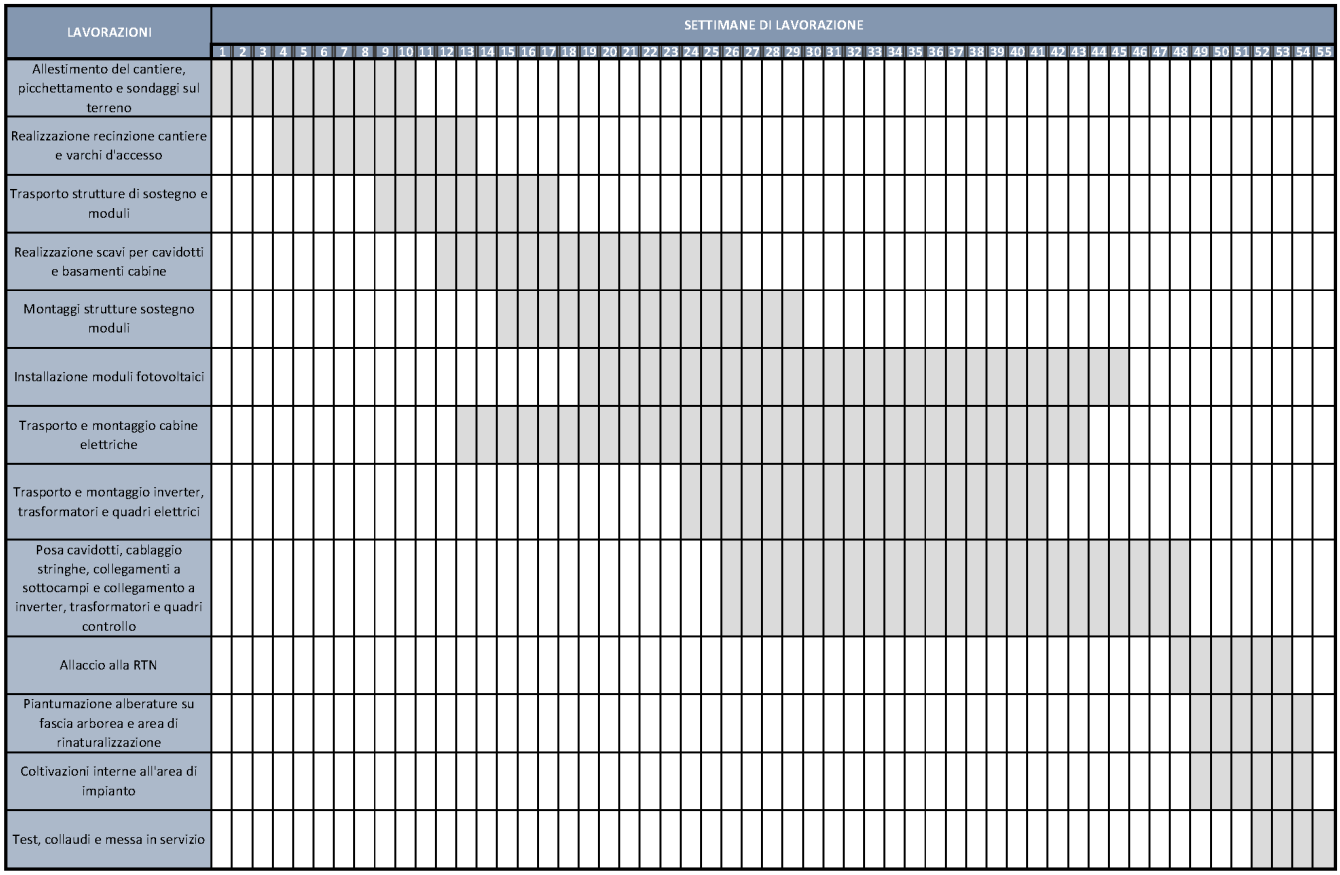


Figura 21: cronoprogramma delle attività di realizzazione dell'impianto

8. Sicurezza e ambiente

8.1 Definizione delle operazioni di dismissione

L'impianto sarà dismesso dopo 30 anni dalla entrata in regime seguendo le prescrizioni normative in vigore a quella data.

Lo smantellamento dell'impianto alla fine della sua vita utile avverrà nel rispetto delle norme di sicurezza presenti e future, attraverso una sequenza di fasi operative che sinteticamente sono riportate di seguito:

1. Sezionamento impianto lato DC e lato CA (Dispositivo di generatore), sezionamento in BT e AT (locali cabine di trasformazione);

2. Scollegamento serie moduli fotovoltaici mediante connettori tipo multicontact;

3. Scollegamento cavi lato c.c. e lato c.a.;

4. Smontaggio moduli fotovoltaici dalla struttura di sostegno;

5. Impacchettamento moduli mediante contenitori di sostegno;

6. Smontaggio sistema di illuminazione;

7. Smontaggio sistema di sorveglianza;

8. Rimozione cavi da canali interrati;

9. Rimozione pozzetti di ispezione;

10. Rimozione parti elettriche dai prefabbricati per alloggiamento inverter;

11. Smontaggio struttura metallica;

12. Rimozione del fissaggio al suolo (sistema a zavorra);

13. Rimozione parti elettriche dalle cabine di trasformazione;

14. Rimozione manufatti prefabbricati;

15. Rimozione recinzione;

16. Rimozione ghiaia dalle strade;

17. Consegna materiali a ditte specializzate allo smaltimento.

La viabilità a servizio dell'impianto sarà smantellata e rinaturalizzata solo limitatamente in quanto essa in parte è costituita da strade già esistenti ed in parte da nuove strade che potranno costituire una rete di tracciati a servizio dell'attività agricola che si svolge in questa parte del territorio.

8.2 Descrizione e quantificazione delle operazioni di dismissione

Le azioni da intraprendersi sono le seguenti:

- **Rimozione dei pannelli fotovoltaici**

Per quanto riguarda lo smaltimento dei pannelli fotovoltaici montati sulle strutture fuori terra l'obiettivo è quello di riciclare pressoché totalmente i materiali impiegati.
Infatti circa il 90 – 95 % del peso del modulo è composto da materiali che possono essere riciclati attraverso operazioni di separazione e lavaggio; i principali componenti di un pannello fotovoltaico sono:

- ✓ Silicio;
- ✓ Componenti elettrici;
- ✓ Metalli;
- ✓ Vetro;

Le operazioni previste per la demolizione e successivo recupero/smaltimento dei pannelli fotovoltaici consisteranno nello smontaggio dei moduli ed invio degli stessi ad idonea piattaforma che effettuerà le seguenti operazioni di recupero:

- ✓ recupero cornice di alluminio;
- ✓ recupero vetro;
- ✓ recupero integrale della cella di silicio o recupero del solo wafer;
- ✓ invio a discarica delle modeste quantità di polimero di rivestimento della cella.

La tecnologia per il recupero e riciclo dei materiali, valida per i pannelli a silicio cristallino è una realtà industriale che va consolidandosi sempre più. A titolo di esempio l'Associazione PV CYCLE, che raccoglie il 70% dei produttori europei di moduli fotovoltaici (circa 40 aziende) ha un programma per il recupero dei moduli e prevede di attivare un impianto di riciclo entro il 2015, i produttori First Solar e Solar World hanno già in funzione due impianti per il trattamento dei moduli con recupero del 90% dei materiali e IBM ha già messo a punto e sperimentato una tecnologia per il recupero del silicio dai moduli difettosi.

- **Rimozione delle strutture di sostegno**

Le strutture di sostegno dei pannelli saranno rimosse tramite smontaggio meccanico, per quanto riguarda la parte aerea, e tramite estrazione dal terreno dei pali di fondazione infissi.
I materiali ferrosi ricavati verranno inviati ad appositi centri di recupero e riciclaggio istituiti a norma di legge.
Per quanto attiene al ripristino del terreno non sarà necessario procedere a nessuna demolizione di fondazioni in quanto non si utilizzano elementi in calcestruzzo gettati in opera.

- **Impianto ed apparecchiature elettriche**

Le linee elettriche e gli apparati elettrici e meccanici delle cabine di trasformazione AT/BT saranno rimosse, conferendo il materiale di risulta agli impianti all'uopo deputati dalla normativa di settore.
Per gli inverter e i trasformatori è previsto il ritiro e smaltimento a cura del produttore.

Il rame degli avvolgimenti e dei cavi elettrici e le parti metalliche verranno inviati ad aziende specializzate nel loro recupero e riciclaggio mentre le guaine verranno recuperate in mescole di gomme e plastiche.
Le polifere ed i pozzetti elettrici verranno rimossi tramite scavo a sezione obbligata che verrà poi nuovamente riempito con il materiale di risulta.
Le colonnine prefabbricate di distribuzione elettrica saranno smantellate ed inviate anch'esse ad aziende specializzate nel loro recupero e riciclaggio.

- **Locali prefabbricati cabine di campo**

Per quanto attiene alle strutture prefabbricate alloggianti le cabine elettriche si procederà alla demolizione ed allo smaltimento dei materiali presso impianti di recupero e riciclaggio inerti da demolizione (rifiuti speciali non pericolosi).
Per le platee delle cabine elettriche previste in calcestruzzo si prevede la loro frantumazione, con asportazione e conferimento dei detriti a ditte specializzate per il recupero degli inerti.

- **Recinzione area**

La recinzione in maglia metallica di perimetrazione del sito, compresi i cancelli di accesso, sarà rimossa tramite smontaggio ed inviata a centri di recupero per il riciclaggio delle componenti metalliche.
I pilastri in c.a. di supporto dei cancelli verranno demoliti ed inviati presso impianti di recupero e riciclaggio inerti da demolizione (rifiuti speciali non pericolosi).

8.3 Computo metrico delle operazioni di dismissione

I costi di dismissione e smaltimento sono stati valutati come somma di:

- Costi di demolizione, dismissione e ripristini;
- Costi della manodopera;
- Costi per i trasporti a discarica;
- Oneri conferimento a discarica.

Si allega di seguito l'analisi condotta sulla stima dei costi per la dismissione e lo smaltimento.

COMPUTO METRICO ESTIMATIVO IMPIANTO AGRIVOLTAICO "DELICETO HV" ai sensi del DPR 633/1972 - art. 127 Quinquies Tab. A - Parte terza												
N.	ART.	DESCRIZIONE LAVORI	U.M.	FATTORI				QUANTITA'	PREZZO	INC.	IMPORTO
				PARTI UGUALI	LUNGHEZZA	LARGHEZZA	ALTEZZA				
L		COSTI DISMISSIONE E RIPRISTINO DEI LUOGHI									
68	P.R.Puglia E 02.55	**SMANTELLAMENTO** Rimozione di opere in ferro, quali ringhiere, inferriate e simili, complete di pezzi speciali e collari di ancoraggio alla muratura e alle strutture, di qualsiasi dimensione e spessore e con qualsiasi sviluppo, in opera a qualsiasi altezza anche in posizioni non facilmente accessibili. Compreso le occorrenti opere murarie per smurature, etc., il taglio anche con l'ausilio di fiamma ossidrica o con utensile meccanico, la cernita e l'accatastamento dei materiali rimossi nell'ambito del cantiere, il tiro in basso e quant'altro occorre per dare il lavoro finito in opera a perfetta regola d'arte. **- Strutture tracker monoassiali**	Kg					373800	1,60 €		598.080,00 €
69	P.R.Puglia E 02.68.b	**SMANTELLAMENTO** Rimozione di montanti o linee di alimentazione principali, comprensivo di sfilaggio di tutti i cavi all'interno del cavedio, accatastamento nell'area di stoccaggio provvisorio, carico, trasporto e conferimento a discarica, esclusi oneri di smaltimento. - da Quadro Generale a Quadro di Zona per ogni piano successivo **- Cavidotti**	m					43950	3,79 €		166.570,50 €
70	P.R.Puglia E 02.04.a	**DEMOLIZIONI** Demolizione totale o parziale di conglomerati cementizi di qualunque tipo, effettuata con mezzi meccanici, martelli demolitori, etc., in qualsiasi condizione, altezza o profondità, compreso l'onere per il calo o l'innalzamento dei materiali di risulta con successivo carico su automezzo, tagli anche a fiamma ossidrica dei ferri, cernita dei materiali, accatastamenti, stuoie e lamiera per ripari, segnalazione diurna e notturna, recinzioni, etc. e quant'altro occorre per dare il lavoro finito in opera a perfetta regola d'arte. - valutata per la cubatura effettiva delle parti demolite, eseguita con l'uso di mezzi meccanici **- Platee cabine e cabine CAV servizi ausiliari**	m^3					783,4626	157,00 €		123.003,63 €
71	P.R.Puglia E 01.31	Trasporto con qualunque mezzo a discarica autorizzata di materiale di risulta di qualunque natura e specie purché esente da amianto, anche se bagnato, fino ad una distanza di km 10, compreso il carico e lo scarico, lo spianamento e l'eventuale configurazione del materiale scaricato, con esclusione degli oneri di conferimento a discarica. **- Conglomerati in cls da demolizione;** **-Materiale di risulta scavi cavidotti su strada non riutilizzabile.**	m^3					4556,2626	12,50 €		56.953,28 €
72	P.R.Puglia E 01.11	**RIPRISTINI TERRA VEGETALE** Rinterro con materiali esistenti nell'ambito del cantiere, da prelevarsi entro 100 m dal sito d'impiego, compreso il dissodamento degli stessi, il trasporto con qualsiasi mezzo, la pistonatura a strati di altezza non superiore a cm 30 e la bagnatura. **- Rinterri aree delle platee;** **- Rinterri aree cavidotti.**	m^2					32155,456	13,20 €		424.452,02 €
SEZIONE C) COSTI DI DISMISSIONE E RIPRISTINO											
TOTALE C											
IMPORTO TOTALE DISMISSIONE E RIPRISTINO AL NETTO DELL'IVA											1.369.059,43 €
IMPORTO TOTALE DISMISSIONE E RIPRISTINO AL LORDO DELL'IVA (10%)											1.505.965,37 €

Tabella 1: computo metrico estimativo opere di dismissione e ripristino

Il costo finale per la dismissione e successivo smaltimento delle componenti costituenti l'impianto agrivoltaico della potenza di 1 MWp è di circa € 23.605,00 rivalutabile con gli indici ISTAT; tale valore è tuttavia suscettibile di diminuzione a seguito di raccolte organizzate su larga scala, come sembra essere procinto di realizzarsi a livello europeo.

In definitiva nel caso in oggetto, vista la potenza dell'impianto pari a 63.784,00 kWp, il costo totale della dismissione risulta essere pari a € 1.505.965,37.

8.4 Cronoprogramma delle fasi attuative di dismissione

Si riporta di seguito il cronoprogramma delle fasi attuative di dismissione:

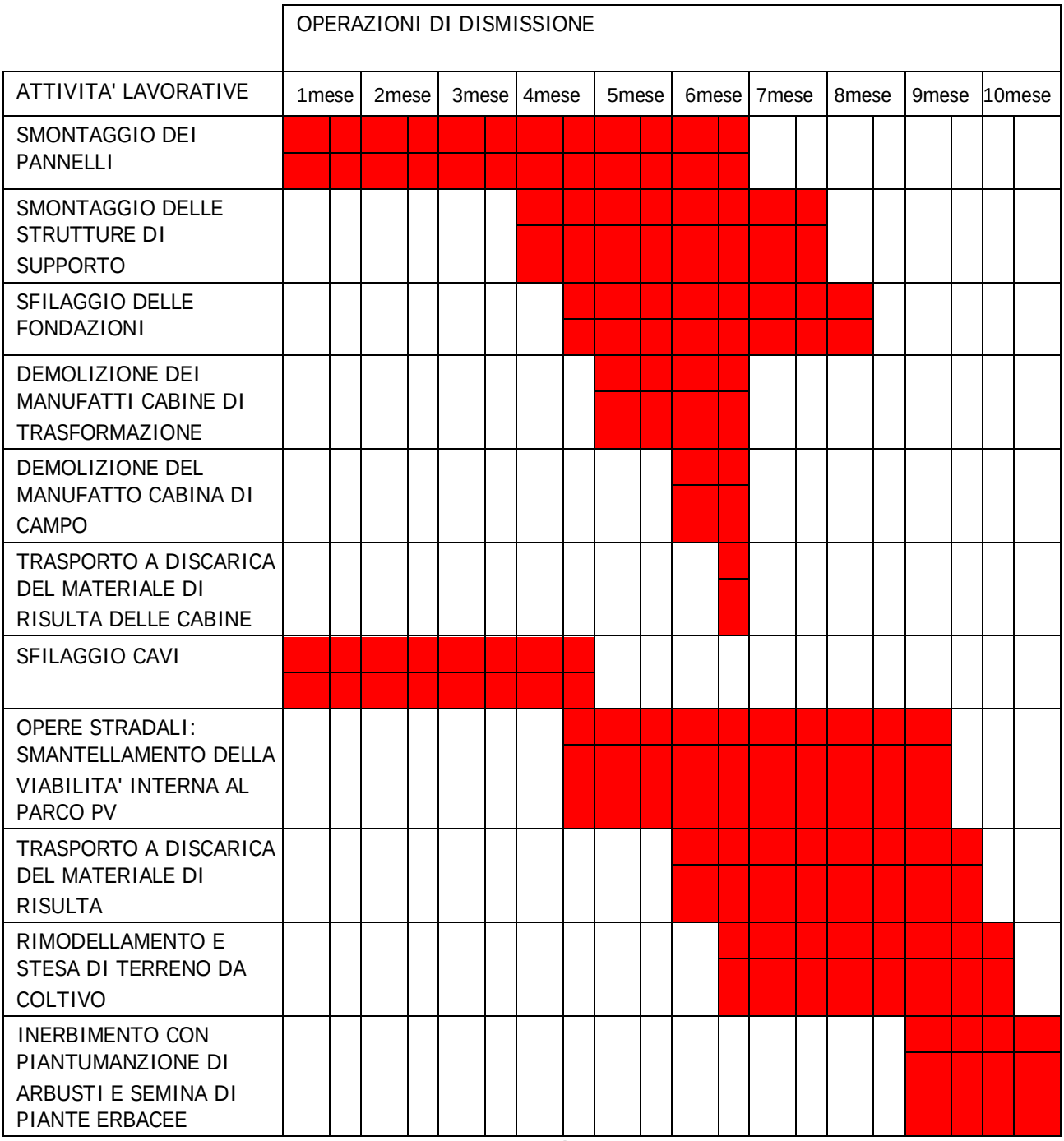


Figura 22: cronoprogramma delle attività di dismissione dell'impianto