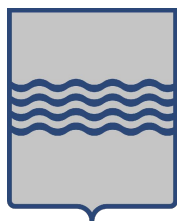


Regione Basilicata



Comune di Rapolla



Comune di Venosa






## PROGETTO DEFINITIVO

PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE DI UN CLUSTER DI N. 2 IMPIANTI AGRIVOLTAICI DENOMINATI "RAPOLLA" E "VENOSA" DELLA POTENZA COMPLESSIVA DI PICCO PARI A 29.353,68 kWp DA REALIZZARSI IN AGRO DI RAPOLLA E VENOSA (PZ) E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE UBICATE ANCHE NEL COMUNE DI MELFI (PZ)

TITOLO

### Relazione tecnica elettrica Impianto di Venosa

PROGETTAZIONE	CONSULENZA	PROPONENTE
 <p>SR International S.r.l. Via di Monserrato 152 - 00186 Roma Tel. 06 8079555 - Fax 06 80693106 C.F e P.IVA 13457211004</p>  <p>Ing. Andrea Bartolazzi</p>		 <p>ATON 36 S.r.l. Via Ezio Maccani, 54 - 38121 Trento aton36.srl@pec.it C.F e P.IVA 02729140224</p>

Revisione	Data	Elaborato	Verificato	Approvato	Descrizione
00	26/02/2024	Ing. Lauretti	Ing. Bartolazzi	ATON 36 S.r.l.	RTE

Codice Elaborato	Scala	Formato
PSR-GRM-RTE-V	-	A4

**INDICE**

INDICE DELLE FIGURE.....	3
INDICE DELLE TABELLE .....	3
1. PREMESSA .....	4
1.1 Oggetto e valenza dell’iniziativa .....	5
1.2 Soluzione Tecnica Minima Generale di connessione alla rete AT.....	5
1.3 Ipotesi di connessione alla rete AT .....	5
2. NORMATIVA TECNICA DI RIFERIMENTO .....	6
3. LOCALIZZAZIONE DELL’IMPIANTO AGRIVOLTAICO.....	9
4. DESCRIZIONE DELL’IMPIANTO AGRIVOLTAICO.....	10
5. SOTTOCAMPI ELETTRICI.....	10
6. COLLEGAMENTI ELETTRICI.....	11
7. ELEMENTI DELL’IMPIANTO AGRIVOLTAICO.....	11
7.1 MODULI FOTOVOLTAICI E STRINGHE .....	12
7.2 MULTI-MPPT STRING INVERTER.....	13
7.3 CABINA ELETTRICA QUADRI BT E AT (CTi) .....	15
7.4 TRASFORMATORE DI POTENZA BT/AT .....	16
7.5 CABINA DI RACCOLTA (CDR).....	16
7.6 STRUTTURE DI SUPPORTO DEI MODULI.....	17
8. POTENZA DELL’IMPIANTO ED ENERGIA PRODUCIBILE .....	18
8.1 Criterio progettuale .....	18
9. CALCOLI E VERIFICHE DI PROGETTO .....	18
10. DIMENSIONAMENTO DEI CAVI ELETTRICI IN BASSA TENSIONE.....	19
10.1 CAVI ELETTRICI IN CORRENTE CONTINUA ED ALTERNATA .....	20
10.2 COLLEGAMENTO IN SERIE TRA MODULI IN D.C. ....	21
10.3 COLLEGAMENTO TRA STRINGHE ED INVERTER IN CC.....	22
10.4 COLLEGAMENTO TRA INVERTER E CABINE ELETTRICHE BT/ AT .....	23
10. DIMENSIONAMENTO DEI CAVI ELETTRICI IN ALTA TENSIONE-36 KV .....	24
8.1 CARATTERISTICHE DEI CAVI IN AT .....	24
8.2 CRITERIO DI CALCOLO DELLE SEZIONI DEI CAVI IN AT .....	25
9.2.1 DIMENSIONAMENTO DEI CAVI IN AT TRA CABINE ELETTRICHE CTi E CABINA DI RACCOLTA CDR.....	27
9.2.1 DIMENSIONAMENTO DEI CAVI IN AT TRA CABINE ELETTRICHE CTi E I TRASFORMATORI BT/AT.....	30
9.2.2 DIMENSIONAMENTO DEI CAVI IN AT TRA LA CABINA DI RACCOLTA (CDR) E LA STAZIONE UTENTE (SEU) .....	31
9.2.3 DIMENSIONAMENTO DEI CAVI IN AT TRA LA STAZIONE UTENTE E LA NUOVA SE DELLA RTN .....	32
10. SISTEMI DI PROTEZIONE E COLLEGAMENTO ALLA RETE .....	33
10.1 CORRENTI DI CORTO CIRCUITO DELL’IMPIANTO FV .....	33
10.2 PROTEZIONE CONTRO LE SOVRACORRENTI .....	33

10.3	PROTEZIONE DA CONTATTI ACCIDENTALI IN C.C. ....	34
10.4	COMPATIBILITÀ ELETTROMAGNETICA E MARCATURA CE.....	35
10.5	SERVIZI AUSILIARI (SA).....	35
10.6	IMPIANTO DI TERRA.....	35
11	SISTEMI DI MISURA DELL'ENERGIA PRODOTTA ED IMMESA IN RETE .....	36
12	IMPIANTI DI ILLUMINAZIONE, VIDEOSORVEGLIANZA E ANTINTRUSIONE .....	37
12.1	ILLUMINAZIONE DEL CAMPO FV.....	37
12.2	IMPIANTO DI VIDEOSORVEGLIANZA .....	38
12.3	IMPIANTO DI RIVELAZIONE ANTINTRUSIONE.....	38
13	SISTEMI DI PROTEZIONE LATO BT E AT .....	40
13.1	DISPOSITIVI DI PROTEZIONE: GENERALE, D' INTERFACCIA E DI GENERATORE ...	40
13.2	PROTEZIONE DAI CONTATTI DIRETTI.....	42
13.3	MISURE DI PROTEZIONE CONTRO LE SCARICHE ATMOSFERICHE .....	42
13.3.1.	Fulminazione diretta .....	42
13.3.2	Fulminazione indiretta .....	42
14	PROVE, CONTROLLI E MESSA IN SERVIZIO .....	43
14.1	ESAME A VISTA E PROVE .....	44
15	MONTAGGIO DEI COMPONENTI .....	46
16	SCAVI E POZZETTI.....	46
16.1	SCAVI.....	47
16.2	BILANCIO PRODUZIONE MATERIALI DI SCAVO .....	48
16.3	FIBRA OTTICA .....	50
16.4	PRESCRIZIONI TECNICHE PER LA POSA INTERRATA DEL CAVO IN AT.....	51
17	DESCRIZIONE SINTETICA DEI LAVORI .....	51
18	CRONOPROGRAMMA.....	52
17.	RISPARMIO DI COMBUSTIBILE ED EMISSIONI EVITATE IN ATMOSFERA .....	52
17.1	Risparmio di combustibile .....	53
17.2	Emissioni evitate in atmosfera .....	53

## INDICE DELLE FIGURE

Figura 1 – Stralcio su ortofoto dell’impianto FV con indicazione della connessione al futuro ampliamento della SE “Melfi” – 36 Kv – .....	9
Figura 2 – Tipologia di modulo utilizzato nel progetto - P=590 Wp .....	12
Figura 3 – Dati tecnici, condizioni operative, del modulo agrivoltaico bifacciale da 590Wp .....	13
Figura 4 – Modello dell’ inverter SUN2000-330KTL-H1 con potenza nominale di 330 kVA - caratteristiche tecniche .....	14
<i>Figura 5 – Differenti configurazioni degli inseguitori solari monoassiali .....</i>	<i>17</i>
<i>Figura 6 – Tipologia di cavo AT usato per le connessioni tra le cabine elettriche e la CDR - ARE4H5EEX .....</i>	<i>24</i>
<i>Figura 7 – Tipologia di cavo AT usato per le connessioni in antenna tra la CDR e la SEU-ARE4H5EE .....</i>	<i>25</i>
Figura 8 – Schema della messa a terra a monte del trasformatore .....	36
Figura 9 – Sistema di antifurto dei moduli FV .....	39
Figura 10 – Tipico di collegamento tra i moduli contro le fulminazioni .....	43

## INDICE DELLE TABELLE

Tabella 1 – Caratteristiche tecniche dell’ impianto agrivoltaico .....	11
Tabella 2 - Verifica di compatibilità tra inverter e stringhe da 24 moduli in serie .....	19
Tabella 3 - Dimensionamento cavi di collegamento in dc tra i moduli. ....	21
Tabella 4 - Dimensionamento cavi in ac di collegamento tra inverter e quadri BT per ciascun sottocampo elettrico .....	23
<i>Tabella 5 - Dimensionamento cavi in AT di collegamento tra la cabina elettrica CT1 e la cabina di raccolta .....</i>	<i>28</i>
<i>Tabella 6 - Dimensionamento cavi in AT di collegamento tra le cabina elettrica dell’ area 2 con la cabina di raccolta .....</i>	<i>29</i>
<i>Tabella 7 - Dimensionamento cavi in AT di collegamento tra la cabina elettrica CT5 e la cabina di raccolta .....</i>	<i>30</i>
<i>Tabella 8 - Dimensionamento cavi in AT di collegamento tra le cabine elettriche ed il proprio trafo BT/AT .....</i>	<i>31</i>
<i>Tabella 9 - Dimensionamento cavi in AT di collegamento tra la cabina di raccolta e la Stazione Utente SEU .....</i>	<i>32</i>
<i>Tabella 10 - Dimensionamento cavi in AT di collegamento tra la Stazione Utente e la SE .....</i>	<i>33</i>
<i>Tabella 11 - Riepilogo dei dati di impianto .....</i>	<i>53</i>
<i>Tabella 12 - Risparmio di combustibile in TEP .....</i>	<i>53</i>
<i>Tabella 13 - Emissioni evitate in atmosfera .....</i>	<i>53</i>

## **1. PREMESSA**

Il presente progetto ha come obiettivo la realizzazione di una centrale per la produzione di energia da fonte rinnovabile (Sole) tramite l'impiego di tecnologia fotovoltaica, attraverso l'utilizzo di moduli fotovoltaici bifacciali della potenza nominale di 590 Wp ciascuno, per una potenza nominale installata di circa 14.542,32 kWp.

Tuttavia non si esclude la possibilità di ricorrere ad alcune varianti progettuali per incrementare la produttività dell'impianto, anche in funzione dei futuri sviluppi di mercato ed alle disponibilità dei componenti.

L'impianto agrivoltaico (che per definizione rappresenta un impianto fotovoltaico che adotta soluzioni volte a preservare la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale sul sito di installazione) in progetto, comporta un significativo contributo alla produzione di energie rinnovabili, mantenendo il terreno coltivabile e prevedendo la totale cessione dell'energia, secondo le vigenti norme, alla rete elettrica in AT di proprietà della società Terna SpA.

Il Soggetto Responsabile dell'impianto agrivoltaico di Rapolla e della progettazione delle opere di connessione alla RTN, è la società ATON 36 Srl S.r.l. che si occupa di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, con sede a Trento, in Via Ezio Maccagni, n.54, cap. 38121, C.F. e P.IVA 02729140224.

SR International S.r.l. è una società di consulenza e progettazione operante nel settore delle fonti rinnovabili di energia, in particolare solare fotovoltaica ed eolica. Per la realizzazione del progetto in esame essa funge da soggetto di riferimento per il supporto tecnico-progettuale.

### **1.1 Oggetto e valenza dell'iniziativa**

Il presente documento costituisce la relazione tecnica degli impianti elettrici del progetto definitivo, relativi ad un impianto agrivoltaico con potenza di picco pari a circa 14,54 [MW]. Si evidenzia che la realizzazione del progetto consentirà di:

- Produrre energia elettrica senza emissioni di sostanze inquinanti;
- Risparmiare combustibili fossili in misura significativa;
- Adottare soluzioni volte a preservare la continuità delle attività di coltivazione agricola (e/o pastorale) sul sito di installazione;
- Adottare soluzioni di progettazione compatibili con le esigenze di tutela paesaggistico-ambientale;
- Ottenere ricadute positive dal punto di vista socio-occupazionale.

### **1.2 Soluzione Tecnica Minima Generale di connessione alla rete AT**

Nel preventivo di connessione inviato dalla Società Terna SpA alla Società Tecno.Energy S.r.l., (codice pratica 202200602), a cui la stessa faceva richiesta di connessione per un impianto di generazione da fonte rinnovabile (fotovoltaica), con una potenza in immissione alla rete di circa 13,8 MW, è riportata la soluzione tecnica minima generale. Tale soluzione prevede che la centrale venga collegata in antenna a 36 kV su un futuro ampliamento della Stazione Elettrica (SE) della RTN a 380/150 kV denominata "Melfi". 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 sulla Stazione Elettrica della RTN costituisce impianto di utenza per la connessione, mentre lo stallo arrivo produttore a 36 kV nella suddetta stazione costituisce impianto di rete per la connessione.

### **1.3 Ipotesi di connessione alla rete AT**

Sarà realizzata una stazione elettrica utente, denominata SEU, situata nelle immediate vicinanze del futuro ampliamento della Stazione Elettrica (SE) della RTN a 380/150 kV denominata "Melfi" esistente, alla quale sarà collegato l'impianto mediante un cavidotto interrato in AT a 36 kV. Il futuro ampliamento, tecnicamente denominato SE, sarà distante circa 11 km in linea d'aria dall'impianto agrivoltaico. La SEU includerà anche uno scomparto per l'arrivo del cavo proveniente da un'altro impianto agrivoltaico, denominato "Venosa", appartenente alla medesima società responsabile del progetto attuale. Il cavidotto in uscita dalla SEU che si collega con la SE, sarà anch'esso condiviso.

## **2. NORMATIVA TECNICA DI RIFERIMENTO**

- CEI 0-2: Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici;
- CEI 0-13: Protezione contro i contatti elettrici-Aspetti comuni per gli impianti e le apparecchiature;
- CEI 0-16: Regole tecnica di riferimento per la connessione degli utenti attivi e passivi alle reti AT e AT delle imprese distributrici di energia elettrica;
- CEI 99-2: (Ex CEI 11-1) Impianti con tensione superiore a 1 kV in c.a.;
- CEI 11-17 Impianti di produzione trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica- Linee in cavo;
- CEI 11-20: Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;
- CEI 11-25 (EN 60909-0): "Correnti di cortocircuito nei sistemi trifasi in corrente alternata, Parte 0: Calcolo delle correnti";
- CEI 11-35: Guida all'esecuzione delle cabine elettriche d'utente;
- CEI 11-37 "Guida per l'esecuzione degli impianti di terra di impianti utilizzatori in cui siano presenti sistemi con tensione maggiore di 1kV";
- CEI 13-45: Sistemi di misura dell'energia elettrica;
- CEI 14-13/14 Trasformatori trifase per distribuzione a raffreddamento naturale in olio, di potenza 50-2500 kVA;
- CEI 17-5: Apparecchiature in bassa tensione parte 2: interruttori automatici;
- CEI 17-11: Apparecchiature in bassa tensione parte 3: interruttori di manovra, sezionatori, interruttori di manovra sezionatori e unità combinate con fusibili;
- CEI 17-13: Apparecchiature assiemate di protezione e manovra in BT;
- CEI 20-13: Cavi con isolamento estruso in gomma per tensioni nominali da 1-30 kV;
- CEI 20-14: Cavi isolati in PVC per tensioni nominali da 1-3 kV;
- CEI 20-20: Guida per l'uso di cavi a BT;
- CEI 20-40: Guida per l'uso dei cavi 0,6/1 kV;
- CEI 23-3-1 Interruttori automatici per la protezione da sovracorrenti e similari;
- CEI 23-46 Sistemi di canalizzazione per cavi – Sistemi di tubi;
- CEI 23-49 Involucri per apparecchi per installazioni fisse per uso domestico e similare. Parte 2: Prescrizioni particolari per involucro destinati a contenere dispositivi di protezione ed apparecchi che nell'uso ordinario dissipano una potenza non trascurabile;
- CEI 23-80 Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche;
- CEI 23-81 Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche – prescrizioni

- particolari per sistemi di tubi rigidi e accessori;
- CEI 32-1 Fusibili a tensione non superiore a 1000 V per corrente alternata e a 1500 V per corrente continua – parte 1 prescrizioni generali;
  - CEI 64-8 Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e a 1.500V in corrente continua;
  - CEI EN 60076-11 "Trasformatori di potenza – Parte 11: trasformatori di tipo a secco";
  - CEI 82-25: Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione;
  - CEI EN 60904-1(CEI 82-1): Dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente;
  - CEI EN 60904-2 (CEI 82-2): Dispositivi fotovoltaici - Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento;
  - CEI EN 60904-3 (CEI 82-3): Dispositivi fotovoltaici - Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento;
  - CEI EN 61727 (CEI 82-9): Sistemi fotovoltaici (FV) - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo con la rete;
  - CEI EN 61277 - CEI: 82-17 Sistemi fotovoltaici (FV) di uso terrestre per la generazione di energia elettrica Generalità e guida;
  - CEI EN 61215 (CEI 82-8): Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo;
  - CEI EN 61829 - Schiere di moduli fotovoltaici (FV) in silicio cristallino-Misura sul campo delle caratteristiche I-V;
  - CEI EN 61646 (82-12): Moduli fotovoltaici (FV) a film sottile per usi terrestri - Qualifica del progetto e approvazione di tipo;
  - CEI EN 62093 (CEI 82-24): Componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) - Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali;
  - CEI EN 60439: Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT);
  - CEI EN 60529 (CEI 70-1): Gradi di protezione degli involucri (codice IP);
  - CEI EN 60099-1 (CEI 37-1): Scaricatori - Parte 1: Scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata;
  - CEI EN 60076-1/5: Trasformatori di potenza;
  - CEI EN 50618 - CEI: 20-91 "Cavi elettrici con isolamento e guaina elastomerica senza alogeni non propaganti la fiamma con tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e 1500V in corrente continua per applicazioni in impianti fotovoltaici" In alternativa potranno essere usati cavi PV 1- F approvati TUV 2 Pfg 1169/08.2007 con marchio CE;



- CEI EN 50539-11 - CEI: 37-16 Limitatori di sovratensioni di bassa tensione - Limitatori di sovratensioni di bassa tensione per applicazioni specifiche inclusa la c.c. Parte 11: Prescrizioni e prove per SPD per applicazioni negli impianti fotovoltaici;
- CEI EN 60904-2/8 - CEI: 82-2 Dispositivi fotovoltaici;
- CEI EN 61730-1/A11 - CEI: 82-27 Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici;
- CEI EN 62109-1 - CEI: 82-37 Sicurezza degli apparati di conversione di potenza utilizzati in impianti fotovoltaici di potenza Parte 1: Prescrizioni generali;
- CEI 50524 - CEI: 82-34 Fogli informativi e dati di targa dei convertitori fotovoltaici;
- CEI EN 62040: Sistemi statici di continuità (UPS);
- CEI EN 61000: Compatibilità elettromagnetica;
- CEI EN 62305 (CEI 81-10): Protezione contro i fulmini; serie composta da:
  - CEI EN 62305-1 (CEI 81-10/1): Principi generali;
  - CEI EN 62305-2 (CEI 81-10/2): Valutazione del rischio;
  - CEI EN 62305-3 (CEI 81-10/3): Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone;
- CEI EN 50530/A1 - CEI: 82-35; V1 Rendimento global e degli inverter per impianti fotovoltaici collegati alla rete elettrica;
- CEI EN 62446 - CEI:82-38 Sistemi fotovoltaici collegati alla rete elettrica - Prescrizioni minime per la documentazione del sistema, le prove di accettazione e prescrizioni per la verifica ispettiva;
- CEI EN 61853-1 - CEI:82-43 Misura delle prestazioni e dell'energia nominale erogata da moduli fotovoltaici (FV) Parte 1: Misura delle prestazioni e della potenza nominale erogata da moduli fotovoltaici (FV) in funzione dell'irraggiamento e della temperatura;
- CEI EN 61724 (CEI 82-15): Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici - Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati;
- CEI EN 62109-2 - CEI: 82-44 Sicurezza dei convertitori di potenza utilizzati negli impianti fotovoltaici;
- CEI EN 62053-21 (CEI 13-43): Apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Prescrizioni particolari - Parte 21: Contatori statici di energia attiva (classe 1 e 2);
- CEI IEC 62271-200 Organi di manovra e apparecchiature di controllo in involucro metallico da 1 kV a 52 kV compreso;
- CEI EN 62271-106 interruttore di manovra-sezionatori;
- CEI EN 62271-103 sezionatori e sezionatori di terra.

### 3. LOCALIZZAZIONE DELL'IMPIANTO AGRIVOLTAICO

Il sito, ove si prevede di realizzare l'impianto agrivoltaico denominato "Venosa", è localizzato nella regione Basilicata, in provincia di Potenza, all'interno del territorio comunale di Venosa. Le aree previste per la realizzazione del impianto agrivoltaico (aree 1, 2, 3 e 4 nella figura 1), e di tutte le opere necessarie alla connessione alla rete elettrica e delle infrastrutture per la produzione di energia elettrica, sono situate a circa 5 km in linea d'aria a Nord-Est rispetto al Comune di Venosa (PZ), a circa 7 km ad Est del Comune di Melfi (PZ) e a circa 11 km dall'ampliamento della nuova SE (in rosso in fig.1).

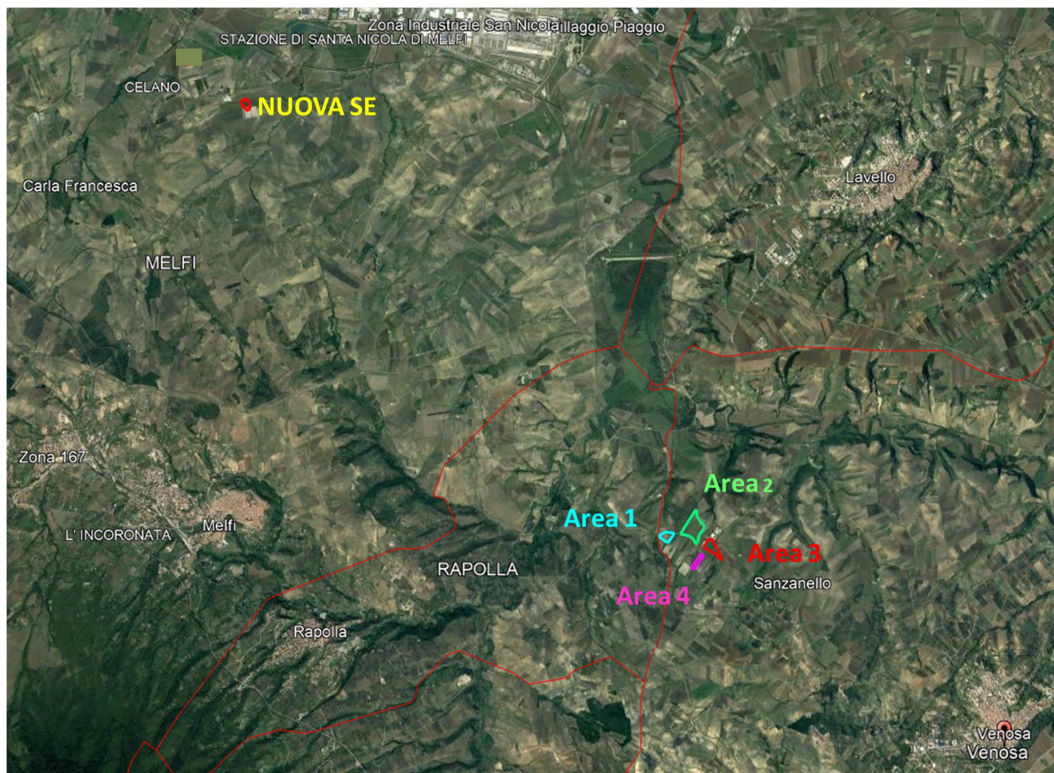


Figura 1 – Stralcio su ortofoto dell'impianto FV con indicazione della connessione al futuro ampliamento della SE "Melfi" – 36 Kv –

L'impianto agrivoltaico in oggetto, verrà realizzato su una superficie di terreno recintata avente un'estensione totale di circa 20 ha.

Di seguito sono riportate le coordinate dell'area d'impianto e delle stazioni elettriche:

COORDINATE UTM WGS-84		
	Latitudine	Longitudine
Area Impianto 1	4538075.31	562715.25
Area Impianto 2	4538207.52	563179.87
Area Impianto 3	4537905.12	563499.96
Area Impianto 4	4537689.93	563298.44
Area SEU	4545581.00	555093.00
Area nuova stazione SE	4545637.96	555206.49

I dettagli relativi agli aspetti territoriali, ambientali e naturalistici connessi all'installazione dell'impianto in progetto saranno analizzati nelle rispettive tavole e relazioni di natura ambientale allegate al seguente progetto definitivo.

#### 4. DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO AGRIVOLTAICO

L'impianto agrivoltaico sarà realizzato su strutture metalliche ad inseguitori solari monoassiali con sistema back-tracking, del tipo "1-in-portrait" e aventi un pitch di circa 5 m tra le file orizzontali. Verranno montati moduli monocristallini bifacciali, per una potenza nominale installata di circa 14,54 MWp. Per il layout d'impianto, in questa fase, sono stati scelti moduli bifacciali della potenza nominale di 590 Wp (in condizioni STC) della Longi, modello LR5-72HGD-590M, per un totale di circa 24.648 moduli fotovoltaici. I moduli saranno collegati in serie tra loro a formare stringhe da n.24 moduli ciascuna, per una potenza di stringa pari a circa 14,16 kWp. Verranno installati inverter multistringa del tipo SUN2000-330KTL-H1 della Huawei, aventi una potenza nominale in uscita trifase in alternata a 800 V pari a 300 kW, per un totale di 45 inverter.

Si sottolinea che in fase esecutiva, soprattutto in riferimento alla situazione di mercato al momento dell'acquisto dei componenti, potrà essere scelta una diversa tipologia di moduli e strutture di sostegno. Tale scelta sarà comunque effettuata tenendo conto sia della potenza massima installabile e sia che vengano garantite ottime prestazioni di durata e di producibilità dell'impianto FV.

#### 5. SOTTOCAMPI ELETTRICI

Nel seguito, una descrizione in forma tabellare delle caratteristiche dell'impianto agrivoltaico, suddiviso in 6 sottocampi elettrici:

Impianto FV	N. Inverter	N. Stringhe per Inverter	N. stringhe	N. moduli	Moduli per stringa	Potenza Sottocampo [kWp]	Potenza Totale [MWp]	Cabine quadri in AT	Cabina di raccolta	Potenza trafo BT/AT 0,8/36 Kv
Area 1-Sottocampo 1	6	23*2+22*4	134	3216	24	1897,4	1897,440	CT1	CDR	2500
Area 2-Sottocampo 2	9	22*3+23*6	204	4896	24	2888,64	8694,2	CT2	CDR	3150
Area 2-Sottocampo 3	9	22*2+23*7	205	4920	24	2902,8		CT3		3150
Area 2-Sottocampo 4	9	22*2+23*7	205	4920	24	2902,8		CT4		3150
Area 3-Sottocampo 5	9	24*1+23*8	208	4992	24	2945,3	2945,280	CT5	CDR	3150
Area 4-Sottocampo 6	3	24*2+23*1	71	1704	24	1005,4	1005,360	CDR	CDR	1250
<b>TOTALE</b>	<b>45</b>		<b>TOTALE</b>	<b>TOTALE</b>		<b>MW</b>	<b>TOTALE</b>	<b>TOTALE</b>	<b>TOTALE</b>	
			1027	24648		14542,32	14542,32	5	1	

*Tabella 1 – Caratteristiche tecniche dell' impianto agrivoltaico*

La suddivisione dei sottocampi elettrici, il collegamento in BT degli inverter con i rispettivi quadri nelle cabine di trasformazione e tra queste, con la cabina di raccolta, sono riportati nella tavola allegata TCN-GRM-IE-07.

## 6. COLLEGAMENTI ELETTRICI

I collegamenti in continua (lato cc) in bassa tensione (BT) tra i moduli a formare una stringa e tra le stringhe e i rispettivi inverter, avverranno prevalentemente con cavi posti direttamente sulle strutture di sostegno dei moduli in apposite canaline metalliche forate. Le connessioni in ac tra ciascun inverter ed il proprio quadro in bassa tensione all'interno della cabina quadri (denominata CTi), saranno realizzate tramite cavidotti interrati opportunamente dimensionati i cui scavi saranno realizzati internamente alle rispettive aree d'impianto. La BT sarà trasformata direttamente in Alta Tensione (AT) a 36 kV, mediante n.6 trasformatori trifasi, del tipo DYn11. Le cabine, denominate: CT1 (in Area 1), CT2, CT3, CT4 (in Area 3), CT5 (in Area 3), saranno collegate in AT ad anello, attraverso cavidotti interrati, con la cabina di raccolta (CDR), la quale, si conetterà poi ai quadri d'ingresso della Stazione Utente, ubicata nei pressi del futuro ampliamento della SE, mediante un cavidotto interrato in AT. Gli inverter del sottocampo n.6, saranno collegati al rispettivo quadro in BT all' interno della cabina CDR, la quale, conterrà anche il quadro di protezione del trasformatore n.6 BT/AT.

Tutte le connessioni elettriche fra i diversi sistemi che costituiscono l'impianto agrivoltaico, verranno realizzate mediante cavi opportunamente dimensionati, aventi sezioni nominali tali da garantire una bassa caduta di tensione (e conseguente bassa perdita di potenza).

## 7. ELEMENTI DELL'IMPIANTO AGRIVOLTAICO

Gli elementi del sistema agrivoltaico in progetto sono:

- Moduli fotovoltaici e stringhe;
- Inverter multistringa (CC/AC);
- Cabine elettriche;
- Trasformatori di potenza BT/AT;
- Cabina di raccolta;
- Strutture metalliche di supporto dei moduli;
- Cablaggi elettrici.

Si sottolinea che in fase esecutiva, soprattutto in riferimento alla situazione di mercato al momento dell'acquisto dei componenti, potrà esserne scelta una diversa tipologia. Tale scelta sarà comunque effettuata tenendo conto sia della potenza massima installabile e sia che vengano garantite ottime prestazioni di durata e di producibilità dell'impianto.

### 7.1 MODULI FOTOVOLTAICI E STRINGHE

Per il layout d'impianto sono stati scelti moduli fotovoltaici bifacciali della Longi, del tipo LR5-72HGD-590M, della potenza nominale di 590 Wp (o similari) in condizioni STC. I moduli sono in silicio monocristallino con caratteristiche tecniche dettagliate riportate nella tabella seguente. Ogni modulo dispone inoltre di diodi di by-pass alloggiati in una cassetta IP65 e posti in antiparallelo alle celle così da salvaguardare il modulo in caso di contro-polarizzazione di una o più celle dovuta ad ombreggiamenti o danneggiamenti.

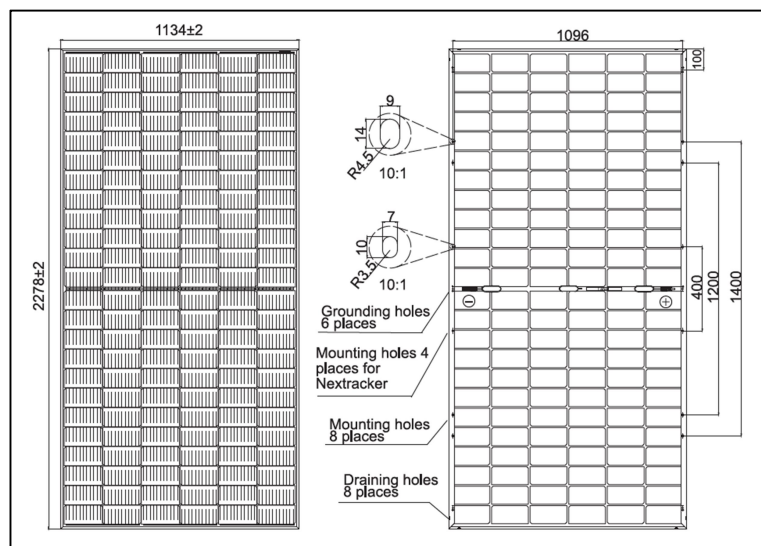


Figura 2 – Tipologia di modulo utilizzato nel progetto - P=590 Wp

Ogni stringa di moduli sarà composta dal collegamento in serie di n.24 moduli e sarà munita di diodo di blocco per isolare ogni stringa dalle altre in caso di guasti, ombreggiamenti, ecc... In Figura 3, sono rappresentate le caratteristiche costruttive del modulo\*:

Module Type	LR5-72HGD-560M		LR5-72HGD-565M		LR5-72HGD-570M		LR5-72HGD-575M		LR5-72HGD-580M		LR5-72HGD-585M		LR5-72HGD-590M	
Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax/W)	560	426.3	565	430.1	570	433.9	575	437.7	580	441.5	585	445.3	590	449.1
Open Circuit Voltage (Voc/V)	50.99	48.46	51.09	48.55	51.19	48.65	51.30	48.75	51.41	48.86	51.52	48.96	51.63	49.07
Short Circuit Current (Isc/A)	13.89	11.16	13.97	11.22	14.05	11.29	14.14	11.35	14.22	11.42	14.30	11.48	14.38	11.55
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	42.82	40.69	42.91	40.78	43.00	40.87	43.11	40.97	43.22	41.07	43.33	41.18	43.44	41.28
Current at Maximum Power (Imp/A)	13.08	10.48	13.17	10.55	13.26	10.62	13.34	10.68	13.42	10.75	13.50	10.81	13.58	10.88
Module Efficiency(%)	21.7		21.9		22.1		22.3		22.5		22.6		22.8	
<b>Electrical characteristics with different rear side power gain (reference to 575W front)</b>														
	Pmax /W	Voc/V	Isc /A		Vmp/V		Imp /A		Pmax gain					
	604	51.30	14.84		43.11		14.00		5%					
	633	51.30	15.55		43.11		14.67		10%					
	661	51.40	16.26		43.21		15.34		15%					
	690	51.40	16.96		43.21		16.01		20%					
	719	51.40	17.67		43.21		16.67		25%					

Figura 3 – Dati tecnici, condizioni operative, del modulo agrivoltaico bifacciale da 590Wp

\* I valori riportati sono da considerarsi indicativi e potranno essere suscettibili di modifiche. Ciò si rende necessario per garantire, in fase costruttiva, l'utilizzo di componenti tecnologicamente più avanzati che al contempo abbiano una maggiore reperibilità sul mercato. Si sottolinea che, vista la rapidissima evoluzione del mercato dei moduli fotovoltaici, sono in previsione significativi miglioramenti di efficienza sia per le celle che compongono la base produttiva del modulo sia per la resa nel tempo del modulo stesso.

## 7.2 MULTI-MPPT STRING INVERTER

Per la conversione dell'energia elettrica prodotta da continua in alternata a 50 Hz sono previsti inverter multistringa, con elevato fattore di rendimento, posizionati a lato delle strutture metalliche. La tipologia dell'inverter utilizzato è il modello della Huawei, SUN2000-330KTL-H1 (o similare) avente una potenza nominale in uscita in AC di circa 300 kW e tensione nominale fino a 1500 V, con funzionalità in grado di sostenere la tensione di rete e contribuire alla regolazione dei relativi parametri. Questo tipo di inverter, oltre a possedere un'ottimo rendimento, è raccomandabile soprattutto se il generatore agrivoltaico è composto da numerose superfici parziali o se è parzialmente ombreggiato.

Tali dispositivi svolgono anche due altre importanti funzioni. Infatti, per ottimizzare l'energia prodotta dall'impianto agrivoltaico, si deve adeguare il generatore agrivoltaico al carico in modo che il punto di funzionamento corrisponda sempre a quello di massima potenza. A tal fine vengono impiegati all'interno dell'inverter n.6 convertitori DC/DC opportunamente controllati in grado di inseguire il punto di massima potenza del proprio campo agrivoltaico sulla curva I-V per ogni ingresso in c.c. (funzione MPPT-Maximum Power Point Tracking). Inoltre, poiché le curve di tensione e corrente in uscita dall'inverter non sono perfettamente sinusoidali ma affette da armoniche, si riesce a costruire un'onda sinusoidale in uscita con tecnica PWM (Pulse With Modulation), in modo tale da regolare sia l'ampiezza che la frequenza della tensione e della corrente, mantenendole anche costanti nel tempo, così da contenere l'ampiezza delle armoniche entro i valori stabiliti dalle norme.

Le caratteristiche tecniche dell'inverter sono riportate nella figura 4 seguente:

Efficiency	
Max. Efficiency	≥99.0%
European Efficiency	≥98.8%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Number of MPP Trackers	6
Max. Current per MPPT	65 A
Max. PV Inputs per MPPT	4/5/5/4/5/5
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Output	
Nominal AC Active Power	300,000 W
Max. AC Apparent Power	330,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	330,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	216.6 A
Max. Output Current	238.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Total Harmonic Distortion	< 1%

Protection	
Smart String-Level Disconnecter(SSLD)	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
AC Grounding Fault Protection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,048 x 732 x 395 mm
Weight (with mounting plate)	≤108 kg
Operating Temperature Range	-25 °C ~ 60 °C
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless

*Figura 4 – Modello dell' inverter SUN2000-330KTL-H1 con potenza nominale di 330 kVA  
- caratteristiche tecniche*

La scelta di questa tipologia d'inverter è stata effettuata anche in base:

- all'alto rendimento, che indica quale percentuale dell'energia "immessa" sotto forma di corrente continua viene riemessa sotto forma di corrente alternata, pari a circa il 99%;
- all'ottimizzazione della potenza, in quanto la curva caratteristica dei moduli fotovoltaici dipende fortemente dall'intensità dell'irraggiamento e dalla temperatura dei moduli, quindi da valori che si modificano continuamente nell'arco della giornata. L'inverter deve pertanto trovare e mantenere costantemente il punto di funzionamento ideale sulla curva caratteristica, per poter "tirar fuori" dai moduli solari la potenza maggiore in ogni situazione. Come si evince dalla scheda tecnica, questa tipologia di inverter multistringa dispongono di 28 ingressi di stringa, con 6 inseguitori MPPT dedicati;
- al tipo di monitoraggio e protezione delle grandezze elettriche dell'impianto e all'interfaccia di comunicazione;
- alla gestione della temperatura, la quale influisce anche sul grado di rendimento. Se sale troppo, l'inverter deve ridurre la sua potenza. In alcune circostanze non è quindi poi possibile utilizzare appieno la potenza di modulo attualmente disponibile;
- al tipo di involucro, resistente agli urti e alle condizioni ambientali peggiori, grado IP65, secondo le norme DIN-EN 60529.

L'inverter è munito di display che indica la temperatura di lavoro, il valore di corrente, di tensione e l'energia prodotta dalle stringhe collegate. E' del tipo trifase e sarà collegato sul lato in corrente alternata al quadro in BT nella cabina elettrica mediante cavidotti interrati opportunamente dimensionati. Per l'impianto in progetto è prevista l'installazione di n.45 gruppi di conversione SSI in grado di gestire le diverse potenze di ingresso dal generatore agrivoltaico. Gli schemi elettrici unifilari dell'impianto che collega i moduli agli inverter e questi ultimi alla propria cabina di trasformazione, sono riportati nella tavola allegata TCN-GRM-IE-01.

### **7.3 CABINA ELETTRICA QUADRI BT E AT (CTi)**

La cabina elettrica in oggetto, avrà le dimensioni minime pari a circa 7,2 x 10,1 x 4,2 m e conterrà al suo interno:

- quadri in BT, composti da interruttori di manovra-sezionamento o fusibili di protezione e collegamento delle linee trifase provenienti dagli inverter, un interruttore magnetotermico differenziale generale di protezione connesso sul lato BT del trasformatore BT/AT, un sistema di monitoraggio, interruttori magnetotermici per l'alimentazione di luce, FM e sistemi ausiliar;
- il quadro in AT con scomparti a tensione nominale pari a 36 kV del tipo NX-Airs isolato ad SF6 della Siemens. E' un quadro in AT compatto costituito da scomparti di protezione linee e di protezione trasformatore mediante interruttori e sezionatori. Il sezionatore sarà in aria di tipo rotativo con telaio a cassetto o con isolamento in SF6 ed involucro in acciaio inox, sarà completo di interblocco con il sezionatore di terra, di blocco a chiave e di contatti di segnalazione.

Nell'impianto verranno installate n.5 cabine elettriche che saranno interrate con scavo avente dimensioni minime pari a circa: 7,0x10x0,5 m. Le cabine saranno realizzate con elementi componibili prefabbricati in calcestruzzo armato vibrato o a struttura



monoblocco, tali da garantire pareti interne lisce senza nervature ed una superficie interna costante lungo tutte le sezioni orizzontali

Si rimanda alla tavole allegate TCN-GRM-IE-06, la planimetria e i prospetti della cabina di trasformazione. Mentre la tavola allegata TCN-GRM-IE-02, riporta gli schemi unifari delle connessioni tra i quadri elettrici all'interno delle cabine (CTi) e la cabina di ricezione (CDR) in AT.

#### **7.4 TRASFORMATORE DI POTENZA BT/AT**

La trasformazione della bassa tensione in alternata, da 800 V fino a 36000 V in Alta, avverrà mediante l'installazione di n.6 trasformatori di potenza trifasi isolati in olio, del tipo DYn11, ONAF, rapporto di trasformazione pari a 0,8/36, di potenza pari a: 1250 kVA, 2500 kVA e 31500 kVA ciascuno, tensione d'isolamento pari a 42 kV e  $V_{cc}\%$  al di sotto dell' 8%. I trasformatori potranno essere installati direttamente all' aperto senza un box o una cabina di protezione. Inoltre, saranno dotati di un sistema integrato di contenimento dell'olio costituito da una vasca di raccolta avente dimensioni in pianta pari a quelle del basamento su cui sarà posizionato il trasformatore stesso.

#### **7.5 CABINA DI RACCOLTA (CDR)**

Sarà installata una cabina elettrica di raccolta (CDR) nella quale convergeranno i collegamenti elettrici tra le cabine elettriche dei vari sottocampi e si collegherà ai quadri in AT della Stazione Utente. Il manufatto conterrà al suo interno equipaggiamenti elettromeccanici completi di organi di manovra e sezionamento, eventuale gruppo elettrogeno, apparecchiature per il telecontrollo, automazione e telegestione, misure con contatore, quadri in BT (alimentati da nuova linea elettrica esterna).

La CDR sarà realizzata con elementi componibili prefabbricati in calcestruzzo armato vibrato o a struttura monoblocco o gettato in opera, tali da garantire pareti interne lisce senza nervature ed una superficie interna costante lungo tutte le sezioni orizzontali. Il calcestruzzo utilizzato, deve essere additivato con idonei fluidificanti-impermeabilizzanti al fine di ottenere adeguata protezione contro le infiltrazioni d'acqua per capillarità. Il box realizzato deve assicurare verso l'esterno un grado di protezione IP 33 Norme CEI EN 60529. La struttura sarà adibita all' alloggiamento delle apparecchiature elettromeccaniche in BT e AT. I quadri elettrici saranno posizionati su un supporto di acciaio utilizzando i supporti distanziatori. La planimetria della cabina di raccolta e lo schema unifilare di connessione con la Stazione Utente, sono riportate nella tavola TCN-GRM-IE-04 allegata al seguente progetto. Inoltre:

- le aperture devono garantire un grado di protezione IP 33 e una adeguata ventilazione a circolazione naturale di aria;
- le tubazioni di ingresso dei cavi devono essere sigillate onde impedire la propagazione o l'infiltrazione di fluidi liquidi e gassosi;
- la struttura deve essere adeguatamente impermeabilizzata, al fine di evitare allagamenti ed infiltrazioni di acqua.

Le dimensioni minime esterne della cabina saranno pari a circa 21,7 x 7,2 x 4,2 m.

Gli scomparti AT che assicurano il sezionamento dei cavi elettrici in caso di guasto o manutenzione comandati dai sistemi di protezione, possono essere sia isolati in aria che

in SF6. La cabina sarà dotata di sistema di climatizzazione per garantire il mantenimento della temperatura interna per evitare che questa ecceda oltre i limiti di ottimale funzionamento, di impianto di messa a terra interno collegabile con la maglia di terra esterna e di un'illuminazione adeguata di almeno 100 lux.

## 7.6 STRUTTURE DI SUPPORTO DEI MODULI

Nell' impianto agrivoltaico in oggetto, saranno installate strutture di supporto ad inseguitori solari monoassiali con asse di rotazione in direzione Nord-Sud. Per quanto riguarda la sistemazione e l'ancoraggio dei pannelli fotovoltaici dell'impianto, è previsto l'utilizzo di un sistema di supporto modulare, sviluppato al fine di ottenere un'alta integrazione estetica ad elevata facilità di impiego e di montaggio dei moduli.

I tracker sono costituiti da un'asse di rotazione su cui vengono installati i moduli fotovoltaici, le quali vengono posate su fondazioni a vite o a palo in acciaio zincato infisso direttamente nel terreno ed interrato ad una profondità opportuna, dipendente dal carico e dal tipo di terreno stesso. Il sistema è perfettamente compatibile con l'ambiente, non prevede che si impregnino le superfici, non danneggia il terreno e non richiede la realizzazione di plinti in cemento armato. La tipologia di tracker monoassiale utilizzato nel progetto è del tipo C "1 in portrait", con asse di rotazione rivolta in direzione Nord-Sud, che prevede il montaggio di n.1 modulo in orizzontale sull'asse di rotazione, come riportato nella figura 5 seguente:

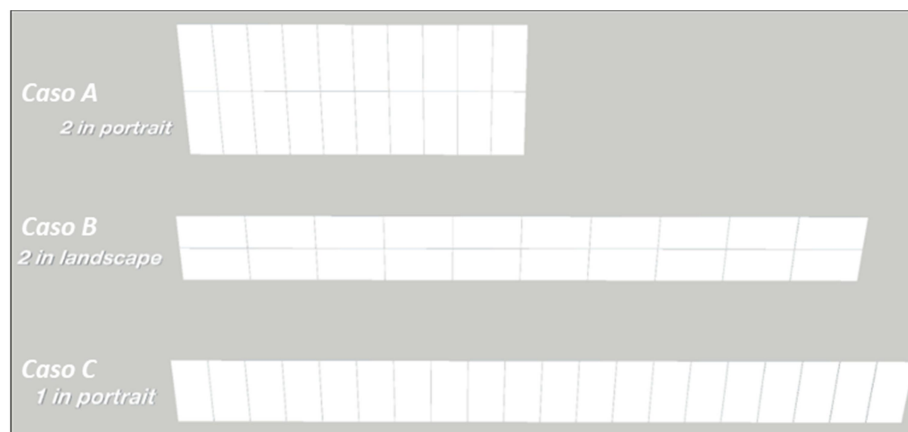


Figura 5 – Differenti configurazioni degli inseguitori solari monoassiali

Il tracker orizzontale monoassiale, mediante opportuni dispositivi elettromeccanici, segue il sole tutto il giorno da est a ovest sull'asse di rotazione orizzontale nord-sud (inclinazione 0 °). Il sistema di backtracking inoltre controlla e assicura che una serie di pannelli non oscuri gli altri pannelli adiacenti, quando l'angolo di elevazione del sole è basso nel cielo, cioè ad inizio e fine giornata.

Si rimanda al disciplinare tecnico allegato per maggiori informazioni.

## 8. POTENZA DELL'IMPIANTO ED ENERGIA PRODUCIBILE

### 8.1 Criterio progettuale

Il principio progettuale normalmente utilizzato per un impianto agrivoltaico è quello di massimizzare la captazione della radiazione solare annua disponibile. Nella generalità dei casi, il generatore fotovoltaico deve essere esposto alla luce solare in modo ottimale, scegliendo prioritariamente l'orientamento a Sud (per moduli posizionati su strutture fisse al suolo) ed evitando fenomeni di ombreggiamento. In funzione degli eventuali vincoli architettonici della struttura che ospita il generatore stesso, possono comunque essere adottati orientamenti diversi e sono ammessi fenomeni di ombreggiamento, purché adeguatamente valutati. Perdite d'energia dovute a tali fenomeni incidono sul costo del kWh prodotto e sul tempo di ritorno dell'investimento, quanto più il fenomeno è amplificato.

Nel calcolo dell'energia prodotta dall'impianto agrivoltaico bisogna tenere conto oltre che dai valori climatici relativi all'area d'impianto (irraggiamento, umidità, temperatura, ecc...) anche dell'efficienza dei moduli fotovoltaici, del rendimento di tutti i componenti elettrici facenti parte del sistema e dell'ombreggiamento.

Si riportano di seguito i risultati di produzione dell'energia elettrica annua dell'impianto agrivoltaico ed il numero di ore equivalenti di funzionamento, per i vari sottocampi, ottenuti dalle simulazioni con il software PVSYST. L'energia elettrica prodotta dall'impianto è pari a circa 25,53 GWh/anno con un numero di 1.755 ore equivalenti.

Per maggiori dettagli dei risultati delle simulazioni si rimanda alla relazione specifica allegata TCN-GRM-RP.

## 9 CALCOLI E VERIFICHE DI PROGETTO

Il dimensionamento del sistema agrivoltaico sarà realizzato in modo tale che si abbia compatibilità tra le stringhe dei moduli fotovoltaici e la tipologia d'inverter adottato. Per un corretto funzionamento del sistema occorre accertare che, in corrispondenza dei valori minimi di temperatura esterna e dei valori massimi di temperatura raggiungibili dai moduli fotovoltaici per riscaldamento, risultino verificate le seguenti disuguaglianze:

$V_{oc\_stringa}(T_{min}) < V_{max\_inverter}$
$V_{oc\_stringa}(T_{min}) < V_{max\_modulo}$
$I_{sc\_sottocampo}(T_{max}) < I_{max\_mppt\_inverter}$
$V_{mp\_stringa}(T_{max}) > V_{mppt\_min\_inverter}$
$V_{mp\_stringa}(T_{min}) < V_{mppt\_MAX\_inverter}$

nelle quali:

- $V_{oc\_stringa}(T_{min})$ : rappresenta il valore della tensione a vuoto alla minima temperatura della stringa; è la massima tensione teorica raggiungibile dalla stringa o dal sottocampo dal momento che nel sottocampo è il numero di pannelli

della stringa che fissa la tensione ai suoi capi; di seguito è esposta la formula per ricavarne il valore;

- $V_{mp\_stringa}(T_{min})$ : rappresenta il valore di tensione di MPPT alla minima temperatura della stringa;
- $V_{mp\_stringa}(T_{max})$ : rappresenta il valore della tensione di MPPT alla massima temperatura della stringa;
- $I_{sc\_sottocampo}(T_{max})$ : rappresenta il valore di corrente di corto circuito alla massima temperatura del sottocampo;
- $I_{max\_mppt\_inverter}$ : è il valore di Corrente di entrata massima dell'inverter o dello specifico MPPT;
- $V_{mppt\_min\_inverter}$ : è il Valore di tensione di ingresso minimo ottimale (per avere funzionamento in MPPT) dell'inverter;
- $V_{mppt\_MAX\_inverter}$ : è il Valore di tensione di ingresso massimo ottimale (per avere funzionamento in MPPT) dell'inverter;
- $V_{mppt\_min\_inverter}$ : rappresenta il Valore di tensione di ingresso minimo ottimale (per avere funzionamento in MPPT) dell'inverter;
- $V_{max\_modulo}$ : Tensione massima assoluta dei pannelli;
- $V_{max\_inverter}$ : Tensione massima assoluta dell'inverter.

Considerando una variazione della tensione a circuito aperto di ogni modulo in dipendenza della temperatura pari a  $-0.129 \text{ V}/^{\circ}\text{C}$  e i limiti di temperatura estremi pari a  $-10^{\circ}\text{C}$  e  $+70^{\circ}\text{C}$ , i valori delle tensioni e delle correnti assumono valori differenti rispetto a quelli misurati alla condizione STC ( $25^{\circ}\text{C}$ ). Partendo dalla ipotesi che tali grandezze varino linearmente con la temperatura, le precedenti disuguaglianze risultano verificate e riportate nella tabella seguente, per i tre sottocampi:

- Inverter SUN2000-330KTL-H1 da 330 kVA con stringa da 24 moduli in serie e modulo modello LR5-72HGD-590M della Longi da 590 Wp

Condizioni da verificare	Verifica
$V_{oc\_stringa}(T_{min}) < V_{max\_inverter}$	1323 V < 1500 V
$V_{oc\_stringa}(T_{min}) < V_{max\_modulo}$	1323 V < 1500 V
$I_{sc\_sottocampo}(T_{max}) < I_{max\_mppt\_inverter}$	352,1 A < 390 A
$V_{mp\_stringa}(T_{max}) > V_{mppt\_min\_inverter}$	934,7 V > 500 V
$V_{mp\_stringa}(T_{min}) < V_{mppt\_MAX\_inverter}$	1126,5 V < 1500 V

*Tabella 2 - Verifica di compatibilità tra inverter e stringhe da 24 moduli in serie*

Come si può evincere, in tutti i casi le disuguaglianze risultano rispettate, pertanto si può concludere che ci sia compatibilità tra le stringhe di moduli e gli inverter scelti.

## 10 DIMENSIONAMENTO DEI CAVI ELETTRICI IN BASSA TENSIONE

Si sottolinea che in fase esecutiva, soprattutto in riferimento alla situazione di mercato al momento dell'acquisto dei componenti, potrà essere scelta una diversa tipologia di cavi elettrici. Tale sostituzione avverrà con componenti di pari prestazioni.

### 10.1 CAVI ELETTRICI IN CORRENTE CONTINUA ED ALTERNATA

I cavi utilizzati dovranno rispettare le seguenti caratteristiche riportate di seguito:

- tensione massima compatibile con quella del sistema elettrico;
- il dimensionamento dei cavi elettrici sarà dettato dall'esigenza di limitare la caduta di tensione e, quindi, le perdite di potenza sul lato corrente continua ed alternata. Ai sensi della guida CEI 82-25, si deve limitare la caduta di tensione sul lato corrente continua sotto al 2%;
- saranno adatti per posa esterna e direttamente interrata (resistenza all'acqua, al gelo, al calore e agli agenti chimici, resistività agli urti).

A seconda che i cavi siano esposti o meno alla luce solare, verranno realizzati i seguenti collegamenti:

- in serie tra i moduli fotovoltaici a formare stringhe e tra le stringhe ed il proprio inverter, saranno impiegati cavi solari del tipo H1Z2Z2-K 1,5/1,8 kVcc, in cc (o similari), in grado di assicurare la funzionalità nel tempo anche in presenza di tratti irraggiati direttamente dalla luce solare. Tali cavi saranno posati principalmente lungo canaline metalliche forate sottostanti le strutture metalliche dei moduli;
- tra la singola stringa e l'inverter, mediante cavi solari del tipo H1Z2Z2-K 1,5/1,8 kVcc, in cc (o similari), opportunamente fissati sotto le strutture dei moduli. Il percorso avverrà principalmente su canaline metalliche e per brevi tratti interrato, fino all'inverter;
- fra gli inverter e i quadri BT in cabina elettrica BT/AT, per i quali si impiegheranno cavi di tipo tradizionale direttamente interrati, ad esempio del tipo ARG16OR16 0,6/1 kV (o similari) in quanto sono solitamente non soggetti all'irraggiamento diretto da luce solare e possono essere direttamente interrati.

I percorsi dei cavi saranno progettati in maniera tale da ottimizzare la lunghezza delle connessioni, minimizzare le perdite di potenza e dunque ridurre la spesa economica. Il dimensionamento dei cavi sarà eseguito affinché essi siano percorsi da una corrente tale da assicurare una durata di vita soddisfacente dei conduttori e degli isolamenti, sottoposti agli effetti termici dovuti al passaggio della corrente elettrica per periodi prolungati ed in condizioni ordinarie di esercizio. Inoltre, la sezione scelta del conduttore deve essere tale da garantire che in ogni punto del sistema non venga superata la massima caduta di tensione consentita ed assicurare così una perdita di potenza contenuta. Considerando che la portata del generico cavo  $I_z$  (intesa come la massima intensità di corrente elettrica che può attraversare un cavo permanentemente ed in modo stabile in determinate condizioni di posa e di esercizio, senza che la temperatura superi quella sopportabile dall'isolante) deve essere maggiore o uguale alla corrente di impiego del circuito elettrico, ed assumendo una corrente di impiego del modulo (stringa) pari a circa 13,58 [A], deve verificarsi la seguente condizione:

$$I_z \geq I_{mpp}$$

dove

- $I_z$  è la portata in regime permanente della conduttura (funzione del tipo di cavo scelto).
- $I_{mpp}$  è la corrente alla massima potenza del modulo.

Per la protezione dal sovraccarico, i cavi che collegano i moduli tra di loro a formare una stringa e tra quest'ultima ed il proprio inverter, sono stati scelti con una portata maggiore rispetto alla massima corrente che li può interessare nelle condizioni più severe. La posa dei cavi interrati avrà una profondità minima pari a 0,6 m rispetto alla superficie del terreno, anche per evitare interferenze con le operazioni agricole.

## 10.2 COLLEGAMENTO IN SERIE TRA MODULI IN D.C.

L'interconnessione in serie tra i moduli verrà realizzata con cavi solari unipolari in gomma, del tipo H1Z2Z2-K 1,5/1,8 kVcc (o similari), opportunamente fissati dietro le strutture dei moduli in canaline ed aventi una sezione minima di 6 [mmq]. Come meglio specificato nel paragrafo precedente, con i moduli scelti da 590 Wp, si possono formare stringhe da 24 moduli connessi in serie tra loro. Il criterio utilizzato per il dimensionamento dei cavi è quello della massima caduta di tensione ammissibile. Dopo aver determinato e scelto la sezione commerciale del cavo da utilizzare, è stata effettuata la verifica con la condizione che la massima densità di corrente (e quindi la massima sovratemperatura rispetto all'ambiente circostante) non superasse determinati valori di sicurezza per i cavi.

Nella tabella sottostante è riportato il dimensionamento dei cavi considerando una lunghezza massima dei collegamenti dei moduli a formare una stringa di circa 52 m (in c.c.) per ogni sottocampo degli impianti FV. Si possono inoltre evincere, sia il valore della caduta di tensione percentuale relativa al tratto di linea di collegamento dei moduli (cdt%), sia la perdita di potenza totale corrispondente a tutte le stringhe relative ai tre impianti ed indicata con  $\Delta P$  totale:

Collegamento in serie dei moduli		
Lunghezza max	50	[m]
K	2	
R	0,0033	[Ohm/m]
I carico	13,58	[A]
Tensione	1042,6	[V]
Sezione cavo	6	[mmq]
Portata	70	[A]
Temperatura amb	30	[°C]
Posa cavo	canalina forata	
Coeffic. Riduz.	0,55	
Portata reale	38,5	[A]
cdt %	0,43	%
$\Delta P$ stringa	60,9	[W]
$\Delta P$ Impianto	63,7	[kW]
$\Delta P\%$ totale Impianto	0,43	%

Tabella 3 - Dimensionamento cavi di collegamento in dc tra i moduli.

Il coefficiente di riduzione della portata è stato calcolato tenendo conto della temperatura ambientale, del tipo di posa e del numero di cavi nello stesso percorso.

### 10.3 COLLEGAMENTO TRA STRINGHE ED INVERTER IN CC

Il collegamento elettrico tra la singola stringa e l'inverter avverrà mediante cavi unipolari del tipo H1Z2Z2-K 1,5/1,8 kVcc (o similari), opportunamente fissati sotto le strutture dei moduli in canaline per la maggior parte del percorso e interrati per tratti minori fino all'inverter, aventi una sezione minima di 6 [mmq]. Ricordiamo che ciascuna stringa è composta dal collegamento in serie di 24 moduli, e che gli inverter dell'impianto avranno in ingresso un numero di stringhe comprese tra 21 e 24, per un totale di 1.046 stringhe complessive (come specificato in tabella 1). Di seguito le tabelle riassuntive che riportano i valori delle cdt% massime e minime, valide per ciascun sottocampo degli impianti FV, corrispondenti rispettivamente alla massima ed alla minima lunghezza di connessione tra stringa e inverter.

- Lunghezza minima di collegamento:

Per ogni sottocampo		
Collegamento minimo tra Stringa-Inverter		
Lunghezza max	2	[m]
K	2	
R	0,0033	[Ohm/m]
I carico	13,58	[A]
Tensione	1042,6	[V]
Sezione cavo	6	[mmq]
Portata	70	[A]
Temperatura amb	30	[°C]
Coeffic. Riduz.	0,55	
Portata reale	38,8	[A]
cdt %	0,017	%
ΔP stringa	2,43	[W]

- Lunghezza massima di collegamento:

Per ogni sottocampo		
Collegamento massimo tra Stringa-Inverter		
Lunghezza max	80	[m]
K	2	
R	0,0033	[Ohm/m]
I carico	13,58	[A]
Tensione	1042,56	[V]
Sezione cavo	6	[mmq]
Portata	70	[A]
Temperatura amb	30	[°C]
Coeffic. Riduz.	0,55	
Portata reale	38,8	[A]
cdt %	0,69	%
ΔP stringa	97,4	[W]

#### 10.4 COLLEGAMENTO TRA INVERTER E CABINE ELETTRICHE BT/ AT

Di seguito si riporta il dimensionamento dei cavi elettrici di collegamento tra inverter e cabine elettriche per ogni sottocampo elettrico. La sezione commerciale del cavo scelto per i collegamenti nei vari sottocampi è pari a 300+1G150 mmq del tipo ARG16OR16 0,6/1 kV, in posa direttamente interrata (o eventualmente in tubi) a profondità minime comprese tra 60÷90 cm dipendente dal numero di cavi posati sullo stesso strato di scavo (massimo 12 terne), aumentabile al variare della tipologia di coltura da adottare.

Nelle tabelle riepilogative seguenti, si è considerata una profondità media d'interramento dei cavi di circa 80 cm, un valore di temperatura del terreno pari a 25 °C, una distanza tra le terne dei cavi di 7 cm ed un valore di resistenza termica del terreno pari a 1 °Cm/W:

	Connessione in ac tra inverter e quadri BT													
	Inverter	Lunghezza [m]	Numero di cavi per scavo	Tensione [V]	Corrente max [A]	Sezione cavi [mmq]	R [Ohm/km]	X [Ohm/km]	Portata iniziale [A]	K	Portata finale [A]	c.d.t. [V]	c.d.t. [%]	ΔP parziale [kW]
Area 1 Sottocampo 1	1	70,6	2	800	238,2	300	0,1	0,079	454	0,85	385	3,4	0,4	1,2
	2	19,2	2	800	238,2	300	0,1	0,079	454	0,85	385	0,9	0,1	0,3
	3	27,7	4	800	238,2	300	0,1	0,079	454	0,67	303	1,3	0,2	0,5
	4	88,8	4	800	238,2	300	0,1	0,079	454	0,67	303	4,2	0,5	1,5
	5	119,2	4	800	238,2	300	0,1	0,079	454	0,67	303	5,7	0,7	2,0
	6	141,1	4	800	238,2	300	0,1	0,079	454	0,67	303	6,7	0,8	2,4
Area 2 Sottocampo 2	1	55,0	9	800	238,2	300	0,1	0,079	454	0,53	241	2,6	0,3	0,9
	2	110,0	9	800	238,2	300	0,1	0,079	454	0,53	241	5,2	0,7	1,9
	3	103,4	9	800	238,2	300	0,1	0,079	454	0,53	241	4,9	0,6	1,8
	4	180,9	9	800	238,2	300	0,1	0,079	454	0,53	241	8,6	1,1	3,1
	5	179,2	9	800	238,2	300	0,1	0,079	454	0,53	241	8,5	1,1	3,0
	6	194,4	9	800	238,2	300	0,1	0,079	454	0,53	241	9,3	1,2	3,3
	7	239,8	9	800	238,2	300	0,1	0,079	454	0,53	241	11,4	1,4	4,1
	8	203,7	9	800	238,2	300	0,1	0,079	454	0,53	241	9,7	1,2	3,5
	9	247,2	9	800	238,2	300	0,1	0,079	454	0,53	241	11,8	1,5	4,2
Area 2 Sottocampo 3	1	125,4	9	800	238,2	300	0,1	0,079	454	0,53	241	6,0	0,7	2,1
	2	166,2	9	800	238,2	300	0,1	0,079	454	0,53	241	7,9	1,0	2,8
	3	141,2	9	800	238,2	300	0,1	0,079	454	0,53	241	6,7	0,8	2,4
	4	113,5	9	800	238,2	300	0,1	0,079	454	0,53	241	5,4	0,7	1,9
	5	125,8	9	800	238,2	300	0,1	0,079	454	0,53	241	6,0	0,7	2,1
	6	51,6	9	800	238,2	300	0,1	0,079	454	0,53	241	2,5	0,3	0,9
	7	122,4	9	800	238,2	300	0,1	0,079	454	0,53	241	5,8	0,7	2,1
	8	153,7	9	800	238,2	300	0,1	0,079	454	0,53	241	7,3	0,9	2,6
	9	108,7	9	800	238,2	300	0,1	0,079	454	0,53	241	5,2	0,6	1,9
Area 2 Sottocampo 4	1	188,1	6	800	238,2	300	0,1	0,079	454	0,58	265	9,0	1,1	3,2
	2	147,8	6	800	238,2	300	0,1	0,079	454	0,58	265	7,0	0,9	2,5
	3	77,7	6	800	238,2	300	0,1	0,079	454	0,58	265	3,7	0,5	1,3
	4	117,3	6	800	238,2	300	0,1	0,079	454	0,58	265	5,6	0,7	2,0
	5	50,4	3	800	238,2	300	0,1	0,079	454	0,73	332	2,4	0,3	0,9
	6	150,3	6	800	238,2	300	0,1	0,079	454	0,58	265	7,2	0,9	2,6
	7	129,4	6	800	238,2	300	0,1	0,079	454	0,58	265	6,2	0,8	2,2
	8	106,5	3	800	238,2	300	0,1	0,079	454	0,73	332	5,1	0,6	1,8
	9	145,2	3	800	238,2	300	0,1	0,079	454	0,73	332	6,9	0,9	2,5
Area 3 Sottocampo 5	1	63,8	2	800	238,2	300	0,1	0,079	454	0,85	385	3,0	0,4	1,1
	2	158,5	2	800	238,2	300	0,1	0,079	454	0,85	385	7,6	0,9	2,7
	3	111,9	7	800	238,2	300	0,1	0,079	454	0,56	255	5,3	0,7	1,9
	4	169,6	7	800	238,2	300	0,1	0,079	454	0,56	255	8,1	1,0	2,9
	5	89,2	7	800	238,2	300	0,1	0,079	454	0,56	255	4,3	0,5	1,5
	6	209,0	7	800	238,2	300	0,1	0,079	454	0,56	255	10,0	1,2	3,6
	7	151,6	7	800	238,2	300	0,1	0,079	454	0,56	255	7,2	0,9	2,6
	8	201,7	7	800	238,2	300	0,1	0,079	454	0,56	255	9,6	1,2	3,4
	9	277,9	7	800	238,2	300	0,1	0,079	454	0,56	255	13,2	1,7	4,7
Area 4 Sottocampo 6	1	9,4	3	800	238,2	300	0,1	0,079	454	0,73	332	0,4	0,1	0,2
	2	112,1	3	800	238,2	300	0,1	0,079	454	0,73	332	5,3	0,7	1,9
	3	207,3	3	800	238,2	300	0,1	0,079	454	0,73	332	9,9	1,2	3,5

Tabella 4 - Dimensionamento cavi in ac di collegamento tra inverter e quadri BT per ciascun sottocampo elettrico



## 10 DIMENSIONAMENTO DEI CAVI ELETTRICI IN ALTA TENSIONE-36 KV

L'energia prodotta da ciascun sottocampo, dopo essere stata convertita in alternata nei convertitori statici di potenza, andrà ad alimentare il proprio trasformatore trifase posizionato a fianco della rispettiva cabina elettrica quadri BT e AT. Quest'ultimo eleverà la tensione fino a 36 [kV] e permetterà il collegamento della corrispondente cabina CTi ai quadri AT della cabina CDR. La cabina CDR sarà collegata con la SEU ed infine con la nuova SE. Tutti i collegamenti elettrici in AT avverranno in cavidotti interrati e per il dimensionamento dei cavi è previsto il posizionamento nello scavo ad una profondità minima di 1,2 m dal livello di superficie del terreno, anche per evitare interferenze con le attività agricole.

La scelta della sezione del conduttore dei cavi AT dipende dalla corrente d'impiego e dalla portata effettiva del cavo in relazione al suo regime di funzionamento (regime permanente, ciclico o transitorio) ed alle sue condizioni di installazione (temperatura ambientale, modalità di posa, numero di cavi e loro raggruppamento, etc) (CEI 11-17). I collegamenti di AT saranno realizzati in conformità allo schema elettrico unifilare mediante cavi con tensione d'isolamento pari a 40,5 KV, con conduttore in alluminio ad isolamento solido.

### 8.1 CARATTERISTICHE DEI CAVI IN AT

Il cavo utilizzato in AT per la connessione tra:

- le cabine elettriche con il trafo;
- le cabine elettriche tra di loro;
- la cabina CTi con la cabina di raccolta (CDR);

sarà del tipo ARE4H5EEX (o similari) unipolare, con conduttore in alluminio, del tipo "air-bag", conforme alla specifica TERNA DC4385, ad elica visibile, e disposto a trifoglio negli scavi; mentre il cavo che collegherà la CDR con la Stazione Utente sarà del tipo ARE4H5EE.

Si riportano di seguito le caratteristiche dei cavi in AT:

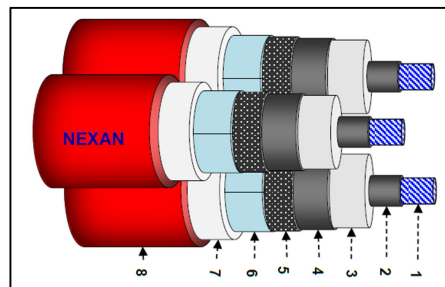


Figura 6 – Tipologia di cavo AT usato per le connessioni tra le cabine elettriche e la CDR  
- ARE4H5EEX

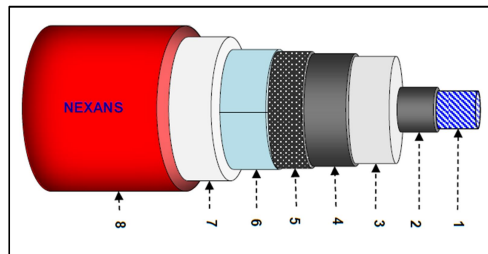


Figura 7 – Tipologia di cavo AT usato per le connessioni in antenna tra la CDR e la SEU-ARE4H5EE

#### CONSTRUCTION

1. **Conductor**  
*stranded, compacted, round, aluminium - class 2 acc. to IEC 60228*
2. **Conductor screen**  
*extruded semiconducting compound*
3. **Insulation**  
*extruded cross-linked polyethylene (XLPE) compound*
4. **Insulation screen**  
*extruded semiconducting compound - fully bonded*
5. **Longitudinal watertightness**  
*semiconducting water blocking tape*
6. **Metallic screen and radial water barrier**  
*aluminium tape longitudinally applied (nominal thickness = 0,20 mm)*
7. **First sheath - 1**  
*extruded PE compound*
8. **Second sheath - 2**  
*extruded PE compound - colour: red  
with improved impact resistance*

Questo cavo possiede un sistema di protezione, situato al di sotto della guaina esterna, che garantisce una elevata protezione meccanica, assorbendo gli urti e riducendo il rischio di deformazioni o danneggiamenti degli strati sensibili sottostanti, come l'isolante o lo schermo metallico. Questo sistema fa sì che il cavo possa essere posato direttamente nel terreno senza l'utilizzo di una protezione meccanica esterna.

## 8.2 CRITERIO DI CALCOLO DELLE SEZIONI DEI CAVI IN AT

Per le linee in Alta Tensione relative al progetto, il criterio per la scelta della sezione dei conduttori è quello della massima caduta di tensione (c.d.t.) consentita, con la condizione che la massima densità di corrente (e quindi la massima sovratemperatura rispetto all'ambiente) non superi i valori ritenuti di sicurezza. Per quanto riguarda il collegamento ad anello tra le cabine elettriche e quella di raccolta per ognuno dei n.4 Sottocampi, il calcolo della sezione dei conduttori è stata effettuata in modo tale che in nessun punto della linea venisse superata la massima c.d.t. fissata. Il dimensionamento dei cavi è stato effettuato nel seguente modo: fissato un valore della c.d.t. massima ammissibile per fase, si determinano i valori delle correnti "attive" e "reattive" delle correnti d'impiego prodotte dai sottocampi, si considerano poi le linee di collegamento caricate con le sole componenti reattive, calcolando il valore della c.d.t. massima

reattiva (ipotizzando un valore di reattanza induttiva del cavo). Utilizzando successivamente le sole componenti attive delle correnti, si definisce il valore della massima c.d.t. disponibile come differenza tra la c.d.t. massima iniziale e la c.d.t. massima "reattiva". A questo punto si può calcolare il valore della sezione del cavo, fissando un valore di resistività termica del conduttore. La sezione utilizzata nella progettazione sarà quella commerciale del cavo maggiore di quella calcolata.

La scelta della sezione del conduttore, in modo tale che non venga superata la massima caduta di tensione consentita nel sistema, si avvale della seguente formula:

$$\Delta V = \sqrt{3} \cdot L \cdot I_{cavo} \cdot (R_l \cos\varphi + X_l \sin\varphi)$$

dove:

$\Delta V$  è la caduta di tensione [V];

$L$ , la lunghezza della linea [km];

$I_{cavo}$  è la corrente di impiego [A];

$\cos\varphi$ : fattore di potenza;

$R_l$ , è il valore di resistenza del cavo elettrico [ $\Omega$ /km];

$X_l$ , è il valore della reattanza del cavo elettrico [ $\Omega$ /km].

In valore percentuale la caduta di tensione (cdt%) è stata calcolata come:

$$\Delta V\% = \frac{\Delta V}{V_N} \cdot 100$$

dove  $V_N$  è pari a 36 kV.

Fissato un valore di  $\Delta V\%$  al 4% massimo, si evince dai calcoli la correttezza della scelta della sezione del cavo utilizzato.

Sarà infine effettuata la verifica termica, calcolando la portata reale del cavo scelto, verificando che questa sia maggiore della corrente massima trasportata dalla linea elettrica. La formula per il calcolo della portata è la seguente:

$$I_z = I_0 \cdot K_T \cdot K_P \cdot K_R \cdot K_D$$

dove:

$I_0$  è il valore della portata definita dalle tabelle della norma CEI EN 35027, corrispondente a specificate condizioni di posa interrata;

$K_D$  è il coefficiente correttivo che tiene conto dell'effettiva condizione di posa;

$K_T$  rappresenta il coefficiente di correzione relativo alla temperatura del terreno;

$K_R$  è il coefficiente di correzione per valori di resistività termica del terreno [Km/W];

$K_P$  è il coefficiente di correzione per valori di profondità di posa;

Il valore finale della portata del cavo, tenuto conto delle varie condizioni di posa, questo deve essere superiore o al più uguale alla corrente di impiego calcolata nel circuito elettrico.

Il valore della generica corrente d'impiego dell'impianto FV ( $I_{IMP}$ ) è stata calcolata mediante la seguente formula:

$$I_{IMP} (A) = \frac{P_N (MW)}{\sqrt{3} \times V_N (kV) \times \cos(\varphi)}$$

dove:

- $P_N$  è la potenza nominale dell' impianto
- $V_N$  è la corrispondente tensione nominale di 36 [kV]
- $\cos(\varphi)$  che corrisponde al fattore di carico, pari a 0,9.

Il valore di corrente determinato dalla formula verrà utilizzato nei calcoli successivi per determinare le sezioni commerciali dei cavi, le cadute di tensione e potenza dei vari tratti di collegamento.

### 9.2.1 DIMENSIONAMENTO DEI CAVI IN AT TRA CABINE ELETTRICHE CTI E CABINA DI RACCOLTA CDR

Nella tabella sottostante vengono riportati i calcoli relativi al dimensionamento dei cavi in AT e le rispettive cadute di tensione e potenza lungo i collegamenti in cavo direttamente interrato, tra le cabine elettriche e la rispettiva cabina di raccolta, per ciascuno dei 6 sottocampi:

Area 1:

<b>DIMENSIONAMENTO ELETTRICO IN AT - 36 KV</b>	
Collegamento	tra la CT1 e la CDR
Lunghezza cavo (m)	845
Intensità di corrente (A)	33,9
Conduttori per fase	1
Temp. Terreno (°C)	25
Coefficiente di correz.	0,96
Resistività termica 1,0 [Km/W]	1
Cavi unipolari-posa trifoglio	3
Profondità di posa (m)	1,2
Coefficiente di correz.	0,98
N. cavi per scavo	4
Coeffic. per n° di strati	0,67
Coefficiente totale	0,63
Sezione (mm <sup>2</sup> )	95
Portata ammissibile (A)	141
$\Delta V\%$ per ogni tratto	0,07
$\Delta V\%$ accumulata	0,07
$\Delta P$ per ogni tratto (kW)	1,19

*Tabella 5 - Dimensionamento cavi in AT di collegamento tra la cabina elettrica CT1 e la cabina di raccolta*

**Area 2:**

<b>DIMENSIONAMENTO ELETTRICO IN AT - 36 KV</b>			
Collegamento	tra la CT2 e la CT3	tra la CT4 e la CT3	tra la CT3 e la CDR
Lunghezza cavo (m)	525	293	443
Intensità di corrente (A)	51,7	51,7	155,0
Conduttori per fase	1	1	1
Temp. Terreno (°C)	25	25	25
Coefficiente di correz.	0,96	0,96	0,96
Resistività termica 1,0 [Km/W]	1	1	1
Cavi unipolari-posa trifoglio	3	3	3
Profondità di posa (m)	1,2	1,2	1,2
Coefficiente di correz.	0,98	0,98	0,98
N. cavi per scavo	2	1	4
Coeffic. per n° di strati	0,84	1	0,67
Coefficiente totale	0,79	0,94	0,63
Sezione (mm <sup>2</sup> )	95	95	185
Portata ammissibile (A)	176	210	202
$\Delta V\%$ per ogni tratto	0,07	0,04	0,1
$\Delta V\%$ accumulata	0,07	0,10	0,19
$\Delta P$ per ogni tratto (kW)	1,73	1,0	6,74

*Tabella 6 - Dimensionamento cavi in AT di collegamento tra le cabina elettrica dell' area 2 con la cabina di raccolta*

Area 3:

<b>DIMENSIONAMENTO ELETTRICO IN AT - 36 KV</b>	
Collegamento	tra la CT5 e la CDR
Lunghezza cavo (m)	431
Intensità di corrente (A)	53,5
Conduttori per fase	1
Temp. Terreno (°C)	25
Coefficiente di correz.	0,96
Resistività termica 1,0 [Km/W]	1
Cavi unipolari-posa trifoglio	3
Profondità di posa (m)	1,2
Coefficiente di correz.	0,98
N. cavi per scavo	4
Coeffic. per n° di strati	0,67
Coefficiente totale	0,63
Sezione (mm <sup>2</sup> )	95
Portata ammissibile (A)	141
$\Delta V\%$ per ogni tratto	0,06
$\Delta V\%$ accumulata	0,06
$\Delta P$ per ogni tratto (kW)	1,52

*Tabella 7 - Dimensionamento cavi in AT di collegamento tra la cabina elettrica CT5 e la cabina di raccolta*

### **9.2.1 DIMENSIONAMENTO DEI CAVI IN AT TRA CABINE ELETTRICHE CT<sub>i</sub> E I TRASFORMATORI BT/AT**

Ciascuna cabina elettrica di trasformazione e la CDR per il sottocampo n.6, verranno collegate in AT al rispettivo trasformatore di potenza BT/AT, posizionato esternamente ma adiacente all'area di ciascun manufatto. I cavi utilizzati per la connessione elettrica tra le cabine ed i rispettivi trasformatori, avranno la stessa lunghezza e sezione, come riportato nella tabella successiva:

<b>DIMENSIONAMENTO ELETTRICO IN AT - 36 KV</b>	
Collegamento	tra la CDR e il Trafo 4 e le CTi e i loro trafo
Lunghezza cavo (m)	60
Intensità di corrente (A)	53,5
Conduttori per fase	1
Temp. Terreno (°C)	25
Coefficiente di correz.	0,96
Resistività termica 1,0 [Km/W]	1
Cavi unipolari-posa trifoglio	3
Profondità di posa (m)	1,2
Coefficiente di correz.	0,98
N. cavi per scavo	1
Coeffic. per n° di strati	1
Coefficiente totale	0,94
Sezione (mm <sup>2</sup> )	95
Portata ammissibile (A)	210
$\Delta V\%$ per ogni tratto	0,0078
$\Delta V\%$ accumulata	0,0078
$\Delta P$ per ogni tratto (kW)	0,2114

*Tabella 8 - Dimensionamento cavi in AT di collegamento tra le cabine elettriche ed il proprio trafo BT/AT*

### **9.2.2 DIMENSIONAMENTO DEI CAVI IN AT TRA LA CABINA DI RACCOLTA (CDR) E LA STAZIONE UTENTE (SEU)**

Per la connessione tra la cabina di raccolta e la SEU, è stata adottata n.1 terne di cavi unipolari in AT del tipo ARE4H5EE, aventi ciascuno una sezione nominale pari a 800 mmq, direttamente interrato ad 1,2 m di profondità. Nella tabella successiva sono riportati i calcoli relativi al dimensionamento del cavidotto in AT e le r cadute di tensione e potenza lungo il tratto di collegamento. Lo scavo conterrà n.2 terne di cavi poiché anche dell' altro impianto agrivoltaico della stessa società proponente, denominato "Rapolla", verrà connesso alle stesse ipotesi di ampliamento della SE "Melfi", condividendo la medesima SEU dell' impianto in oggetto.



- CDR-SEU

<b>DIMENSIONAMENTO ELETTRICO DEL CAVO IN AT - 36 KV</b>	
Collegamento	Tra la CDR e la SEU
Lunghezza cavo (m)	13760
Intensità di corrente (A)	259,2
Conduttori per fase	1
Corrente per fase	259,2
Temp. Terreno (°C)	25
Coefficiente di correz.	0,96
Resistività termica 1,0 [Km/W]	1
Cavi unipolari-posa trifoglio	3
Profondità di posa (m)	1,2
Coefficiente di correz.	0,98
N. cavi per scavo	2
Coeffic. per n° di strati	0,84
Coefficiente totale	0,79
Sezione (mm <sup>2</sup> )	800
Portata ammissibile (A)	553
$\Delta V\%$ sul tratto	1,3
$\Delta P$ sul tratto (kW)	102

*Tabella 9 - Dimensionamento cavi in AT di collegamento tra la cabina di raccolta e la Stazione Utente SEU*

### **9.2.3 DIMENSIONAMENTO DEI CAVI IN AT TRA LA STAZIONE UTENTE E LA NUOVA SE DELLA RTN**

Per la connessione tra la SEU e la nuova SE della RTN, lato 36 kV, è stata adottata n.1 terne di cavi unipolari in AT del tipo ARE4H5EE, aventi ciascuno una sezione nominale pari a 800 mmq, direttamente interrato ad 1,2 m di profondità. Nella tabella successiva sono riportati i calcoli relativi al dimensionamento del cavidotto in AT e le rispettive cadute di tensione e potenza lungo il tratto di connessione tra le stazioni elettriche. Il valore di corrente utilizzata nel dimensionamento, tiene conto anche della potenza dell'altro impianto agrivoltaico di proprietà dello stesso produttore.

<b>DIMENSIONAMENTO ELETTRICO DEL CAVO A 36 KV</b>	
Collegamento	Tra la SEU la SE
Lunghezza cavo (m)	120
Intensità di corrente (A)	523,1
Conduttori per fase	1
Corrente per fase	523,1
Temp. Terreno (°C)	25
Coefficiente di correz.	0,96
Resistività termica 1,0 [Km/W]	1
Cavi unipolari-posa trifoglio	3
Profondità di posa (m)	1,2
Coefficiente di correz.	0,98
N. cavi per scavo	1
Coeffic. per n° di strati	1
Coefficiente totale	0,94
Sezione (mm <sup>2</sup> )	800
Portata ammissibile (A)	659
$\Delta V\%$ sul tratto	0,02
$\Delta P$ sul tratto (kW)	3,62

Tabella 10 - Dimensionamento cavi in AT di collegamento tra la Stazione Utente e la SE

## 10 SISTEMI DI PROTEZIONE E COLLEGAMENTO ALLA RETE

### 10.1 CORRENTI DI CORTO CIRCUITO DELL'IMPIANTO FV

Il valore del contributo alla corrente di guasto dovuta al sistema di generazione in progetto, in caso ad esempio di cortocircuito trifase, è da attribuirsi unicamente al ponte di conversione cc/ac degli inverter. Tenuto conto della risposta tipica di questa tipologia di macchine ai corto circuiti esterni nonché della limitazione offerta dall'impedenza equivalente in serie del trasformatore, oltre al fatto che il generatore agrivoltaico ha una corrente di cortocircuito pari a qualche per cento (6%) in più della corrente massima di funzionamento, il contributo al guasto in rete da assegnare all'impianto è, di fatto, trascurabile (paragonabile infatti alla corrente nominale di funzionamento immessa in rete).

### 10.2 PROTEZIONE CONTRO LE SOVRACORRENTI

I cavi in corrente continua dell'impianto agrivoltaico sono stati scelti con una portata maggiore della massima corrente che li può interessare nelle condizioni più severe, cioè:

$$I_z \geq 1,25 \cdot I_{SC}$$

perciò non occorre proteggere i cavi contro il sovraccarico. Le seguenti indicazioni sono di massima e verranno definite in fase di progetto esecutivo in accordo con i fornitori.

Per quanto riguarda la protezione dal corto circuito, i cavi dell'impianto agrivoltaico possono essere interessati da una corrente di corto circuito in caso di:

- Guasto tra due poli del sistema c.c.;
- Guasto a terra nel sistema con punto a terra;
- Doppio guasto a terra nei sistemi isolati da terra.

Per la parte di circuito in corrente continua, la protezione contro il corto circuito è assicurata dalla caratteristica tensione-corrente dei moduli fotovoltaici che limita la corrente di corto circuito degli stessi a valori noti e di poco superiori alla loro corrente nominale di corto circuito. In generale, negli impianti fotovoltaici la corrente di corto circuito dell'impianto non può superare la somma delle correnti di corto circuito delle singole stringhe, ed essendo le stringhe composte da una serie di generatori di corrente (i moduli fotovoltaici) la loro corrente di corto circuito è di poco superiore alla corrente nel punto di massima potenza.

Nella parte di circuito a valle degli inverter, la protezione dalle sovracorrenti è assicurata dall'interruttore magnetotermico e/o dai fusibili. Questi ultimi, se utilizzati, dovranno avere una tensione nominale in c.c. maggiore della massima tensione del generatore agrivoltaico pari ad esempio a  $1,25 \cdot U_0$  (a favore della sicurezza). Inoltre il fusibile deve avere una corrente nominale  $I_n$ , almeno uguale a  $1,25 \cdot I_{SC}$  del modulo agrivoltaico, per evitare interventi intempestivi e non superiore a quella indicata dal costruttore per proteggere il modulo. Il fusibile ha lo scopo di proteggere il cavo dal cortocircuito intervenendo in maniera tale da limitare l'energia specifica passante ad un valore sopportabile dal cavo stesso, per un tempo limitato.

I fusibili verranno scelti in base alla seguente condizione:

$$I_b < I_n < 0,9 \cdot I_z$$

in cui,  $I_b$  è il valore di corrente che percorre i cavi e  $I_z$  è la portata del conduttore.

Per quanto riguarda invece gli interruttori dei quadri BT, installati nei quadri elettrici in di ogni cabina di trasformazione, hanno un valore di corrente nominale  $I_n \geq 250,0$  [A] ed una tensione nominale  $V_n$  maggiore di 1500 [V].

Nel circuito in corrente alternata in bassa tensione, la protezione dal corto circuito è assicurata dal dispositivo limitatore contenuto all'interno dell'inverter stesso. Potrà essere previsto un ulteriore interruttore AT posto a valle del trasformatore BT/AT, il quale agisce da ricalzo all'azione del dispositivo di protezione interno all'inverter.

### 10.3 PROTEZIONE DA CONTATTI ACCIDENTALI IN C.C.

Le tensioni continue sono particolarmente pericolose per la vita. Il contatto accidentale con una tensione superiore ai 400 V in c.c., (nel nostro caso è superiore a 1000 V), può avere conseguenze anche gravi. Per ridurre il rischio di contatti pericolosi il campo agrivoltaico del lato in corrente continua è assimilabile ad un sistema IT cioè flottante di terra. La separazione galvanica tra il lato corrente continua e il lato corrente alternata è

garantito dalla presenza del trasformatore BT/AT. In tal modo, perché un contatto accidentale sia realmente pericoloso, occorre che si entri in contatto contemporaneamente con entrambe le polarità del campo. Il contatto accidentale con una sola polarità non ha praticamente conseguenze, a meno che una delle polarità del campo non sia casualmente a contatto con la massa. Per prevenire tale eventualità gli inverter sono muniti di un opportuno dispositivo di rilevazione degli squilibri verso massa, che ne provoca l'immediato spegnimento e l'emissione di una segnalazione di allarme.

#### **10.4 COMPATIBILITÀ ELETTROMAGNETICA E MARCATURA CE**

Tutte le apparecchiature dovranno essere progettate e costruite in ottemperanza a quanto prescritto dalla Norma CEI 211-6 "Guida per la misura e la valutazione dei campi elettrici e magnetici nell'intervallo di frequenza 0 Hz - 10 kHz, con riferimento all'esposizione umana", in termini di sicurezza e di esposizione umana ai campi elettromagnetici. Le apparecchiature elettriche ed elettroniche (in particolare i relè di protezione ed i dispositivi multifunzione a microprocessore), gli apparecchi e i sottosistemi dovranno essere conformi ai requisiti delle Direttive Europee n. 89/336/CEE "Direttiva EMC" e successive modifiche ed in accordo alla direttiva n° 93/68/CEE nonché a quanto prescritto dalla Norma CEI 210. Tutti i componenti, apparecchi, sottosistemi e sistemi dovranno avere marcatura "CE" e dovranno essere in accordo alle prescrizioni contenute nelle Norme di riferimento. In particolare per i sistemi di controllo e protezione, ed in generale per gli impianti ausiliari, sarà adottato un adeguato sistema di protezione, per ridurre la penetrazione del campo magnetico nelle apparecchiature e realizzare l'equipotenzialità elettrica fra ciascun apparecchio e l'impianto di terra. Dovranno essere tenuti in considerazione ulteriori e più specifici criteri di installazione desunti dalle norme di riferimento.

#### **10.5 SERVIZI AUSILIARI (SA)**

Per il funzionamento degli impianti ausiliari dell'impianto FV, si utilizzerà una fornitura di bassa tensione, che alimenterà i quadri BT all'interno di ogni cabina.

#### **10.6 IMPIANTO DI TERRA**

L'impianto di terra sarà progettato e realizzato secondo la normativa vigente a valle della comunicazione della corrente di guasto fornita dal distributore di energia elettrica. Esso verrà realizzato all'interno dell'impianto agrivoltaico, per ragioni di equipotenzialità, sarà unico sia per la bassa che per la Alta Tensione. Nella figura seguente viene rappresentato uno schema generale di collegamento a terra delle masse a monte del trasformatore.

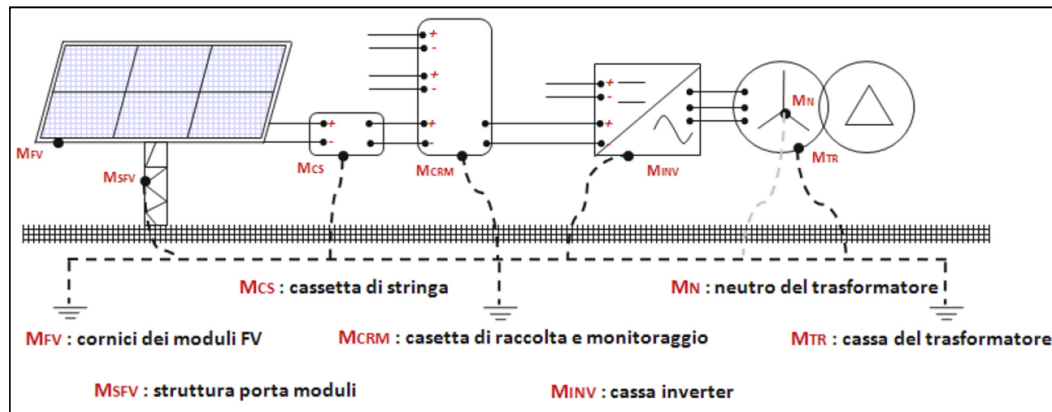


Figura 8 – Schema della messa a terra a monte del trasformatore

L'impianto di terra sarà progettato tenendo conto anche delle caratteristiche elettriche del terreno e del tempo di intervento delle protezioni per guasto a terra, nel rispetto delle normative CEI e antinfortunistiche e tale da soddisfare le seguenti prescrizioni:

- avere sufficiente resistenza meccanica e resistenza alla corrosione;
- essere in grado di sopportare, da un punto di vista termico, le più elevate correnti di guasto prevedibili;
- evitare danni a elementi elettrici ed ai beni;
- garantire la sicurezza delle persone contro le tensioni che si manifestano sugli impianti di terra per effetto delle correnti di guasto a terra.

Il dispersore intenzionale del parco agrivoltaico, avrà una struttura orizzontale e verrà realizzato da uno o più anelli con nastro in acciaio zincato a caldo di dimensioni minime 30x30 mm, collegati tra loro (anello di terra primario), ai quali saranno collegati i pali d'infissione delle strutture porta modulo che diventeranno dispersori di fatto. Ugualmente saranno collegati all'anello di terra primario:

- la rete di recinzione, il cancello d'ingresso e i plinti di fondazione;
- l'anello di terra di ogni struttura metallica;
- l'anello di terra della cabina utente;
- l'anello metallico della control room;
- l'anello metallico delle cabine inverter-trasformazione.

In fase di dimensionamento, dell'impianto di terra, dovranno essere presi in considerazione del valore della corrente di guasto a terra, della durata del guasto a terra e della caratteristica del terreno. Per il dimensionamento dei conduttori di protezione si rimanda alla progettazione esecutiva, in questa fase possiamo affermare con buona approssimazione che le sezioni dei PE sono pari alla metà della rispettiva sezione di fase.

## 11 SISTEMI DI MISURA DELL'ENERGIA PRODOTTA ED IMMESA IN RETE

Nell'impianto saranno previste apparecchiature di misura necessarie alla contabilizzazione dell'energia prodotta, scambiata con la rete e assorbita dai servizi ausiliari. In particolare le misure dell'energia saranno attuate in modo indipendente:

- sistema di misura dell'energia prodotta dall'impianto, posizionato in uscita dagli inverter (contatore di energia prodotta);
- misure per la contabilizzazione della energia immessa in rete;
- misure UTF destinate alla contabilizzazione della energia utilizzata in impianto e non direttamente connessa alla funzionalità di impianto.

I sistemi di misura dovranno essere conformi a tutte le disposizioni dell'autorità dell'energia elettrica e gas e alle norme CEI, in particolare saranno dotati di sistemi di sigillatura che garantiscano da manomissioni o alterazioni dei datidi misura. Inoltre saranno idonei a consentire la telelettura dell'energia elettrica prodotta da parte del distributore.

## **12 IMPIANTI DI ILLUMINAZIONE, VIDEOSORVEGLIANZA E ANTINTRUSIONE**

Si sottolinea che in fase esecutiva, soprattutto in riferimento alla situazione di mercato al momento dell'acquisto dei componenti, potrà essere scelta una diversa tipologia di sistemi d'illuminazione e/o videosorveglianza e/o antintrusione. Tale sostituzione avverrà con componenti di pari prestazioni.

### **12.1 ILLUMINAZIONE DEL CAMPO FV**

L'impianto FV è dotato di un sistema di illuminazione perimetrale normalmente spenta ed in grado di attivarsi su comando locale o su input di sorveglianza. L'impianto di illuminazione sarà composta da:

- n.92 pali conici zincati a caldo, distanziati di circa 40 m tra di loro lungo tutto il perimetro della recinzione, aventi un'altezza di circa 4 m e completi di accessori quali asola per ingresso cavi, asola per morsettiera a conchiglia, morsettiera ad incasso con fusibile, portella da palo, bullone di messa a terra.

Sui pali saranno montati sia i corpi illuminanti (che si attiveranno in caso di allarme/intrusione) che le videocamere del sistema di sorveglianza. L'altezza dei pali tiene conto anche della possibilità di installazione in zone dove c'è il rischio di ombreggiamenti sui moduli FV.

Per le lampade verranno impegnate:

- lampade a LED a basso assorbimento di energia.

L'impianto sarà tale da garantire un illuminamento medio al suolo lungo le strade perimetrali, non inferiore a 5 [lux]. Tutto l'impianto sarà realizzato in Classe II o con isolamento equivalente: a tal fine, le armature illuminanti dovranno essere del tipo in Classe II, le connessioni dovranno essere effettuate alla base del palo, impiegando morsettiera di derivazione in Classe II e le condutture dovranno essere realizzate impiegando cavo a grado di isolamento non inferiore a 0.6kV/1kV. Il funzionamento dell'impianto di illuminazione sarà realizzato in modo tale da ridurre al minimo l'effetto di disturbo e in generale l'inquinamento luminoso, in particolare l'impianto di illuminazione sarà dotato di un sistema di accensione da attivarsi solo in caso di intervento dell'impianto antintrusione e allarme.

### **12.2 IMPIANTO DI VIDEOSORVEGLIANZA**

Per la sorveglianza dell'impianto FV è previsto un sistema di controllo dell'area perimetrale, un controllo volumetrico delle cabine e della control room. I pali utilizzati per l'installazione delle videocamere sono gli stessi utilizzati per l'illuminazione perimetrale. Avranno una altezza massima di 4 m su cui saranno montate due videocamere su pali alterni (ossia ogni 80 m, per un totale di 92 videocamere) assieme al rispettivo corpo illuminante (che si attiverà in caso di allarme/intrusione). Il sistema di illuminazione e videosorveglianza sarà montato su pali in acciaio zincato fissati al suolo con plinto di fondazione in cls armato. Il sistema di videosorveglianza è complementare al sistema del cavo microforato e sarà composto indicativamente da:

- telecamere brandeggiabili auto-dome, dotate di zoom ed installate sui pali d'illuminazione dell'impianto FV, del tipo night & day;
- illuminatori ad infrarossi;
- convertitori per collegare le telecamere con cavo UTP;
- sistema di registrazione digitale;
- centrale di allarme.

Le telecamere, equipaggiate con convertitori analogici/digitali a bordo, dovranno essere collegate ad una postazione centrale di videoregistrazione ed archiviazione delle immagini mediante conduttori in fibra ottica secondo una topologia di rete point-to-point. Ciascun dispositivo di ripresa sarà dotato di elemento scaldante al fine di evitare fenomeni di condensazione. L'intero impianto di TVCC sarà realizzato in Classe II o con isolamento equivalente; a tal fine, le telecamere dovranno essere apparecchiate in Classe II, le condutture di alimentazione dovranno essere realizzate mediante impiego di conduttori in classe 0.6kV/1kV e le derivazioni dovranno essere effettuate entro cassette in materiale isolante il cui isolamento sarà comunque garantito dopo l'installazione. La registrazione delle immagini sarà a ciclo continuo, ed il sistema dovrà permettere l'archiviazione di immagini relative a due settimane solari.

### **12.3 IMPIANTO DI RIVELAZIONE ANTINTRUSIONE**

Si può installare, a protezione dell'impianto agrivoltaico, un sistema antifurto a fibra ottica modulare. Una centralina elettronica (master), installata nella cabina control room, verifica che l'anello di luce del cavo ottico codificato sia costantemente chiuso e controlla che l'intensità del fascio di luce sia costante. Nel caso in cui la fibra ottica venga piegata, deformata o interrotta, scatterà l'allarme ed invierà un segnale dato dalla chiusura di un contatto in grado di pilotare qualsiasi sistema di segnalazione quale un dispositivo GSM, una sirena, o interfacciarsi ad un sistema di allarmetradizionale.

Con questo sistema si possono realizzare:

- *la protezione diretta dei moduli fotovoltaici* mediante un sistema modulare, in cui la fibra ottica collega meccanicamente i singoli moduli. Essa, dopo aver attraversato tutti i pannelli da monitorare ritorna alla centralina elettronica (master) da cui era partita. Il principio di funzionamento è riportato nella figura successiva:

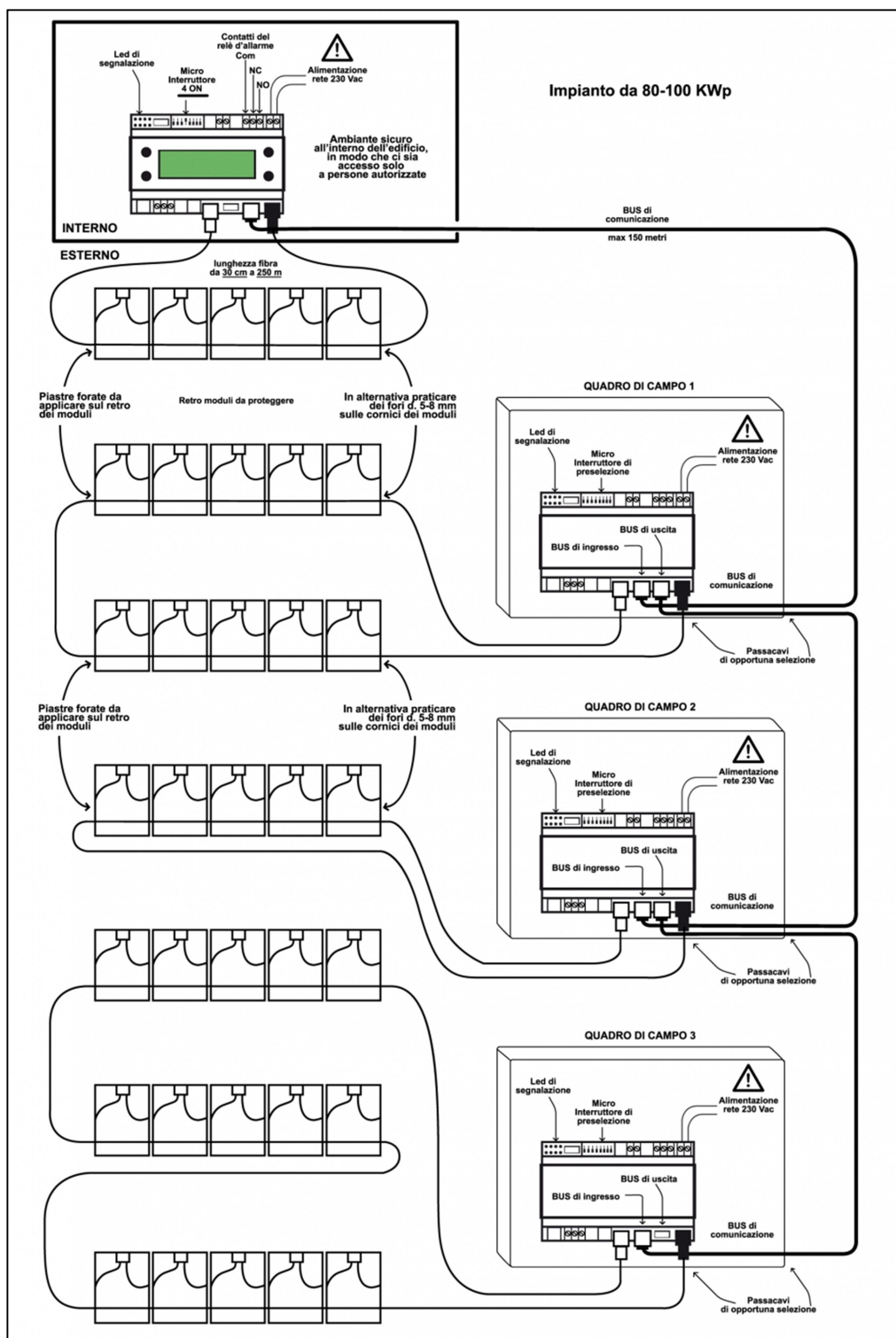


Figura 9 – Sistema di antifurto dei moduli FV

- la protezione delle cabine elettriche, utilizzando lo stesso principio sopra esposto, attraversando o creando una spirale con la fibra ottica. Quest'ultima, dopo aver



attraversato gli inverter da monitorare ritorna alla centralina (master) da cui era partita.

- *la protezione perimetrale del sito agrivoltaico*. In questo caso, si fa passare la fibra ottica su tutta la lunghezza della recinzione che sarà facilmente scambiata per un filo tirante. Nel caso in cui venga tranciata la recinzione verrà tranciata anche la fibra, con conseguente attivazione dell'allarme. La fibra ottica dopo aver attraversato la recinzione da monitorare ritorna alla centralina (master) da cui era partita.

Il sistema sarà alimentato a tensione nominale pari a 230V 50Hz dal quadro servizi ausiliari e dovrà provvedere autonomamente alla distribuzione ed alimentazione di dispositivi di ripetizione del segnale e/o di alimentazione di unità remote poste lungo il perimetro.

A fronte di insorgenza di un evento di allarme, il sistema provvederà alle seguenti azioni:

- accensione dell'impianto di illuminazione di tutto il campo allarmato;
- invio, di una segnalazione di allarme a postazione operatore remota;
- all'invio di una segnalazione di allarme al sistema di videosorveglianza.

L'intero impianto di rivelazione intrusione sarà realizzato in Classe II o con isolamento equivalente; a tal fine, i dispositivi di alimentazione/ripetizione del segnale dovranno essere apparecchiature in Classe II, le condutture di alimentazione saranno realizzate mediante impiego di conduttori in classe 0.6kV/1kV e le derivazioni dovranno essere effettuate entro cassette in materiale isolante l'isolamento sarà comunque garantito dopo la installazione.

## **13 SISTEMI DI PROTEZIONE LATO BT E AT**

### **13.1 DISPOSITIVI DI PROTEZIONE: GENERALE, D' INTERFACCIA E DI GENERATORE**

I dispositivi di protezione sono delle apparecchiature impiegate per proteggere un circuito elettrico (in questo caso l'impianto agrivoltaico) contro le sovracorrenti, ossia, da correnti di valore superiore alla portata del circuito.

Le sovracorrenti possono essere causate sia da un sovraccarico e sia da un corto circuito in uno o più punti dell'impianto elettrico. Nel primo caso, la corrente che attraversa il circuito elettrico è di poco superiore alla portata e il circuito stesso è elettricamente sano; nel secondo caso invece, la corrente ha un valore molto elevato perchè è stata prodotta da un guasto a bassa impedenza.

Come già precedentemente accennato, la protezione generale del sistema di generazione fotovoltaica ed il sistema di interfaccia con la rete, saranno realizzati in conformità a quanto previsto dalle norme CEI 11-20 e CEI 0-16. Eventuali modifiche del sistema di connessione, protezione e regolazione saranno concordate in fase di progettazione esecutiva.

L'impianto agrivoltaico avrà:

- un dispositivo del generatore: ogni inverter è protetto in uscita da un interruttore automatico con sgangiatores di apertura collegato al pannello del dispositivo di interfaccia, in modo da agire di rinalzo al dispositivo di interfaccia stesso. L'inverter è anche dotato di dispositivi contro le sovratensioni generate in condizioni anomale lato c.c.;
- un dispositivo di interfaccia o DDI, il cui scopo è quello di assicurare il distacco del sistema dalla rete per guasti o funzionamenti anomali della rete pubblica, o per apertura intenzionale del dispositivo della rete pubblica (es. manutenzione). Sarà assicurato l'intervento coordinato del dispositivo di interfaccia con quelli del generatore e della rete pubblica, per guasti o funzionamenti anomali durante il funzionamento in parallelo con la rete. La protezione di interfaccia, agendo sull'omonimo dispositivo, sconnette l'impianto di produzione dalla rete TERNA evitando che:
  - o in caso di mancanza dell'alimentazione della rete di E-Distribuzione, il Cliente Produttore possa alimentare la rete di E-Distribuzione stessa;
  - o in caso di guasto sulla rete di E-Distribuzione, il Cliente Produttore possa continuare ad alimentare il guasto stesso inficiando l'efficacia delle richiure automatiche, ovvero che l'impianto di produzione possa alimentare i guasti sulla rete di E-Distribuzione prolungandone il tempo di estinzione e pregiudicando l'eliminazione del guasto stesso con possibili conseguenze sulla sicurezza;
  - o in caso di richiure automatiche o manuali di interruttori di E-Distribuzione, il generatore possa trovarsi in discordanza di fase con la rete di E-Distribuzione con possibilità di rotture meccaniche.

Le protezioni di interfaccia sono costituite da relè di massima e minima frequenza (81), relè di massima (59) e minima tensione (27), relè di massima tensione omopolare (59Vo), e sono inserite in un pannello polivalente conforme alla norma CEI 11-20.

Per la sicurezza dell'esercizio della rete di Trasmissione Nazionale è prevista la realizzazione di un rinalzo alla mancata apertura del dispositivo d'interfaccia.

Il rinalzo consiste nel riportare il comando di scatto, emesso dalla protezione di interfaccia, ad un altro organo di manovra. Esso è costituito da un circuito a lancio di tensione, condizionato dalla posizione di chiuso del dispositivo di interfaccia, con temporizzazione ritardata a 0.5 s, che agirà sul dispositivo di protezione lato AT del trasformatore di utenza. Il temporizzatore sarà attivato dal circuito di scatto della protezione di interfaccia. In caso di mancata apertura di uno degli stalli di produzione il Dispositivo di Interfaccia comanda l'apertura del Dispositivo Generale che distacca l'impianto agrivoltaico dalla rete di E-Distribuzione, contestualmente a questa situazione tutti i Servizi Ausiliari rimangono alimentati dall'UPS.

- un dispositivo generale o DG, che ha la funzione di salvaguardare il funzionamento della rete nei confronti di guasti nel sistema di generazione elettrica e deve assicurare le funzioni di sezionamento, comando e interruzione. Esso è costituito da un interruttore in SF6 con sgangiatores di apertura e

sezionatore, predisposto per essere controllato da una protezione generale, composta dai seguenti relè:

- sovraccarico  $I >$ , 51;
- cortocircuito polifase (ritardata),  $I >>$ , 51;
- cortocircuito polifase (istantanea),  $I >>>$ , 50;
- guasto monofase a terra  $I_{o>}$  (51N);
- doppio guasto monofase a terra,  $I_{o>>}$ , 50N;
- direzionale di guasto a terra per neutro compensato 67NC o neutro isolato 67NI.

### **13.2 PROTEZIONE DAI CONTATTI DIRETTI**

Ogni parte elettrica dell'impianto, sia in corrente alternata che in corrente continua, sarà protetta contro i contatti diretti in accordo con le soluzioni fornite dai fornitori in ambito del progetto esecutivo. La protezione contro i contatti diretti è assicurata dall'utilizzo degli accorgimenti sotto riportati:

- scelta di componenti dotati di marchio CE (Direttiva CEE 73/23).
- uso di componenti con idoneo grado di protezione alla penetrazione di solidi e liquidi.
- collegamenti effettuati utilizzando cavi rivestiti con guaina esterna protettiva, idonei per la tensione nominale di utilizzo e alloggiati in condotti portacavi idonei (canali o tubi a seconda dei tratti).
- alcuni collegamenti di brevi tratti tra i moduli non saranno alloggiati in tubi o canali ma non saranno soggetti a sollecitazioni meccaniche, essendo protetti dai moduli stessi, e non saranno ubicati in luoghi dove sussistano rischi di danneggiamento.

### **13.3 MISURE DI PROTEZIONE CONTRO LE SCARICHE ATMOSFERICHE**

#### **13.3.1. Fulminazione diretta**

L'impianto agrivoltaico non influisce sulla forma o volumetria della zona e pertanto non aumenta la probabilità di fulminazione diretta sull'area. In ogni caso, se ve ne sarà la necessità si potrà provvedere in fase esecutiva a dotare l'impianto di un'adeguata messa a terra.

#### **13.3.2 Fulminazione indiretta**

L'abbattersi di scariche atmosferiche in prossimità dell'impianto potrebbe provocare il concatenamento del flusso magnetico associato alla corrente di fulmine con i circuiti dell'impianto agrivoltaico. Potrebbero allora essere provocate sovratensioni in grado di mettere fuori uso i componenti, in modo particolare gli inverter.

Nel caso in esame, considerate le lunghezze dei collegamenti, si potrà pensare di rinforzare la protezione con l'inserimento di altri dispositivi SPD di classe II o III a varistore sulla sezione in c.c. dell'impianto in prossimità del generatore agrivoltaico. Al fine di minimizzare il flusso concatenato del campo magnetico indotto dal fulmine, i conduttori in campo saranno posati entro canali metallici con coperchio, e dovranno essere realizzati collegamenti in maniera tale che l'area della spira formata sia minima, oppure formando due anelli nei quali la corrente circoli in versi opposti. A beneficio di

chiarezza nell'immagine sottostante è fornita una schematizzazione tipica di tali modalità di collegamento.

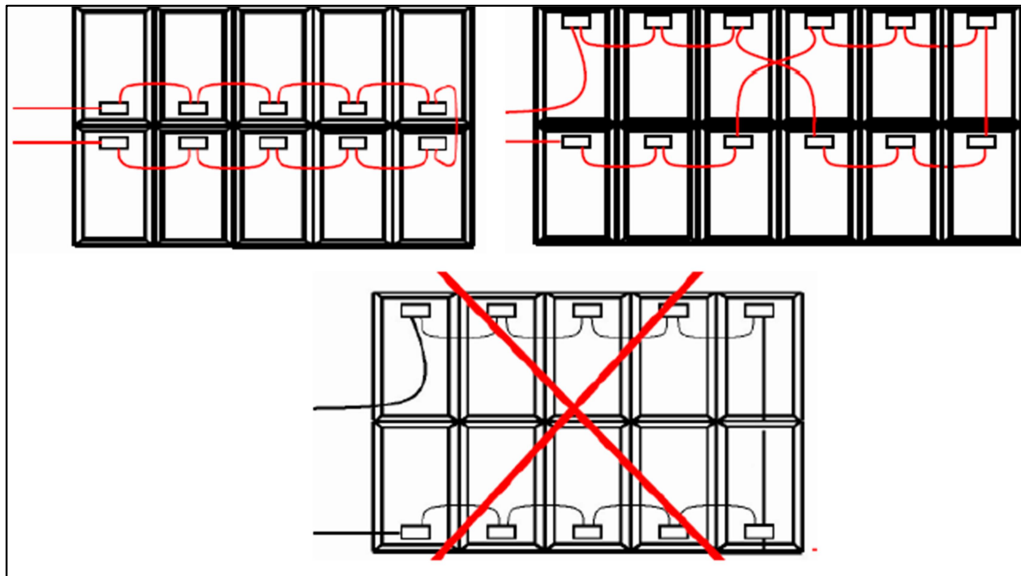


Figura 10 – Tipico di collegamento tra i moduli contro le fulminazioni

#### 14 PROVE, CONTROLLI E MESSA IN SERVIZIO

I componenti che costituiscono l'impianto sono progettati e costruiti secondo quanto disciplinato dalle prescrizioni di riferimento e sono sottoposti alle prove previste dalle stesse. In particolare, prima dell'inizio dei lavori di montaggio in cantiere, il controllo dei componenti sarà del tipo visivo-meccanico, e riguarderà:

- Accertamento della corrispondenza dei componenti con quanto riportato nel progetto;
- Accertamento della presenza di eventuali rotture o danneggiamenti dovuti al trasporto.

Prima dell'emissione del certificato di regolare esecuzione dell'impianto, e comunque prima del ripiegamento del cantiere, il controllo riguarderà la verifica dell'integrità dei componenti e della realizzazione dell'impianto a "perfetta regola d'arte". Al termine dei lavori l'installatore dell'impianto effettuerà le seguenti verifiche tecnico-funzionali:

La verifica consisterà nel controllare:

- Il corretto montaggio delle strutture di sostegno dei moduli;
- La continuità elettrica e le connessioni tra i moduli;
- La corretta esecuzione dei cablaggi in congruenza con quanto riportato nel progetto;
- La messa a terra delle masse;

- L'isolamento dei circuiti elettrici dalle masse;
- Il corretto funzionamento dell'impianto agrivoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di conversione (accensione, spegnimento, mancanza rete, ecc.).

I quadri elettrici dell'impianto saranno sottoposti a prove e collaudi in officina, previsti dai piani di qualità dei costruttori. La certificazione dei collaudi sarà consegnata prima dell'installazione alla Direzione Lavori o al Responsabile del Procedimento o suo delegato.

Per verifica si intende l'insieme delle operazioni mediante le quali si accerta la rispondenza alle prescrizioni della Norma CEI 64-8. La verifica comprende un esame a vista e prove.

#### **14.1 ESAME A VISTA E PROVE**

##### Esame a vista:

L'esame a vista deve precedere le prove e deve essere effettuato, di regola, con l'intero impianto fuori tensione. L'esame a vista deve accertare che i componenti elettrici siano:

- conformi alle prescrizioni di sicurezza delle relative Norme anche mediante accertamento di marchi e/o di certificazione dei prodotti e materiali scelti correttamente;
- posa in opera di prodotti e materiali in accordo con le prescrizioni delle Norme tecniche;
- assenza di danneggiamenti visibili e tali da compromettere la sicurezza.

L'esame a vista deve riguardare le seguenti condizioni, per quanto applicabili:

- metodi di protezione contro i contatti diretti ed indiretti, ivi compresa la misura delle distanze;
- scelta dei conduttori per quanto concerne la loro portata e la caduta di tensione;
- scelta e taratura dei dispositivi di protezione e di segnalazione;
- presenza e corretta messa in opera dei dispositivi di sezionamento o di comando;
- scelta dei componenti elettrici e delle misure di protezione idonei anche in riferimento alle influenze esterne;
- identificazione dei conduttori di neutro e di protezione;
- presenza di schemi, di cartelli monitori e di informazioni analoghe;
- identificazione dei circuiti, dei fusibili, degli interruttori, dei morsetti ecc.;
- idoneità delle connessioni dei conduttori;
- agevole accessibilità dell'impianto per interventi operativi e di manutenzione.

##### Prove:

In maniera preliminare si indicano le principali prove che devono essere eseguite, per quanto applicabili, e preferibilmente nell'ordine indicato:

- continuità dei conduttori di protezione e dei conduttori equipotenziali principali e supplementari;
- resistenza di isolamento dell'impianto elettrico;

- protezione per separazione dei circuiti nel caso di sistemi SELV e PELV e nel caso di
- separazione elettrica;
- protezione mediante interruzione automatica dell'alimentazione;
- prove di funzionamento;
- caduta di tensione.

Nel caso in cui qualche prova indichi la presenza di un difetto, tale prova e ogni altra prova precedente che possa essere stata influenzata dal difetto segnalato devono essere ripetute dopo l'eliminazione del difetto stesso. I metodi di prova descritti costituiscono metodi di riferimento; è ammesso l'uso di altri metodi di prova, purché essi forniscano risultati altrettanto validi. Gli strumenti di misura e gli apparecchi di controllo devono essere conformi alle Norme della serie CEI EN 61557.

- Prova della continuità dei conduttori di protezione, compresi i conduttori equipotenziali principali e supplementari. Deve essere eseguita una prova di continuità. Si raccomanda che questa prova venga effettuata con una corrente di almeno 0,2 A, utilizzando una sorgente di tensione alternata o continua compresa tra 4 V e 24 V a vuoto.
- Protezione mediante separazione elettrica. La separazione delle parti attive da quelle di altri circuiti e dalla terra, deve essere verificata mediante una misura della resistenza di isolamento. I valori di resistenza ottenuti devono essere in accordo con la Tab. 61A (CEI 64-8).
- Misura della resistenza di isolamento dell'impianto elettrico. La resistenza di isolamento deve essere misurata tra ogni conduttore attivo e la terra. Durante questa misura, i conduttori di fase e di neutro possono essere collegati assieme (sistemi TT, IT e TN-S).

Inoltre dovrà essere effettuata la verifica tecnico-funzionale dell'impianto, mediante la seguente procedura:

- Verifica della condizione:

$$P_{CC} > 0,85 P_{nom} \times (I / I_{STC})$$

dove:

- $P_{CC}$ : potenza (in kW) misurata all'uscita del generatore agrivoltaico, con precisione migliore del 2%.
- $P_{nom}$ : potenza nominale (in kW) del generatore agrivoltaico.
- $I$ : irraggiamento (in  $W/m^2$ ) misurato sul piano dei moduli, con precisione migliore del 3%.
- $I_{STC}$ : irraggiamento in condizioni standard, pari a  $1000 W/m^2$ ,

- Verifica della condizione:

$$P_{AC} > 0,9 \times P_{CC}$$

dove:

- $P_{AC}$ : potenza attiva (in kW) misurata all'uscita del gruppo di conversione, con precisione migliore del 2%.

La misura della potenza  $P_{CC}$  e quella della potenza  $P_{AC}$  devono essere effettuate in condizioni di irraggiamento ( $I$ ) sul piano dei moduli superiore a  $600 W/m^2$ .

Le verifiche sopra riportate dovranno essere eseguite a lavori ultimati dall'installatore dell'impianto, che dovrà essere in possesso di tutti i requisiti previsti dalle leggi in materia e dovrà emettere una dichiarazione firmata e siglata in ogni parte, attestante l'esito delle verifiche e la data di effettuazione delle stesse. In fase di elaborazione del progetto esecutivo verranno indicate le ulteriori prove da effettuare, anche in collaborazione con i fornitori.

## **15 MONTAGGIO DEI COMPONENTI**

Il montaggio delle opere meccaniche sarà eseguito a "perfetta regola d'arte" e verrà realizzato principalmente attraverso le seguenti azioni:

- posa in opera delle strutture di sostegno dei moduli.
- ancoraggio dei moduli sulle strutture.

I montaggi elettrici in campo saranno realizzati principalmente attraverso le operazioni riportate di seguito:

- posa di cavidotti e attestazione in pozzetti elettrici di infilaggio;
- posa e predisposizione dei tubi dal pozzetto sino al supporto dei quadri di campo;
- posa delle condutture sulle strutture di stringa;
- collegamento elettrico dei moduli di ciascuna stringa;
- posa dell'impianto di terra contestuale alle opere edili;
- posa in opera degli inverter;
- posa dei cavi di collegamento tra le stringhe fotovoltaiche e gli inverter e attestazione in pozzetti elettrici di infilaggio;
- posa dei cavi di collegamento tra i vari quadri elettrici in BT e AT, fino al contatore di energia elettrica (punto di consegna) e attestazione in pozzetti elettrici di infilaggio;
- installazione dei cabinet;
- posa dell'impianto di illuminazione del campo FV e dei blocchi prese di servizio;
- cablaggio del dispositivo di comunicazione e gestione degli inverter;
- posa in opera dei collegamenti alla rete di terra.

## **16 SCAVI E POZZETTI**

Come già trattato nei paragrafi precedenti, i tracciati dei cavidotti delle linee elettriche in BT e AT (in cc e ac), saranno realizzati con idonee canalizzazioni interrate e saranno interconnesse tra loro con eventuali pozzetti ispezionabili. Le linee interne in AT, composte da cavi direttamente interrati, saranno posizionate principalmente lungo la viabilità di strade interne e minormente nei tratti di terreni non viabili, senza interessare proprietà di terzi.

### 16.1 SCAVI

E' prevista l'esecuzione di scavi per la posa dei cavidotti per il cablaggio elettrico dell'impianto agrivoltaico. Essi riguarderanno sia il lato in corrente continua, in cui avverranno i collegamenti elettrici tra le stringhe e gli inverter e sia in alternata, con il collegamento tra questi ultimi e i rispettivi quadri BT ubicati nelle cabine elettriche. Ricordiamo che le connessioni elettriche tra i moduli a formare stringhe, prenderanno posto prevalentemente nella parte sottostante delle strutture di sostegno dei moduli stessi, mentre verranno interrati nei brevi tratti di raccordo tra la canalina metallica e gli inverter. Inoltre, le connessioni tra gli inverter e le cabine elettriche saranno direttamente interrate. Bisogna considerare anche il tracciato dei cavi in BT in corrente alternata per l'illuminazione e la videosorveglianza, che si estenderà prevalentemente lungo il perimetro dell'impianto agrivoltaico. Per quanto riguarda l' AT, verranno realizzati i seguenti scavi principali ad una profondità minima di 1,2 m:

- collegamenti tra le cabine elettriche;
- connessioni tra le cabine elettriche CTi fino ai quadri AT nella cabina di raccolta (CDR);
- connessione elettrica tra la CDR e la SEU;
- connessioni tra la SEU e la SE.

Inoltre sarà necessario eseguire degli scavi a sezione di adeguate dimensioni, per la posa in opera delle cabine elettriche; dopo aver costipato gli scavi, essi dovranno essere preparati, previa livellazione con materiale stabilizzato. Gli scavi, effettuati con mezzi meccanici, saranno realizzati evitando che le acque defluenti sulla superficie del terreno possano riversarsi negli scavi stessi. Non saranno previsti scavi per il fissaggio delle strutture metalliche di sostegno dei moduli fotovoltaici poiché si è scelta la soluzione di ancoraggio con strutture a pali in acciaio zincato infissi nel terreno. La profondità alla quale i pali verranno fissati nel terreno sarà determinata mediante apposite analisi geomeccaniche e geo-fisiche effettuate sul sito di installazione in fase esecutiva, ma si stima che la profondità minima sarà di circa 1,5-2 m.

La protezione dei cavi all'interno degli scavi deve essere garantita attraverso una protezione meccanica in grado di assorbire, senza danni per il cavo stesso, le sollecitazioni meccaniche, statiche e dinamiche, derivanti dal traffico veicolare (resistenza a schiacciamento) e dagli abituali attrezzi manuali di scavo (resistenza a urto). Tale protezione può essere aggiuntiva esterna (tubazione in PVC) oppure compresa nel cavo (caso "air-bag"). Per la progettazione dell'impianto fotovoltaico lato AT, si è previsto l'utilizzo dei cavi con sistema "air-bag" il quale assorbe l'energia cinetica dello shock deformandosi in seguito all'impatto. Questo fa in modo che l'energia residua non danneggi le parti sensibili del cavo, come il sistema isolante e il rivestimento. Rappresenta quindi una soluzione a tale rischio, associato molto spesso all'armatura metallica, che potenzialmente potrebbe pregiudicare l'integrità del sistema isolante, riducendone l'affidabilità nel tempo. Questo sistema permette ai cavi di essere direttamente interrati.

Per quanto concerne invece i cavi in BT, sia in c.c. che in c.a., è possibile utilizzare la posa direttamente interrata dei cavi scelti in questa fase di progettazione. La profondità minima di posa per le strade di uso pubblico è fissata dal Nuovo Codice della Strada ad 1 m dall'estradosso della protezione; per tutti gli altri suoli e le strade di uso privato



valgono i seguenti valori minimi, dal piano di appoggio del cavo, stabiliti dalla norma CEI 11-17:

- 0,6 m (su terreno privato);
- 0,8 m (su terreno pubblico);

Il riempimento della trincea ed il ripristino della superficie devono essere effettuati, generalmente, rispettando i volumi indicati nell'elaborato di progetto. La presenza dei cavi deve essere rilevabile mediante l'apposito nastro monitore posato a non meno di 0,2 m dall'estradosso del cavo ossia della protezione.

Durante l'esecuzione dei lavori sarà prestata particolare attenzione ai sottoservizi presenti sul posto (condotte fognarie, idriche, linee elettriche, telefoniche ecc.). Qualunque interferenza riscontrata durante la posa del cavo, sarà sottopassata nel rispetto delle vigenti norme CEI 11-17. Saranno ripristinate tutte le pavimentazioni preesistenti fino alla completa ricomposizione dello stato di fatto. A lavoro ultimato tutti i ripristini dovranno trovarsi alla stessa quota del piano preesistente, senza presentare dossi o avvallamenti.

## **16.2 BILANCIO PRODUZIONE MATERIALI DI SCAVO**

In fase di costruzione si adotteranno tutte le misure volte a favorire in via prioritaria il reimpiego diretto dei materiali di scavo derivanti dalle operazioni previste per la realizzazione delle opere civili. I materiali di risulta dagli scavi a sezione ristretta, realizzati per la posa dei cavi, saranno momentaneamente depositati in prossimità degli scavi stessi o in altri siti individuati all'interno del cantiere e successivamente in gran parte riutilizzati per i rinterri. I materiali di risulta dagli scavi a sezione ampia (terre vegetali e/o materiali incoerenti), che derivano dall'esecuzione delle vasche di fondazione delle cabine elettriche e dei basamenti in calcestruzzo, potranno per esempio essere riutilizzati per il riempimento degli scavi e relativo livellamento finale col piano campagna, in modo da permettere anche un eventuale inerbimento del terreno lasciato libero dalle strutture.

Si specifica che una grande percentuale dei materiali scavati sarà destinata al reimpiego diretto senza trasformazioni e che sono previste modestissime quantità di materiali in eccedenza da avviare ad altri usi. Si riporta di seguito il bilancio di produzione orientativo dei materiali di scavo delle principali opere all'interno del campo FV e del cavidotto di evacuazione in AT esterno all'area.

### Calcolo Volumi di Scavo – Fondazioni Cabine elettriche (Ti)

Lunghezza sezione di scavo:	10,0 m
Larghezza sezione di scavo:	7,0 m
Profondità sezione di scavo:	0,5 m
<u>Volume di scavo:</u>	$10 \times 7 \times 0,5 = 35,0 \text{ m}^3$
N. Cabine:	5
<u>Volume totale di scavo:</u>	$35 \times 5 = 175,0 \text{ m}^3$

Calcolo Volumi di Scavo – Fondazioni Cabina di raccolta (CDR)

Lunghezza sezione di scavo:	21,6 m
Larghezza sezione di scavo:	7,0 m
Profondità sezione di scavo:	0,5 m
N. Cabine:	1
<u>Volume totale di scavo:</u>	75,6 m <sup>3</sup>

Calcolo Volumi di Scavo – Fondazioni trafo

Lunghezza sezione di scavo:	3,0 m
Larghezza sezione di scavo:	1,8 m
Profondità sezione di scavo:	1,0 m
<u>Volume di scavo:</u>	5,4 m <sup>3</sup>
N. Trasformatori:	6
<u>Volume totale di scavo:</u>	32,4 m <sup>3</sup>

Calcolo Volumi di Scavo – Cavidotti bt in c.c. tra stringhe ed inverter

Lunghezza sezione di scavo:	1.500 m
Larghezza sezione di scavo:	variabile
Profondità sezione di scavo:	0,6-0,9 m
<u>Volume max Totale di scavo:</u>	945 m <sup>3</sup>

Calcolo Volumi di Scavo – Cavidotti bt in c.a.inverter e cabine trafo

Lunghezza sezione di scavo:	2.473 m
Larghezza sezione di scavo:	variabile
Profondità sezione di scavo:	0,6-0,9 m
<u>Volume max Totale di scavo:</u>	802 m <sup>3</sup>

Calcolo Volumi di Scavo – Cavidotti bt in c.a.illuminazione e videosorveglianza

Lunghezza sezione di scavo:	4.500 m
Larghezza sezione di scavo:	0,5 m
Profondità sezione di scavo:	0,6 m
<u>Volume Totale di scavo:</u>	1.350 m <sup>3</sup>

Calcolo Volumi di Scavo – Cavidotti AT interni all'area d'impianto

Lunghezza sezione di scavo:	1.869 m
Larghezza sezione di scavo:	variabile
Profondità sezione di scavo:	1,2 m
<u>Volume Totale di scavo:</u>	1.394 m <sup>3</sup>

Calcolo Volumi di Scavo – Cavidotto AT esterno fino alla SE

Lunghezza sezione di scavo:	13.750 m
Larghezza sezione di scavo:	0,6 m
Profondità sezione di scavo:	1,2 m
<u>Volume Totale di scavo:</u>	9.900 m <sup>3</sup>

Calcolo Volumi di Scavo – Cavidotto AT esterno dalla SEU alle SE

Lunghezza sezione di scavo:	100 m
Larghezza sezione di scavo:	0,6 m
Profondità sezione di scavo:	1,2 m
<u>Volume Totale di scavo:</u>	72,0 m <sup>3</sup>

### 16.3 FIBRA OTTICA

Sarà previsto un collegamento in cavo fibra ottica tra la CDR e la SEU, alloggiato nello stesso scavo del cavidotto in AT. Le caratteristiche dei collegamenti in fibra ottica devono rispondere ai seguenti criteri per le linee interrate:

- utilizzo di cavo ottico dielettrico a 24 fibre ottiche per posa in tubazione rispondente alle caratteristiche previste dalla norma ITU-T/G.652, tabella di unificazione E-Distribuzione DCFO02 (sigla TOS4 24 4(6SMR) T/EKE avente matricola E-DISTRIBUZIONE 359051 e unificazione DC4677) e comprensiva di certificati di collaudo. Il cavo in fibra ottica deve essere posato in canalizzazione realizzata sul tracciato del cavo elettrico mediante l'impiego di tritubo in PEHD (generalmente con Ø 50 mm, Tabella E-Distribuzione DY FO 03) 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. Le giunzioni interrate sul cavo in fibra ottica devono essere conformi alla specifica DM3301.

Agli estremi dei collegamenti, le singole fibre costituenti i cavi di connessione ottica saranno attestate mediante idonei connettori in mini-armadi di terminazione da parete aventi grado di protezione minimo IP55 e dimensioni LxHxD rispettivamente non superiori a 230x400x130 mm. I connettori da utilizzare per collegare le singole fibre ottiche ad apparati di trasmissione o di misura dovranno essere di tipo SC-PC (DM-3300).

#### **16.4 PRESCRIZIONI TECNICHE PER LA POSA INTERRATA DEL CAVO IN AT**

##### Sollecitazioni meccaniche

Le prescrizioni contenute nella norma CEI 11-17 Ed.III art. 4.3.4 riportano le regole da rispettare durante l'attività di posa del cavo. Esse definiscono che le sollecitazioni di trazione da imporre al cavo durante la posa, devono essere applicate non ai rivestimenti protettivi di cui è dotato il cavo stesso, bensì unicamente ai conduttori. Per un conduttore in alluminio, lo sforzo di trazione massimo consentito non deve essere superiore a 50 N/mm<sup>2</sup> (dunque pari a 27750 N per un conduttore 3x1x185 mm<sup>2</sup>). Pertanto quando la posa del cavo viene eseguita mediante un argano idraulico occorrerà prevedere l'utilizzo di un dispositivo dinamometrico per l'impostazione ed il controllo del tiro, nonché un freno ad intervento automatico. Inoltre durante l'applicazione di tale sollecitazione di trazione, occorre prevedere l'utilizzo di sistemi che possano impedire rotazioni del cavo intorno al proprio asse. In definitiva per realizzare la posa conformemente a tale prescrizione, occorrerà interporre tra la testa del conduttore del cavo e la fune di tiro, un dispositivo d'ancoraggio realizzato attraverso un giunto snodabile, indispensabile per evitare che sul cavo si trasmetta la sollecitazione di torsione che si sviluppa sulla fune traente.

##### Raggi di curvatura

L'articolo 4.3.3 della norma CEI 11-17 Ed.III, riporta il valore dei raggi di curvatura minimi da rispettare nella posa del cavo, per impedire l'insorgere di deformazioni permanenti al cavo stesso che possano compromettere l'affidabilità in esercizio. Indicato con D=diametro esterno del cavo, il valore minimo del raggio di curvatura misurato sulla generatrice interna dei cavi da rispettare nella posa, deve essere pari a 14 volte il diametro del cavo (D). Nel nostro caso, considerato il valore del diametro nominale del cavo con sezione da 800 mm<sup>2</sup>, pari a 64,8 mm, il raggio di curvatura minimo sarà di circa 0,9 m.

Nel caso di cavi multipolari costituiti da più cavi unipolari cordati ad elica visibile il diametro D da prendere in considerazione è quello pari a 1,5 volte il diametro esterno del cavo unipolare di maggiore diametro.

#### **17 DESCRIZIONE SINTETICA DEI LAVORI**

L'interramento dei cavi in BT e AT, comporterà la realizzazione di scavi a cielo aperto di dimensioni: larghezza, profondità e lunghezze variabili in base al numero di cavi posati nello scavo. Le attività per la realizzazione dell'opera saranno le seguenti:

- Formazione di letto di sabbia, 10 cm
- Posa orizzontale dei cavi BT e AT
- Posa di tritubo per la posa fibra ottica (se prevista)
- Riempimento con sabbia o pozzolana
- Infilaggio cavi tramite il tirasonda
- Posa del nastro segnaletico
- Riempimento con idoneo materiale arido debitamente costipato (spessore variabile a seconda della profondità di posa della tubazione)

- Ripristino dello strato di bynder per uno spessore tra gli 8 e i 10 cm (laddove necessario)
- Applicazione di posa emulsione bituminosa come strato di ancoraggio (laddove necessario).

Le opere saranno eseguite nel rispetto del nuovo codice della strada e del decreto ministeriale del 5 Nov 2011 e successive modifiche. L'impianto sarà realizzato adottando metodi di lavoro e mezzi d'opera in linea con gli standard tecnici vigenti, utilizzando materiali rispondenti alle specifiche funzionali e costruttive unificate da e-distribuzione. Nella realizzazione degli interventi previsti saranno rispettate tutte le norme di tutela ambientale e sicurezza necessarie per la salute dei lavoratori e degli utenti della strada.

## **18 CRONOPROGRAMMA**

Per quanto riguarda le attività di costruzione dell'impianto agrivoltaico con la relativa tempistica si faccia riferimento alla relazione TCN-GRM-CR nella quale viene riportata la tabella del cronoprogramma.

## **17. RISPARMIO DI COMBUSTIBILE ED EMISSIONI EVITATE IN ATMOSFERA**

Considerando l'intero ciclo di vita (LCA) dei materiali per realizzare i moduli e gli impianti fino allo smaltimento dei rifiuti in discarica al termine dell'operatività, il carico totale delle emissioni è di almeno un ordine di grandezza più basso della quantità di emissioni specifiche che accompagnano la produzione dei kWh convenzionali.

Le emissioni prodotte sono essenzialmente concentrate nella fase di realizzazione industriale (realizzazione dei materiali, lavorazione, assemblaggio) ed in quella di montaggio (montaggio dei pannelli, opere civili ed elettriche).

Durante le fasi di costruzione e di smantellamento si realizzeranno movimenti di terra per l'apertura di percorsi, depositi, spianamenti, ecc. Ciò implicherà un aumento della polvere sospesa che comunque rimarrà confinata nella zona circostante in cui è stata emessa, situata lontano dalla popolazione. Il traffico di macchinari e veicoli pesanti comporterà inoltre l'emissione in atmosfera di particelle inquinanti (CO<sub>2</sub>, CO, NO<sub>x</sub> e composti organici volatili) ma il numero di camion utilizzati sarà esiguo e, comunque, limitato nel tempo.

Durante la vita operativa dell'impianto non si avrà alcuna emissione di inquinanti, salvo quella che potrà derivare dall'occasionale transito di veicoli per le operazioni di manutenzione o da incidenti straordinari.

Si considera pertanto che ciascun kWh agrivoltaico sia accompagnato da una quantità di emissioni di inquinanti così piccola da poter essere trascurata, se confrontata con la situazione del kWh convenzionale e quindi delle emissioni di contaminanti in atmosfera evitate. È infatti noto che la produzione di energia elettrica mediante l'utilizzo di combustibili fossili comporta l'emissione di gas serra e di sostanze inquinanti in quantità variabili in funzione del combustibile, della tecnologia di combustione e del controllo dei fumi. Tra queste sostanze la più rilevante è la CO<sub>2</sub>, il cui progressivo aumento in atmosfera contribuisce all'estendersi dell'effetto serra. Altri gas dannosi sia per la salute umana che per il patrimonio storico e naturale sono la SO<sub>2</sub> (anidride solforosa) e gli NO<sub>x</sub>

(ossidi di azoto). Nel caso specifico dell'impianto agrivoltaico in progetto, avente una potenza massima di 14.542,32 MWp e funzionante per circa 1.755 ore/anno (fermi impianti già considerati), possono essere calcolate le emissioni evitate in termini di gas inquinanti che verrebbero rilasciati in atmosfera in conseguenza del processo di produzione del medesimo quantitativo di energia utilizzando fonti convenzionali, quali i derivati del petrolio o gas naturali. In Tabella un riepilogo sui dati dell'impianto per la determinazione dell'inquinamento evitato (la produzione cumulata al 25° anno è calcolata considerando le perdite di efficienza annuali dell'impianto dovute ai fattori di invecchiamento e sporcamento):

<b>Dati di impianto</b>	
Potenza nominale dell'impianto (kW)	14.542,320
Ore di funzionamento medie equivalenti	1.755,0
Produzione stimata del 1° anno (kWh)	25.521.771,6
Produzione cumulata al 25° anno (kWh)	638.044.290,0

Tabella 11 - Riepilogo dei dati di impianto

### 17.1 Risparmio di combustibile

Un utile indicatore per definire il risparmio di combustibile derivante dall'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili è il fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria, stabilito pari a 0,187 TEP/MWh<sub>e</sub> (ai sensi della delibera EEN 3/08). Questo coefficiente individua le T.E.P. (Tonnellate Equivalenti di Petrolio) necessarie per la realizzazione di 1 MWh di energia, ovvero le TEP risparmiate con l'adozione di tecnologie fotovoltaiche per la produzione di energia elettrica.

<b>Risparmio di combustibile</b>	
Fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh]	0,187
TEP risparmiate in 1 anno	4.772,57
TEP risparmiate in 25 anni	119.314,28

Tabella 12 - Risparmio di combustibile in TEP

### 17.2 Emissioni evitate in atmosfera

L'impianto agrivoltaico, sostituendo col proprio contributo la produzione di energia elettrica da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili di origine fossile, consente la riduzione delle emissioni in atmosfera delle sostanze che hanno effetto inquinante e di quelle che contribuiscono all'effetto serra. I dati riguardanti i Fattori di emissione atmosferica di gas a effetto serra e altri gas nel settore elettrico sono tratti dal relativo Rapporto R303/2019 dell'ISPRA per l'SNPA sulle Emissioni del Settore Elettrico.

<b>Emissioni evitate in atmosfera</b>	CO <sub>2</sub>	CO	SO <sub>x</sub>	
Fattori di emissione della produzione elettrica nazionale [g/kWh]	491,00	0,0977	0,0636	
Emissioni evitate in 1 anno [kg]	12.531.189,58	2.493,48	1.623,18	
Emissioni evitate in 25 anni [kg]	313.279.739,52	62.336,93	40.579,62	
<b>Emissioni evitate in atmosfera</b>	NO <sub>x</sub>	NH <sub>3</sub>	PM <sub>10</sub>	COVNM
Fattori di emissione della produzione elettrica nazionale [g/kWh]	0,2274	0,0005	0,0054	0,0838
Emissioni evitate in 1 anno [kg]	5.803,65	12,76	137,82	2.138,72
Emissioni evitate in 25 anni [kg]	145.091,27	319,02	3.445,44	53.468,11

Tabella 13 - Emissioni evitate in atmosfera