

PROGETTO

**IMPIANTO AGRIFOTOVOLTAICO DI POTENZA DI PICCO
PARI A 7.5 MWp NEL COMUNE DI LECCE
LOCALITA' "SANT'ANGELO"**

TITOLO

Relazione Tecnica

PROGETTISTA

ING ANTONIO BUCCOLIERI

Ordine ING. Lecce n° 2798:

Via Adige, 16
73023 Lizzanello (LE)
Tel.: 3925745356

PEC: antonio.buccolieri@ingpec.eu



PROPONENTE

INERGIA SOLARE SUD S.r.l.

Sede legale e Amministrativa:

Piazza Manifattura n. 1
38068 Rovereto (TN)
Tel.: 0464/620010 Fax: 0464/620011

PEC: direzione.inergiasolaresud@legalmail.it

VISTI

PROGETTAZIONE

Cod.Elaborato Progettista	Commessa	

Scala	Formato stampa	Cod.Elaborato	Rev.	Nome File	Foglio
-	A4	FV-SAN-ET-REL-01	a	FV-SAN-ET-REL-01- Relazione Tecnica	1 di 23

Rev.	Data	Descrizione	Elaborato	Controllato	Approvato
a	20/04/2022	Prima Emissione	A. Buccolieri	A. Corradetti	R. Cairoli

1	PREMESSA	3
2	PRESENTAZIONE AZIENDALE	4
3	PROPOSTA PROGETTUALE.....	5
3.1	DESCRIZIONE GENERALE IMPIANTO ENERGETICO	5
3.2	SITO DI INTERVENTO.....	6
3.2.1	OPERE DI CONNESSIONE.....	10
3.2.1	CAVIDOTTI.....	12
4	DESCRIZIONE TECNICA IMPIANTI.....	13
4.1	SICUREZZA ELETTRICA IMPIANTO	15
4.1.1	Protezione dalle sovracorrenti	15
4.1.2	Protezione contro i contatti diretti.....	15
4.1.3	Protezione contro i contatti indiretti.....	15
4.1.4	CAVI ELETTRICI MT.....	17
4.1.5	PROTEZIONE DELLE CONDUTTURE ELETTRICHE	18
4.2	IMPIANTO DI TERRA	19
4.3	COESISTENZA TRA CAVI ELETTRICI E CAVI DI TELECOMUNICAZIONI	22
4.3.1	norme generali di esecuzione.....	22

1 PREMESSA

Nel presente documento, con riferimento alle indicazioni riportate al p.to b del comma 2.2 dell'art .2 dell'Allegato alla " DELIBERAZIONE DELLA GIUNTA REGIONALE 30 dicembre 2010, n. 3029" ed anche dell'art.26 comma g) del D.P.R. 207/2010, saranno esposti:

- contenuti di cui all'art 26 comma g) del DPR 207 /2010
 - i. *"descrizione dei diversi impianti presenti nel progetto, soluzioni adottate, individuazione e descrizione del funzionamento complessivo della componente impiantistica e degli elementi interrelazionali con le opere civili.2*

- contenuti di cui alla DGR3029
 - i. *"dati generali del proponente comprendenti, nel caso di impresa, copia di certificato camerale;*
 - ii. *la descrizione delle caratteristiche della fonte utilizzata, con l'analisi della producibilità attesa,...);*
 - iii. *la descrizione dell'intervento, delle fasi, dei tempi e delle modalità di esecuzione dei complessivi lavori previsti, del piano di dismissione degli impianti e di ripristino dello stato dei luoghi, ovvero, nel caso di impianti idroelettrici, delle misure di reinserimento e recupero ambientale proposte;*
 - iv. *una stima dei costi di dismissione dell'impianto e di ripristino dello stato dei luoghi e delle misure di reinserimento e recupero ambientale proposte;*
 - v. *un'analisi delle possibili ricadute sociali, occupazionali ed economiche dell'intervento a livello locale per gli impianti di potenza superiore ad 1 megawatt;*
 - vi. *un elenco delle autorizzazioni, intese, concessioni, licenze, pareri, nulla osta e assensi comunque denominati, già acquisiti o da acquisire ai fini della realizzazione e dell'esercizio dell'opera o intervento."*

2 PRESENTAZIONE AZIENDALE

INERGIA SOLARE SUD Srl è una società facente parte del gruppo INERGIA Spa, società operante nel settore delle energie rinnovabili dal 2003, la cui missione aziendale è quella di sviluppare e implementare progetti nel settore energetico, dedicando particolare attenzione alla produzione di energia da fonti rinnovabili, eolica in particolare.

INERGIA cura, direttamente o attraverso una rete di collaboratori esterni, ogni fase della vita di un progetto:

- ricerca delle fonti di energia rinnovabile competitive
- valutazione del loro potenziale energetico;
- conduzione di studi di fattibilità tecnico-economica;
- progettazione definitiva ed esecutiva degli impianti;
- rilascio Autorizzazioni e permessi;
- realizzazione delle centrali di produzione;
- gestione, esercizio e manutenzione degli impianti.

Ad oggi il gruppo INERGIA ha realizzato ed ha attualmente in esercizio 9 impianti eolici di grande taglia, 8 dei quali in Puglia (2 in provincia di Lecce e 6 in provincia di Foggia) ed 1 in Basilicata, per una potenza totale installata di 200,6 MW, a cui si aggiungono n.8 impianti fotovoltaici da 1 MW, installati tra Puglia ed Abruzzo, per una potenza complessivamente in esercizio pari a 208,6 MW.

La produzione annua di energia da fonte rinnovabile si attesta intorno ai 350.000 MWh/anno, che consentono di soddisfare i consumi di circa 130.000 famiglie e di evitare l'emissione in atmosfera di 185.500 t di CO₂ all'anno.

3 PROPOSTA PROGETTUALE

3.1 DESCRIZIONE GENERALE IMPIANTO ENERGETICO

L'impianto fotovoltaico in progetto è un impianto di circa 7,5 MWp, da realizzarsi su n°3 porzioni dello stesso lotto catastale di intervento (di seguito anche "campi") tra loro distinti entrambi ubicati all'interno dei limiti amministrativi del comune di Lecce (LE). L'impianto comprende il generatore fotovoltaico, costituito da:

- 12.912 moduli fotovoltaici di potenza pari a 580 Wp cadauno, per un totale di **7,48896 MWp**. I moduli fissi sono installati su tracker monoassiali con assi di rotazione orientati secondo la direzione nord-sud;
- viabilità interna sterrata e permeabile, secondo quanto negli allegati elaborati grafici, per consentire il transito dei mezzi di manutenzione e pulizia dei moduli FV.
- Impianti ausiliari (video sorveglianza , illuminazione);
- cabine elettriche di campo e di raccolta;

e le opere connesse per la connessione alla RTN, che comprendono:

- cavidotto MT in arrivo dai campi FV (per uno sviluppo complessivo di circa 5,6 km all'esterno dei campi FV);
- SEU: Stazione utente di elevazione 30/150 kV , ubicata all'interno di un'area condivisa con altri produttori di circa 0.79 ha in prossimità della futura stazione RTN a 150 kV;
- cavo Interrato AT di collegamento tra la SEU e la futura stazione di raccolta TERNA 150kV (circa 250 mt) ;
- stazione di raccolta Terna 150 kV (su un'area di circa 1,19 ha) da collegare sulla linea AT 150kV esistente LecceNord-SanPaolo ;

L'impianto sarà collegato alla rete di distribuzione nazionale e cederà la propria energia in "grid parity", cioè non graverà in alcuna maniera sulla collettività mediante la concessione di contributi. L'investimento sostenuto per la realizzazione dell'impianto sarà ripagato interamente mediante la vendita dell'energia elettrica prodotta dall'impianto.

3.2 SITO DI INTERVENTO

Il sito di intervento è ubicato in agro di Lecce al confine con il territorio di Surbo, giusto ad est della SP93 (Surbo - Torre Rinalda) con le opere di connessione ubicate in terreni prospicienti la SP 236 (Surbo-Casalabate). Si riporta di seguito un inquadramento a scala ampia.

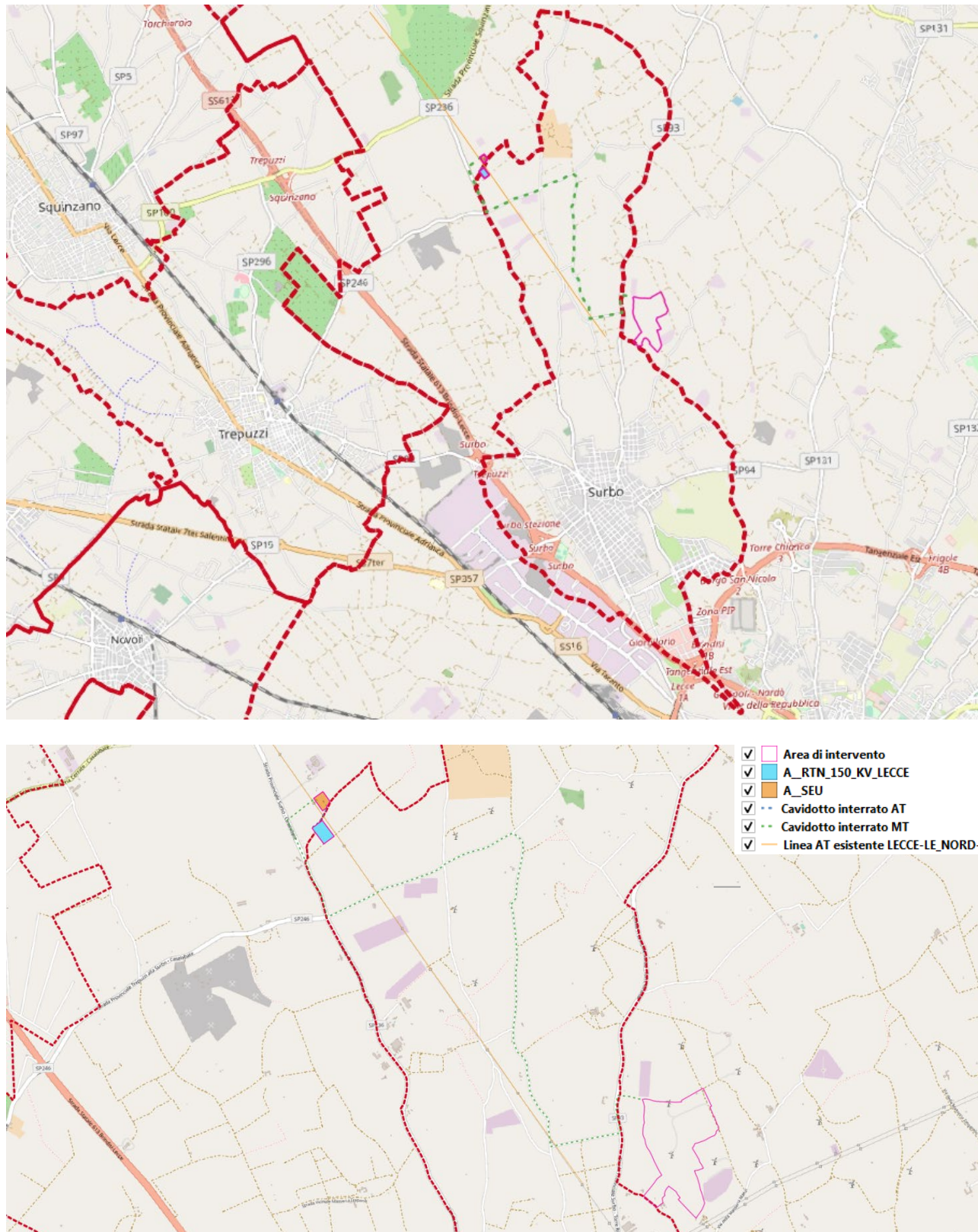
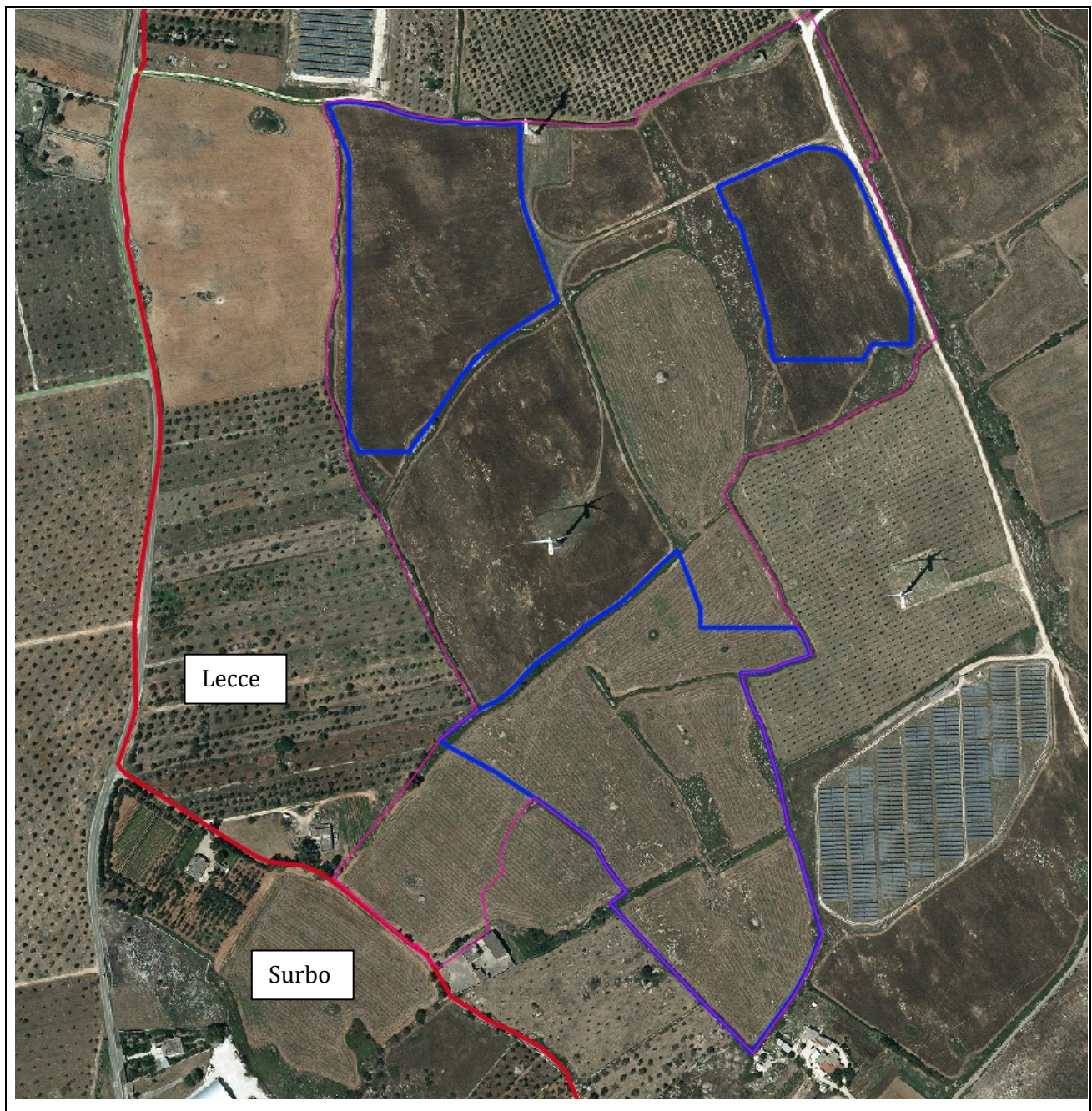


Fig. 4.1: Localizzazione a scala ampia del sito di intervento



- ✓ Area di intervento
- ✓ RECINZIONI_FV

Fig. 4.2: Lotto catastale (IN MAGENTA) intervento agrovoltaico

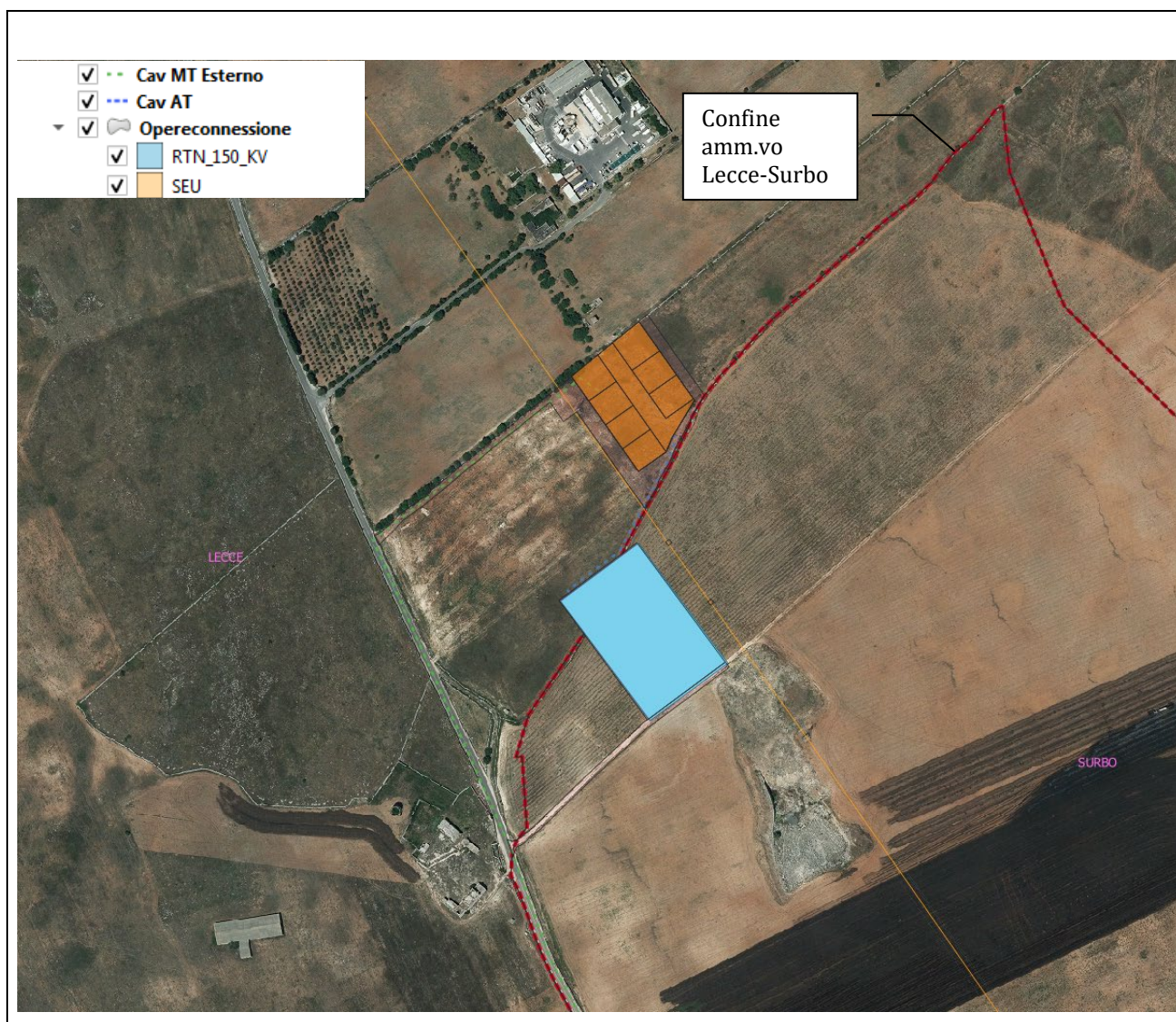


Fig. 4.3: Localizzazione di dettaglio opere di connessione

Come anticipato, il sito ove sarà realizzata l'iniziativa agrivoltaica occupa una **superficie complessiva di circa 27,6 ha, dei quali buona parte risultano già recintati da muretto a secco.**

Il cavidotto esterno interrato in media tensione si svilupperà quasi completamente su strade esistenti dal lotto catastale di intervento fino all'area della SEU 30/150 kV percorrendo complessivamente **una lunghezza limitata a 5,6km .**

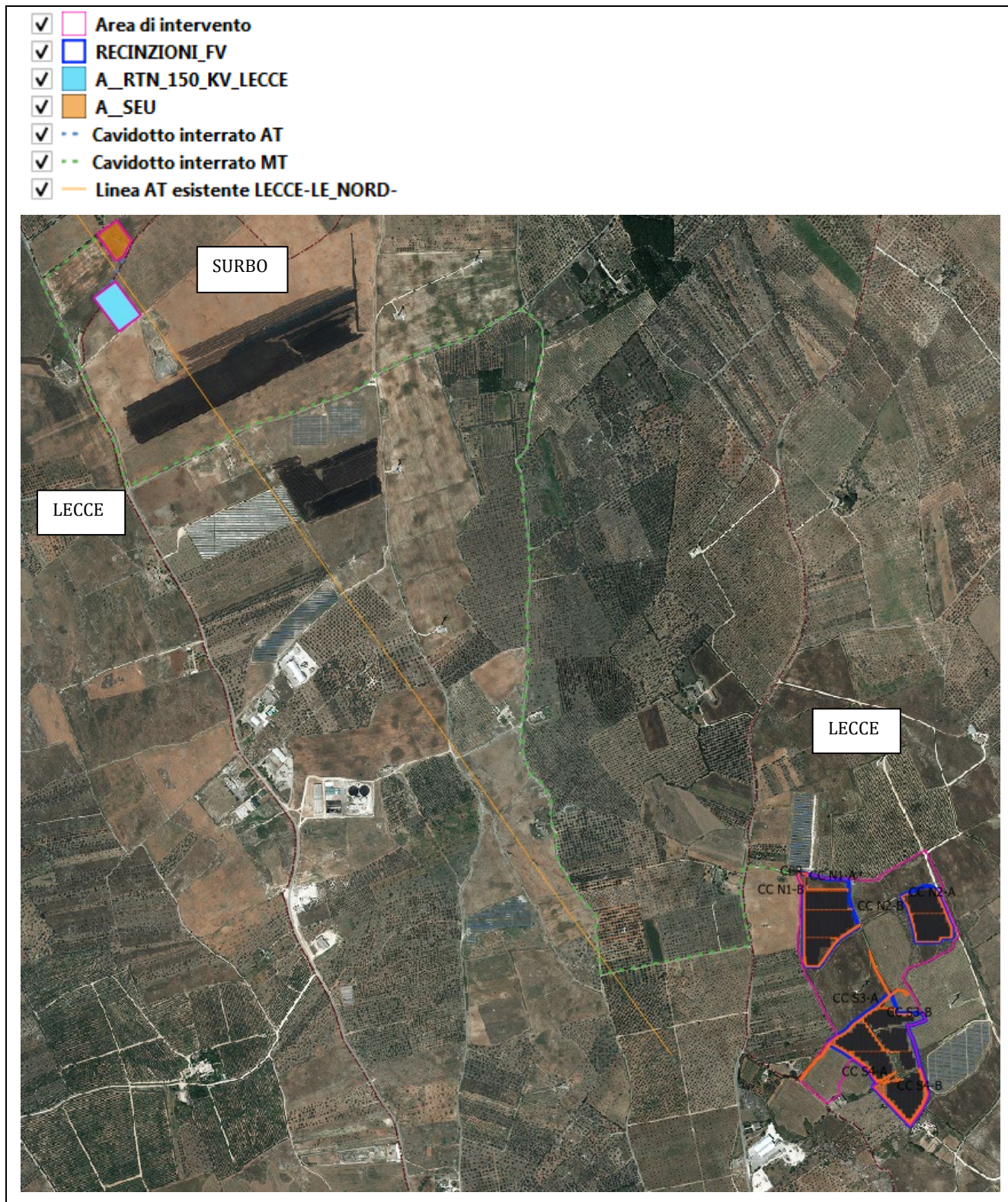


Fig. 4.4: Cavidotto MT esterno e opere di connessione SEU, cav. AT ed RTN 150 kV

3.2.1 OPERE DI CONNESSIONE

La **sottostazione elettrica utente** di trasformazione MT/AT 30/150 kV, sarà realizzata nel Comune di Lecce(LE), nelle vicinanze della futura stazione elettrica 150 kV di Terna (RTN) all'interno di un'area condivisa con altri produttori posta su di un'area individuata al N.C.T. di Lecce al foglio Fg 59 p.lla 20, come da planimetria catastale di progetto cui si rimanda, per una superficie complessiva di 7925mq (totale dell'area SEU condivisa fra più produttori).

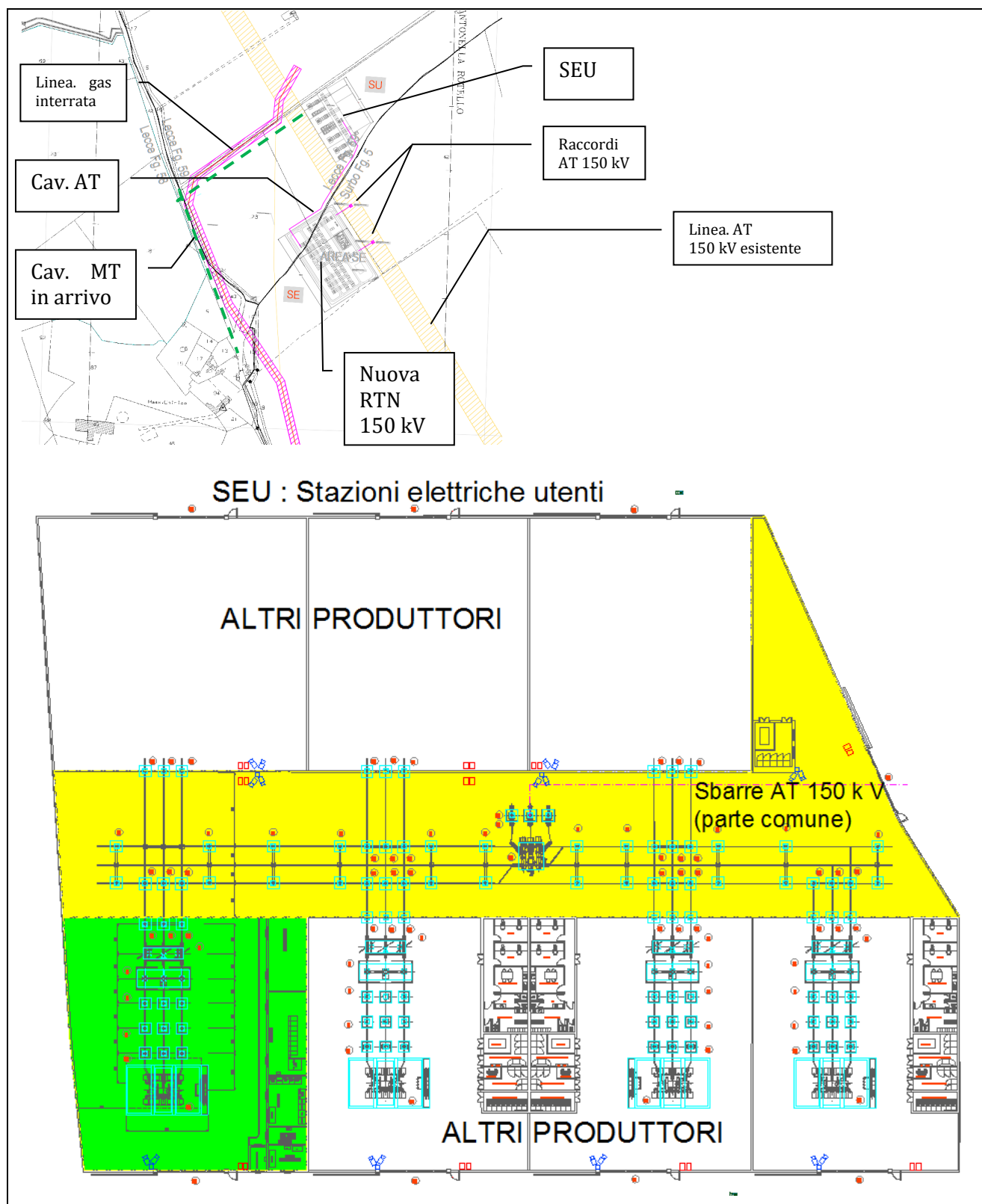


Fig. 4.5: Planimetria opere di connessione

In planimetria è indicata con area verde l'area della stazione elettrica 30/150 kV dedicata all'impianto di progetto, in giallo l'area delle sbarre e apparecchiature AT 150 kV comuni, ed in bianco l'area destinata ad altri produttori di energia.- Tutta l'area recintata della SEU occupa una superficie di 7925 mq. Intorno ad essa , la viabilità di accesso occuperà circa 5300 mq.

3.2.1 CAVIDOTTI

I cavidotti saranno interrati alla profondità massima di circa m 1,50 rispetto al piano stradale, con sovrapposizione sia in corrispondenza del cavo che della fibra ottica - come da normativa - di tegoli o lastre protettive a 10 cm di distanza, in caso di posa direttamente interrata, e di nastro monitore.

Si riportano di seguito le sezioni tipiche di posa per i tratti di cavidotto MT che saranno posati in corrispondenza di viabilità asfaltata e viabilità non asfaltata.

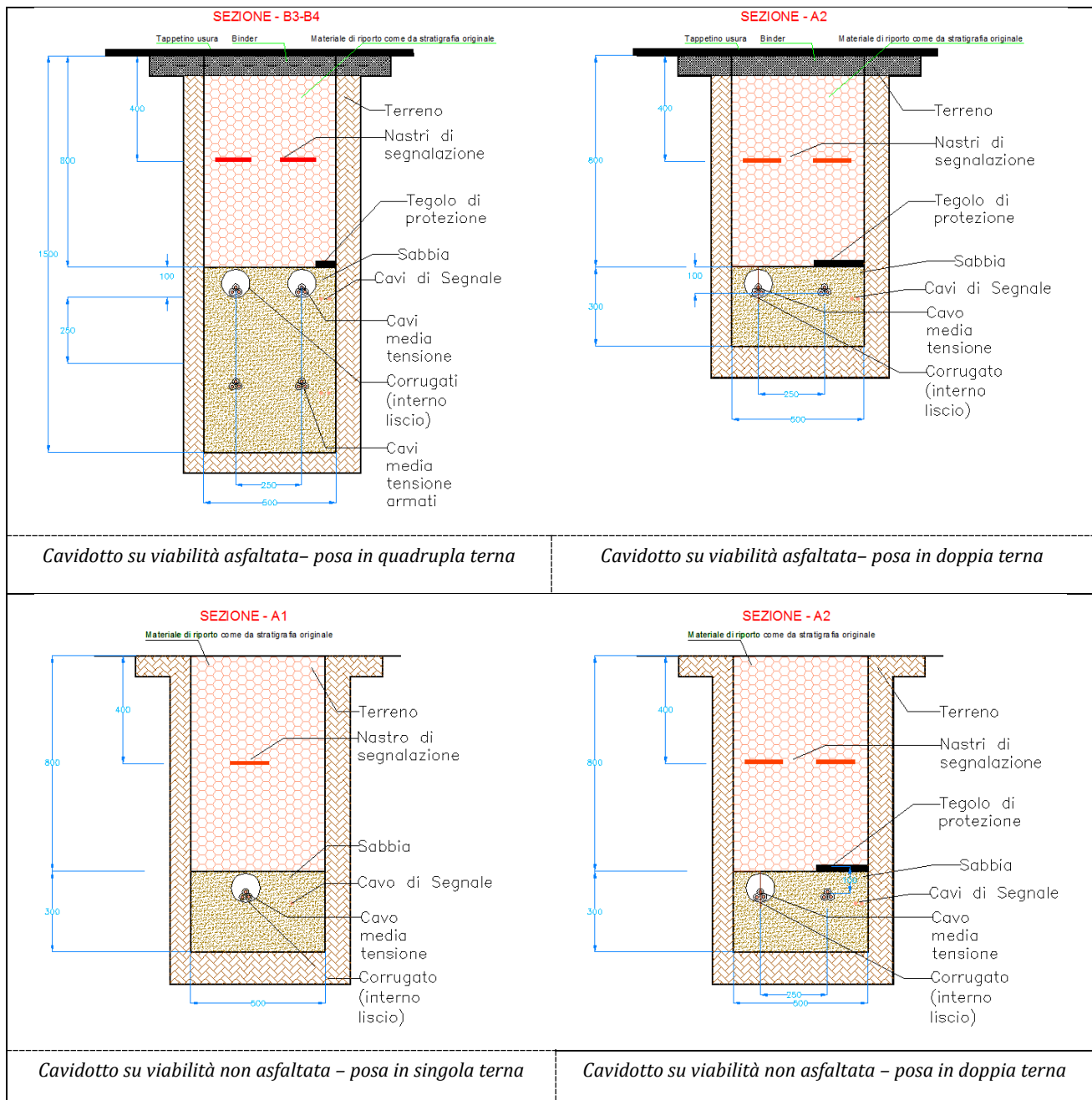


Fig. 4.6: Tipici cavidotti

Come si può notare, in funzione del numero di terne che saranno posate, la profondità di scavo è variabile tra 1,10 e 1,50 m, e la larghezza di scavo è limitata a 0,5 m.

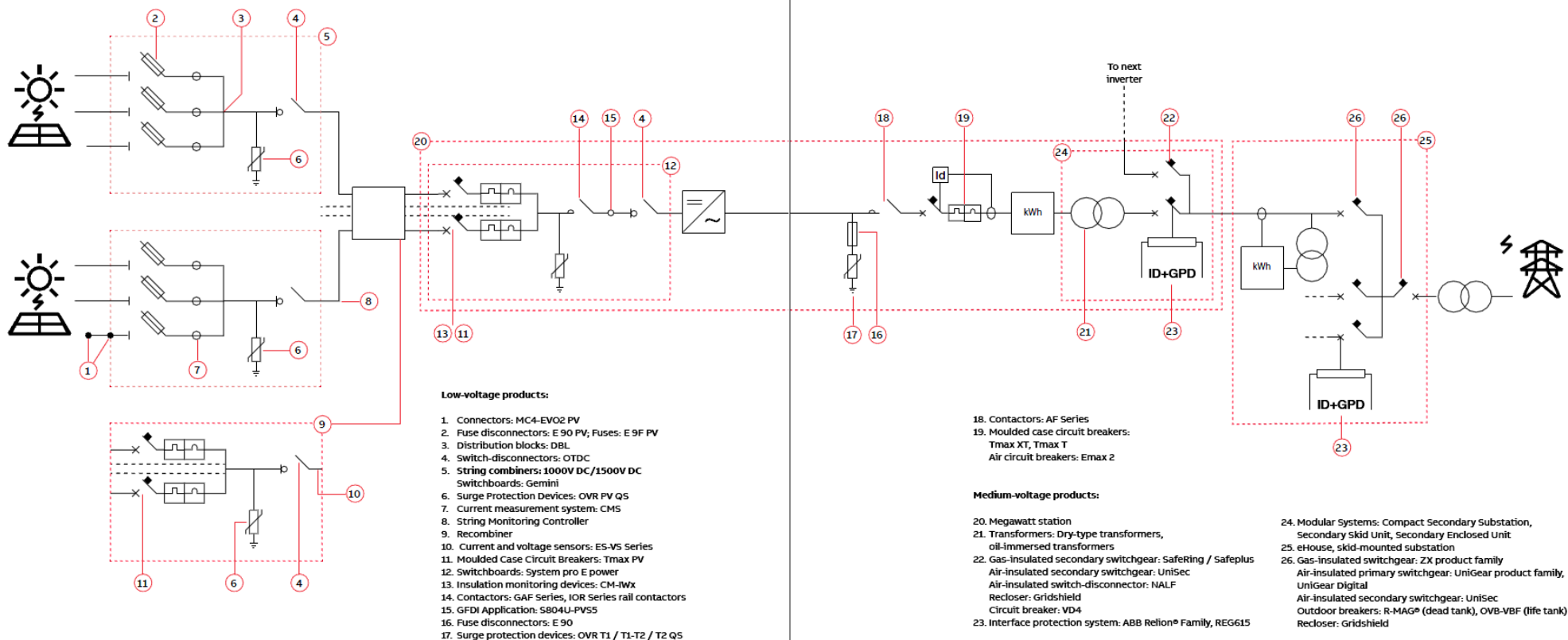
Complessivamente saranno scavati, per il collegamento dei vari campi FV tra di loro ed alla SSE utente, circa 5,6 km di trincea, per un volume di scavo complessivo di circa 3.460 mc.

4 DESCRIZIONE TECNICA IMPIANTI

Di seguito uno schema generale elettrico relativo agli impianti di generazione industriale, che indica la successione dei percorsi dell'energia prodotta, dalla generazione, fino al punto di consegna.

Examples of photovoltaic applications

Sistemi utility scale > 1000 kW MT/AT



4.1 SICUREZZA ELETTRICA IMPIANTO

4.1.1 PROTEZIONE DALLE SOVRACORRENTI

La protezione contro le sovracorrenti sarà assicurata secondo le prescrizioni della Norma CEI 64-8. In particolare sarà assicurato il coordinamento tra i cavi e i dispositivi di massima corrente installati, secondo le seguenti regole:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$
$$I_{cc}^2 t \leq K^2 S^2$$

dove :

I_b = corrente di impiego del cavo

I_n = corrente nominale dell'interruttore

I_z = portata del cavo

I_{cc} = corrente di cortocircuito

t = tempo di intervento dell'interruttore

K = coefficiente che dipende dal tipo di isolamento del cavo

S = sezione del cavo

4.1.2 PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI

Le varie sezioni dell'impianto sono costituite da sistemi di Categoria I. Non essendo presenti circuiti a bassissima tensione di sicurezza (SELV) né a bassissima tensione di protezione (PELV), la protezione contro i contatti diretti sarà assicurata mediante isolamento completo delle parti attive, sia per la sezione in corrente continua che per quella in corrente alternata.

4.1.3 PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI INDIRETTI

La protezione contro i contatti indiretti sarà assicurata mediante:

- messa a terra delle masse e delle masse estranee;
- scelta e coordinamento dei dispositivi di interruzione automatici della corrente di guasto, in conformità a quanto prescritto dalla Norma CEI 64-8.
- ricerca ed eliminazione del primo guasto a terra.

In particolare, l'impianto rientra nei sistemi di tipo "TN", saranno installati interruttori differenziali tali da garantire il rispetto della seguente relazione nei tempi riportati in tabella I:

$$Z_S I_a \leq U_0$$

dove:

Z_S è l'impedenza dell'anello di guasto comprensiva dell'impedenza di linea e dell'impedenza della sorgente

I_a è la corrente che provoca l'interruzione automatica del dispositivo di protezione in Ampere, secondo le prescrizioni della norma 64-8/4; quando il dispositivo di protezione è un dispositivo di protezione a corrente differenziale, la corrente I_a è la corrente differenziale $I_{\Delta n}$.

U_0 tensione nominale in c.a. (valore efficace della tensione fase – terra) in Volt

U0(V)	Tempo di interruzione (s)
120	0,8
230	0,4
400	0,2
>400	0,1

Tabella 1: Tempi massimi di interruzione per sistemi TN

Per ridurre il rischio di contatti pericolosi il campo fotovoltaico lato corrente continua è assimilabile ad un sistema IT cioè flottante da terra. La separazione galvanica tra il lato corrente continua e il lato corrente alternata è garantito dalla presenza del trasformatore BT/MT. 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 delle 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 ogni inverter sarà munito di un opportuno dispositivo di rivelazione degli squilibri verso massa, che ne provoca l'immediato spegnimento e l'emissione di una segnalazione di allarme.

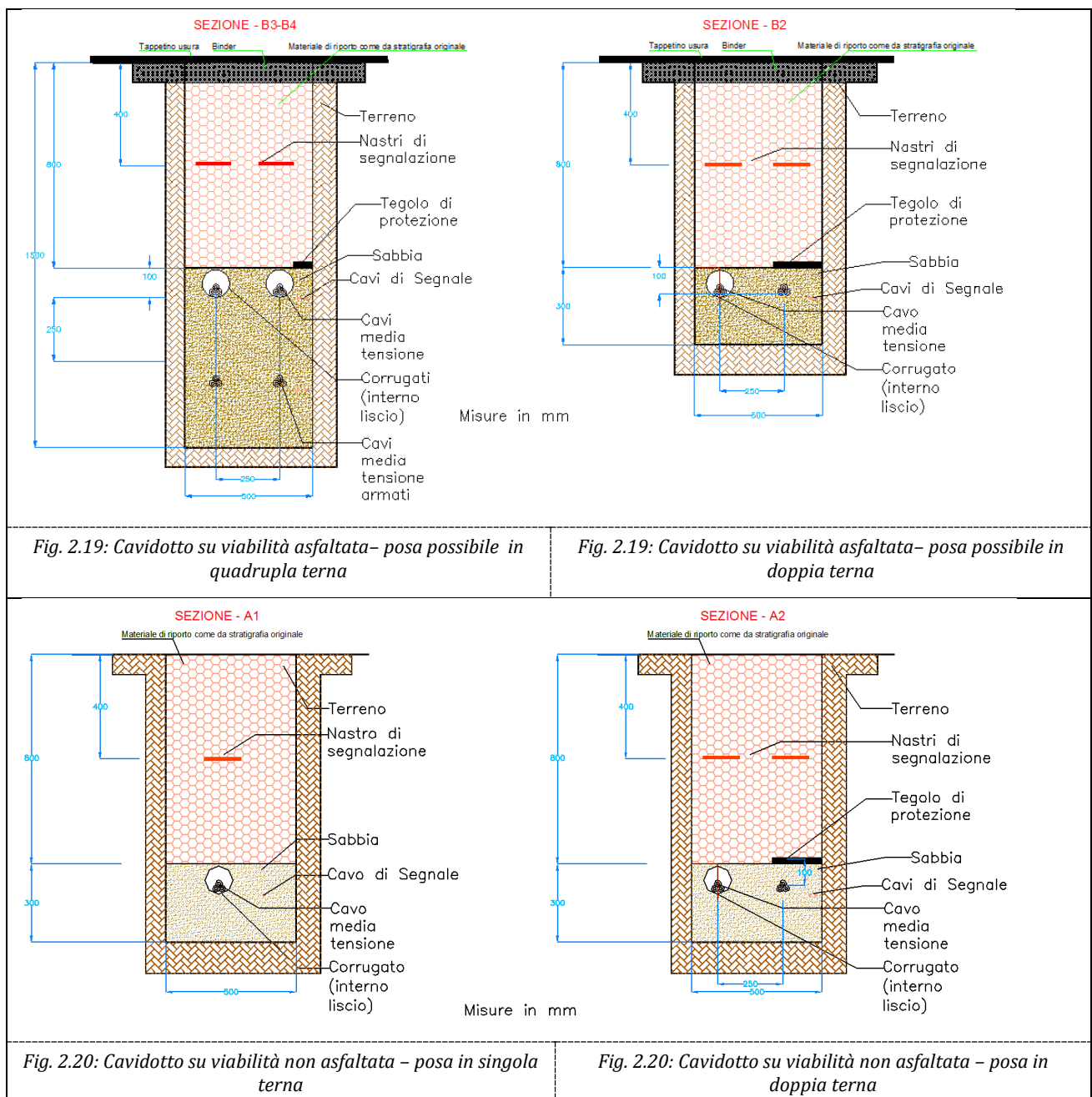
4.1.4 CAVI ELETTRICI MT

L'impianto FV è costituito da 3 macro aree, tra loro separate. Da ciascuna cabina di campo in cui alloggia l'inverter, partono delle linee in MT interrate che collegano tra di loro i sottocampi.

Dalla cabina di raccolta (CBR), nel campo OVEST, parte una linea MT che veicola la corrente prodotta dall'interno impianto FV alla cabina di consegna ubicata all'interno della stazione di utenza (SEU).

I cavidotti saranno interrati alla profondità massima di circa m 1,50 rispetto al piano stradale, con sovrapposizione sia in corrispondenza del cavo che della fibra ottica - come da normativa - di tegoli o lastre protettive a 10 cm di distanza, in caso di posa direttamente interrata, e di nastro monitor.

Si riportano di seguito le sezioni tipiche di posa per i tratti di cavidotto MT che saranno posati in corrispondenza di viabilità asfaltata e viabilità non asfaltata.



Come si può notare, in funzione del numero di terne che saranno posate, la profondità di scavo è variabile tra 1,10 e 1,50 m, e la larghezza di scavo è limitata a 0,5 m.

Per quanto concerne i cavidotti MT interni al campo, per il collegamento dei sottocampi alle cabine di campo si prevede l'utilizzo di cavi tripolari ad elica visibile di sezione pari a 70mmq, con conduttori in alluminio.

L'energia prodotta dai tre campi FV sarà trasportata dalla cabina di raccolta MT (CBR) al quadro MT della stazione d'utenza (SEU), mediante linea interrata MT con cavo tripolare ad elica visibile di sezione pari a 160 mmq.

Le correnti massime che potranno essere trasportate dalle linee MT sono indicate nella tabella successiva:

	Corr. Prodotta	Sez. Nom.	Portata nom	CEI-UNEL 35027	Portata cavo	Lungh	Cad. tensione	% Cad. tensione
	I _b		I _n (A)	K _{tot}	I _z (A)	L (m)	ΔV (V)	ΔV%
N2 → N1	40	70	212	1,028736	218	420	9,81	0,0327%
N2 → CBR	82	70	212	1,028736	218	20	0,97	0,003%
S4 → S3	39	70	212	1,028736	218	310	7,19	0,024%
S3 → CBR	78	70	212	1,028736	218	580	26,79	0,089%
CBR → SEU	160	150	325	1,03776	337	5630	279,50	0,932%

Tabella 2: Tabella portate di corrente cavidotti MT

Si prevede l'installazione delle seguenti quantità di cavo:

Sez. Cavo	Q.tà (ml)
Sez 70	1330
Sez 150	5630

Le quantità, le sezioni e la tipologia, nonché la tipologia di posa del cavo potranno variare in fase di progettazione esecutiva.

4.1.5 PROTEZIONE DELLE CONDUTTURE ELETTRICHE

I conduttori che costituiscono gli impianti dovranno essere protetti contro le sovracorrenti causate da sovraccarichi o da corto circuiti. La protezione contro i sovraccarichi dovrà essere effettuata in ottemperanza alle prescrizioni delle norme CEI 64-8/1 ÷ 7.

In particolare i conduttori dovranno essere scelti in modo che la loro portata (I_z) sia superiore o almeno uguale alla corrente di impiego (I_b) (valore di corrente calcolato in funzione della massima potenza da trasmettere in regime permanente). Gli interruttori automatici magnetotermici da installare a loro protezione dovranno avere una corrente nominale (I_n) compresa fra la corrente di impiego del conduttore (I_b) e la sua portata nominale (I_z) ed una corrente di funzionamento (I_f) minore o uguale a 1,45 volte la portata (I_z). In tutti i casi dovranno essere soddisfatte le seguenti relazioni:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$I_f \leq 1,45 I_z$$

La seconda delle due disuguaglianze sopra indicate sarà automaticamente soddisfatta nel caso di impiego di interruttori automatici conformi alle norme CEI EN 60898-1 e 60947-2.

Gli interruttori automatici magnetotermici dovranno interrompere le correnti di corto circuito che possano verificarsi nell'impianto in tempi sufficientemente brevi per garantire che nel conduttore protetto non si raggiungano temperature pericolose secondo la relazione:

$$I_q \leq K_s^2 \text{ (norme CEI 64-8/1 } \div 7 \text{)}.$$

Essi dovranno avere un potere di interruzione almeno uguale alla corrente di corto circuito presunta nel punto di installazione.

Sarà consentito l'impiego di un dispositivo di protezione con potere di interruzione inferiore a condizione che a monte vi sia un altro dispositivo avente il necessario potere di interruzione (norme CEI 64-8/1 \div 7).

In questo caso le caratteristiche dei 2 dispositivi dovranno essere coordinate in modo che l'energia specifica passante I^2t lasciata passare dal dispositivo a monte non risulti superiore a quella che potrà essere sopportata senza danno dal dispositivo a valle e dalle condutture protette.

In mancanza di specifiche indicazioni sul valore della corrente di cortocircuito, si presume che il potere di interruzione richiesto nel punto iniziale dell'impianto non sia inferiore a:

- 3.000 A nel caso di impianti monofasi;
- 4.500 A nel caso di impianti trifasi.

4.2 IMPIANTO DI TERRA

In base alla norma CEI EN 50522, tale impianto è da considerarsi come segue:

- lato corrente continua (CC) del tipo IT con tutte le parti attive isolate da terra, e le masse metalliche collegate all'impianto di terra dell'utente;
- lato corrente alternata (CA) del tipo IT con tutte le parti attive isolate da terra, e le masse metalliche collegate all'impianto di terra dell'utente;

Nell'area dedicata alla centrale fotovoltaica sarà realizzato un impianto di terra con i relativi dispersori intenzionali a maglia di corda di rame, come specificato nell'elaborato grafico relativo.

Il dimensionamento dell'impianto di terra terrà conto dei dispersori di fatto.

Il dispersore di terra (di valore inferiore a 10 Ω) sarà unico e costituito da una corda in rame nudo da 50 mm², interrata a circa 0,5 m di profondità integrata da picchetti infissi nel terreno entro pozzetti ispezionabili. Fanno parte integrante del sistema di dispersione le reti in acciaio annegate nel pavimento del locale trasformazione elettrica per rendere detto locale equipotenziiale. Per la cabina di trasformazione e consegna e per la cabina di connessione saranno realizzate maglie di terra di

dimensioni 6x6 m circa con corda di rame nuda interrata della sezione di almeno 50 mmq. Saranno direttamente collegati a questa maglia i sostegni metallici delle apparecchiature AT. Il locale trasformazione sarà dotata di un proprio collettore di terra principale, costituito da una barratura in rame fissata a parete, a cui faranno capo i seguenti conduttori:

- il conduttore di terra proveniente dal dispersore;
- il conduttore di terra proveniente dei ferri di armatura;
- il centro-stella (neutri) del trasformatore;
- il P.E. destinato al collegamento della carcassa del trasformatore;
- il nodo di terra del Quadro Generale BT.

Dal nodo di terra posto in corrispondenza del Quadro Generale BT di Cabina saranno poi derivati tutti i conduttori di protezione ed equipotenziali destinati al collegamento dei quadri di distribuzione e quindi di tutte le masse estranee dell'impianto. Ad ogni quadro elettrico sarà associato un nodo di terra costituito da una barra in rame.

L'impianto di terra risulterà realizzato in conformità alla norma CEI 64-8 e adesso saranno collegate:

- le masse metalliche di tutte le apparecchiature elettriche;
- le masse metalliche estranee accessibili (strutture di sostegno moduli);

Tutti i conduttori di protezione ed equipotenziali presenti nell'impianto saranno identificati con guaina isolante di colore giallo-verde e saranno in parte contenuti all'interno dei cavi multipolari impiegati per l'alimentazione delle varie utenze, in parte costituiranno delle dorsali comuni a più circuiti. Per dimensionare il suddetto impianto di terra sarà necessario richiedere il valore della corrente di guasto monofase a terra ed il tempo di eliminazione del guasto. Tali valori vengono forniti all'ENEL dal GSE sede territoriale competente. Ai sensi dell'articolo 2 del DPR 22 ottobre 2001 n. 462, prima dell'entrata in servizio dell'impianto, sarà effettuata da parte di un tecnico abilitato la verifica dell'impianto di terra.

Per ogni edificio/ cabina contenente impianti elettrici dovrà essere opportunamente previsto, in sede di costruzione, un proprio impianto di messa a terra (impianto di terra locale) che dovrà soddisfare le prescrizioni delle vigenti norme CEI 64-8/1 ÷ 7 e 64-12. Tale impianto dovrà essere realizzato in modo da poter effettuare le verifiche periodiche di efficienza e comprende:

- il dispersore (o i dispersori) di terra, costituito da uno o più elementi metallici posti in intimo contatto con il terreno e che realizza il collegamento elettrico con la terra (norma CEI 64-8/5);
- il conduttore di terra, non in intimo contatto con il terreno destinato a collegare i dispersori fra di loro e al collettore (o nodo) principale di terra. I conduttori parzialmente interrati e non isolati dal terreno dovranno essere considerati a tutti gli effetti dispersori per la parte interrata e conduttori di terra per la parte non interrata o comunque isolata dal terreno (norma CEI 64-8/5);
- il conduttore di protezione, parte del collettore di terra, arriverà in ogni impianto e dovrà essere collegato a tutte le prese a spina (destinate ad alimentare utilizzatori per i quali sia prevista la protezione contro i contatti indiretti mediante messa a terra) o direttamente alle masse di tutti

gli apparecchi da proteggere, compresi gli apparecchi di illuminazione con parti metalliche comunque accessibili. E' vietato l'impiego di conduttori di protezione non protetti meccanicamente con sezione inferiore a 4 mm^2 . Nei sistemi TT (cioè nei sistemi in cui le masse sono collegate ad un impianto di terra elettricamente indipendente da quello del collegamento a terra del sistema elettrico) il conduttore di neutro non potrà essere utilizzato come conduttore di protezione;

- il collettore (o nodo) principale di terra nel quale confluiranno i conduttori di terra, di protezione, di equipotenzialità ed eventualmente di neutro, in caso di sistemi TN, in cui il conduttore di neutro avrà anche la funzione di conduttore di protezione (norma CEI 64- 8/5);
- il conduttore equipotenziale, avente lo scopo di assicurare l'equipotenzialità fra le masse e/o le masse estranee ovvero le parti conduttrici, non facenti parte dell'impianto elettrico, suscettibili di introdurre il potenziale di terra (norma CEI 64-8/5).

Una volta realizzato l'impianto di messa a terra, la protezione contro i contatti indiretti potrà essere realizzata con uno dei seguenti sistemi:

- coordinamento fra impianto di messa a terra e protezione di massima corrente. Questo tipo di protezione richiede l'installazione di un impianto di terra coordinato con un interruttore con relè magnetotermico, in modo che risulti soddisfatta la seguente relazione: $R_t \leq 50/I_s$, dove R_t è il valore in Ohm della resistenza dell'impianto di terra nelle condizioni più sfavorevoli e I_s è il più elevato tra i valori in ampere della corrente di intervento in 5 s del dispositivo di protezione; ove l'impianto comprenda più derivazioni protette dai dispositivi con correnti di intervento diverse, deve essere considerata la corrente di intervento più elevata;
- coordinamento fra impianto di messa a terra e interruttori differenziali. Questo tipo di protezione richiede l'installazione di un impianto di terra coordinato con un interruttore con relè differenziale che assicuri l'apertura dei circuiti da proteggere non appena eventuali correnti di guasto creino situazioni di pericolo. Affinché detto coordinamento sia efficiente dovrà essere osservata la seguente relazione: $R_t \leq 50/I_d$, dove R_d è il valore in Ohm della resistenza dell'impianto di terra nelle condizioni più sfavorevoli e I_d il più elevato fra i valori in ampere delle correnti differenziali nominali di intervento delle protezioni differenziali poste a protezione dei singoli impianti utilizzatori.

Negli impianti di tipo TT, alimentati direttamente in bassa tensione dalla Società Distributrice, la soluzione più affidabile ed in certi casi l'unica che si possa attuare è quella con gli interruttori differenziali che consentono la presenza di un certo margine di sicurezza a copertura degli inevitabili aumenti del valore di R_t durante la vita dell'impianto.

4.3 COESISTENZA TRA CAVI ELETTRICI E CAVI DI TELECOMUNICAZIONI

4.3.1 NORME GENERALI DI ESECUZIONE

La norma CEI 11-17 definisce le norme di esecuzione in caso di coesistenza tra cavi di energia ed altri servizi tecnologici interrati. In particolare al paragrafo 6.1 vengono descritte le modalità di posa in caso coesistenza tra cavi di energia e telecomunicazione.

Parallelismi

Nei percorsi paralleli, i cavi di energia ed i cavi di telecomunicazione devono, di regola, essere posati alla maggiore possibile distanza tra loro; nel caso per es. di posa lungo la stessa strada, possibilmente ai lati opposti di questa.

Ove per giustificate esigenze tecniche il criterio di cui sopra non possa essere seguito, è ammesso posare i cavi vicini fra loro purché sia mantenuta, fra essi, una distanza minima, in proiezione su di un piano orizzontale, non inferiore a 0,30 m.

Qualora detta distanza non possa essere rispettata, si deve applicare sul cavo posato alla minore profondità, oppure su entrambi i cavi quando la differenza di quota fra essi è minore di 0,15 m, uno dei dispositivi di protezione descritti in 6.1.4 consistenti in involucri (cassette o tubi) preferibilmente in acciaio zincato a caldo (Norma CEI 7-6) od inossidabile, con pareti di spessore non inferiore a 2 mm.

Le prescrizioni di cui sopra non si applicano quando almeno uno dei due cavi è posato, per tutta la tratta interessata, in appositi manufatti (tubazioni, cunicoli, ecc.) che proteggono il cavo stesso e ne rendono possibile la posa e la successiva manutenzione senza la necessità di effettuare scavi.

Le prescrizioni di cui sopra non si applicano quando i due cavi sono posati nello stesso manufatto; per tali situazioni di impianto si devono prendere tutte le possibili precauzioni, ai fini di evitare che i cavi di energia e di telecomunicazione possano venire a diretto contatto fra loro, anche quando le loro guaine sono elettricamente connesse.

In particolare:

- nel caso di gallerie, la posa dei cavi di telecomunicazione e di energia deve essere fatta su mensole distinte, chiaramente individuabili;
- nel caso di cunicoli o di condotti, la posa dei cavi di energia e di quelli di telecomunicazione deve essere fatta in sedi o in fori distinti.

Incroci

Nell'esecuzione Ai sensi della norma CEI 11-17:

- il cavo di energia deve, di regola, essere situato inferiormente al cavo di telecomunicazione;
- la distanza tra i due cavi non deve essere inferiore a 0,30 m;
- il cavo posto superiormente deve essere protetto, per una lunghezza non inferiore ad 1 m, con uno dei dispositivi descritti al precedente paragrafo; detti dispositivi devono essere disposti simmetricamente rispetto all'altro cavo.

Ove, per giustificate esigenze tecniche, non possa essere rispettata la distanza minima della linea precedente, si deve applicare su entrambi i cavi la protezione suddetta.

Quando almeno uno dei due cavi è posto dentro appositi manufatti (tubazioni, cunicoli, ecc.) che proteggono il cavo stesso e ne rendono possibile la posa e la successiva manutenzione senza la necessità di effettuare scavi, non è necessario osservare le prescrizioni sopraelencate.