



## COMUNE DI LATIANO



**PV TOSSANO**  
**PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO**  
**AGRIVOLTAICO AVENTE POTENZA PARI A 21,09 MWp**  
**CON RELATIVO COLLEGAMENTO ALLA RETE ELETTRICA**  
**SITO NEL COMUNE DI LATIANO (BR)**

*Relazione Tecnico-descrittiva*

ELABORATO

**PR01**

**PROPONENTE:****UKA Solar Latiano S.r.l.**

*Società a responsabilità limitata con socio unico*  
 Sede legale: Via Ombrone, n. 14  
 00198 Roma (RM)  
 C.F., P.I -CZ: 16690651001

**CONSULENZA:**

Dott.ssa Paola D'ANGELA

Dott.ssa Agr. For. Marina D'ESTE

Dott. Geol. Michele VALERIO

**PROGETTISTI:**

SOCIETÀ DI INGEGNERIA

Via Caduti di Nassiriyah 55  
 70124 Bari (BA)  
 e-mail: atechsrl@libero.it  
 pec: atechsrl@legalmail.it

**DIRETTORE TECNICO**

Dott. Ing. Orazio TRICARICO  
 Ordine ingegneri di Bari n. 4985



Dott. Ing. Alessandro ANTEZZA  
 Ordine ingegneri di Bari n. 10743



EM./REV.	DATA	REDATTO	VERIFICATO	APPROVATO	DESCRIZIONE
0	AGOSTO 2022	C.C. - V.D.P.	A.A.	O.T.	Progetto definitivo

<b>1. PREMESSA</b> .....	<b>3</b>
<b>2. DESCRIZIONE DEL PROGETTO INTEGRATO</b> .....	<b>3</b>
<b>3. INQUADRAMENTO TERRITORIALE</b> .....	<b>6</b>
<b>4. CRITERI DI PROGETTAZIONE</b> .....	<b>9</b>
<b>5. CARATTERISTICHE TECNICHE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO</b> .....	<b>10</b>
<b>5.1. GENERATORE FOTOVOLTAICO</b>	<b>10</b>
<b>5.2. CONVERTITORE CC/CA</b>	<b>11</b>
<b>5.3. QUADRO DI STRINGHE IN CORRENTE CONTINUA</b>	<b>15</b>
<b>5.4. STRUTTURE PORTA-PANNELLI</b>	<b>15</b>
<b>6. CALCOLI E VERIFICHE DI PROGETTO DELL'IMPIANTO SOLARE</b> .....	<b>16</b>
<b>6.1. VARIAZIONE DELLA TENSIONE CON LA TEMPERATURA PER LA SEZIONE IN C.C.</b>	<b>16</b>
<b>7. STAZIONI DI ENERGIA</b> .....	<b>17</b>
<b>7.1. SCOMPARTO DI AT</b>	<b>18</b>
<b>7.2. DISPOSITIVO GENERALE</b>	<b>19</b>
<b>7.3. PROTEZIONE GENERALE</b>	<b>19</b>
<b>7.4. PROTEZIONI DI INTERFACCIA</b>	<b>19</b>
<b>7.5. PROTEZIONI RETE AD ANELLO E TRASFORMATORI</b>	<b>20</b>
<b>8. ILLUMINAZIONE GENERALE E DI SICUREZZA</b> .....	<b>20</b>
<b>8.1. ILLUMINAZIONE GENERALE</b>	<b>20</b>
<b>8.2. ILLUMINAZIONE DI SICUREZZA</b>	<b>21</b>
<b>9. F.M. E TERRA DI PROTEZIONE</b> .....	<b>21</b>



<b>9.1. QUADRERIE</b>	<b>21</b>
<b>9.2. PROTEZIONE DAL CORTO CIRCUITO DAL SOVRACCARICO E DAI CONTATTI INDIRETTI</b>	<b>21</b>
<b>9.3. RETE DI DISTRIBUZIONE BT IN CA</b>	<b>23</b>
<b>9.4. RETE DI DISTRIBUZIONE BT IN CC</b>	<b>24</b>
<b>9.5. RETE DI PROTEZIONE DI TERRA</b>	<b>25</b>
<b>10. PROGETTO DELL'ELETTRODOTTO .....</b>	<b>26</b>
<b>10.1. DESCRIZIONE DEL TRACCIATO DEL CAVO</b>	<b>27</b>
<b>10.2. MODALITÀ DI POSA</b>	<b>27</b>
<b>11. DESCRIZIONE DELLA STAZIONE UTENTE .....</b>	<b>30</b>
<b>11.1. CONSISTENZA DELLA SEZIONE IN ALTA TENSIONE A 150 kV</b>	<b>30</b>
<b>11.2. COLLEGAMENTO ALLA STAZIONE RTN</b>	<b>30</b>
<b>11.3. FABBRICATI</b>	<b>31</b>
<b>11.4. STRADE E PIAZZOLE</b>	<b>31</b>
<b>11.5. SMALTIMENTO ACQUE METEORICHE E FOGNARIE</b>	<b>31</b>
<b>12. RACCORDI ALLA RTN .....</b>	<b>32</b>



## 1. PREMESSA

Il presente documento, che la **Relazione Tecnico-descrittiva** del **progetto per la realizzazione di un impianto agrovoltaico della potenza di 21,09464 MW, con relativo collegamento alla rete elettrica, da ubicarsi nel territorio di Latiano (BR)**.

In particolare il progetto si estende su una superficie territoriale di circa 36 ettari occupati dall'impianto fotovoltaico integrato ad un progetto di valorizzazione agricola caratterizzato dalla presenza di aree coltivabili tra le strutture di sostegno (interfile) e una fascia arborea perimetrale per la mitigazione visiva dell'impianto.

## 2. DESCRIZIONE DEL PROGETTO INTEGRATO

Il proponente *UKA Solar Latiano*, che promuove l'impianto agrovoltaico denominato "PV TOSSANO". In particolare, l'impianto promosso si qualifica per le seguenti caratteristiche:

- potenza *green* prodotta;
- utilizzo agricolo del suolo per il 70 %;
- impiego stabile in agricoltura di non meno di 4 unità
- riduzione del consumo idrico dovuto all'evapotraspirazione pari a non meno del 30%;
- minimo impatto visivo grazie alla ridotta altezza massima delle installazioni e alla presenza di efficaci misure di mitigazione che consentiranno il perfetto inserimento nel tessuto a mosaico della campagna della provincia brindisina.

Il presente **impianto agrofotovoltaico** si estende su una superficie territoriale di circa 36 ettari occupati dall'impianto fotovoltaico connesso ad un progetto di valorizzazione agricola caratterizzato dalla presenza di aree coltivabili tra le strutture di sostegno (interfile), nelle aree interne e perimetrali, per la mitigazione visiva dell'impianto.

Il presente progetto integrato, per la parte "agro", è basato sui principi dell'agricoltura biologica, con colture diversificate al fine di *promuovere l'organizzazione della filiera alimentare*.



Il progetto integrato con l'impianto fotovoltaico, *rende più efficiente l'uso dell'energia nell'agricoltura e nell'industria alimentare, e favorisce l'approvvigionamento e l'utilizzo di fonti di energia rinnovabili ed altresì contribuisce alla riduzione delle emissioni di gas a effetto serra.*

Il progetto dell'impianto agrivoltaico è stato sviluppato nel pieno rispetto delle caratteristiche e dei requisiti minimi dettati dalle "Linee Guida in materia di Impianti Agrivoltaici", al fine di garantire un'interazione più sostenibile fra produzione energetica e produzione agricola.

In particolare, l'impianto rispetta i seguenti requisiti:

- **REQUISITO A:** l'impianto agrivoltaico in progetto è in grado di garantire la sinergica coesistenza tra continuità dell'attività agricola e produzione energetica. Tale risultato si intende raggiunto grazie alle soluzioni spaziali e costruttive adottate. In particolare, sono rispettati i seguenti parametri:

#### *A.1 Superficie minima per l'attività agricola*

Nel rispetto delle Buone Pratiche Agricole (BPA), la superficie destinata all'attività agricola è pari al 70 % della superficie totale del sistema agrivoltaico:

$$254\ 296\ \text{m}^2 \geq 253\ 040\ \text{m}^2$$

Dove:

$$S_{\text{agricola}}: 254\ 296\ \text{m}^2$$

$$S_{\text{tot}}: 361\ 486\ \text{m}^2$$

#### *A.1 Percentuale di superficie complessiva coperta dai moduli (LAOR)*

Al fine di non limitare l'adizione di soluzioni particolarmente innovative ed efficienti, la superficie complessiva coperta dai moduli (LAOR) è inferiore al 40 %:

$$26,32\ \% \leq 40\ \%$$

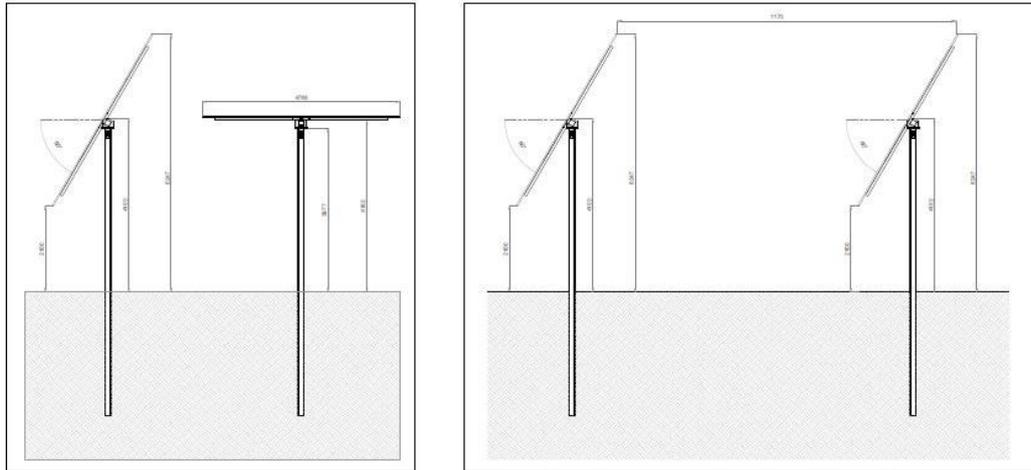
Dove:



$S_{pv}$ : 95 152 m<sup>2</sup>

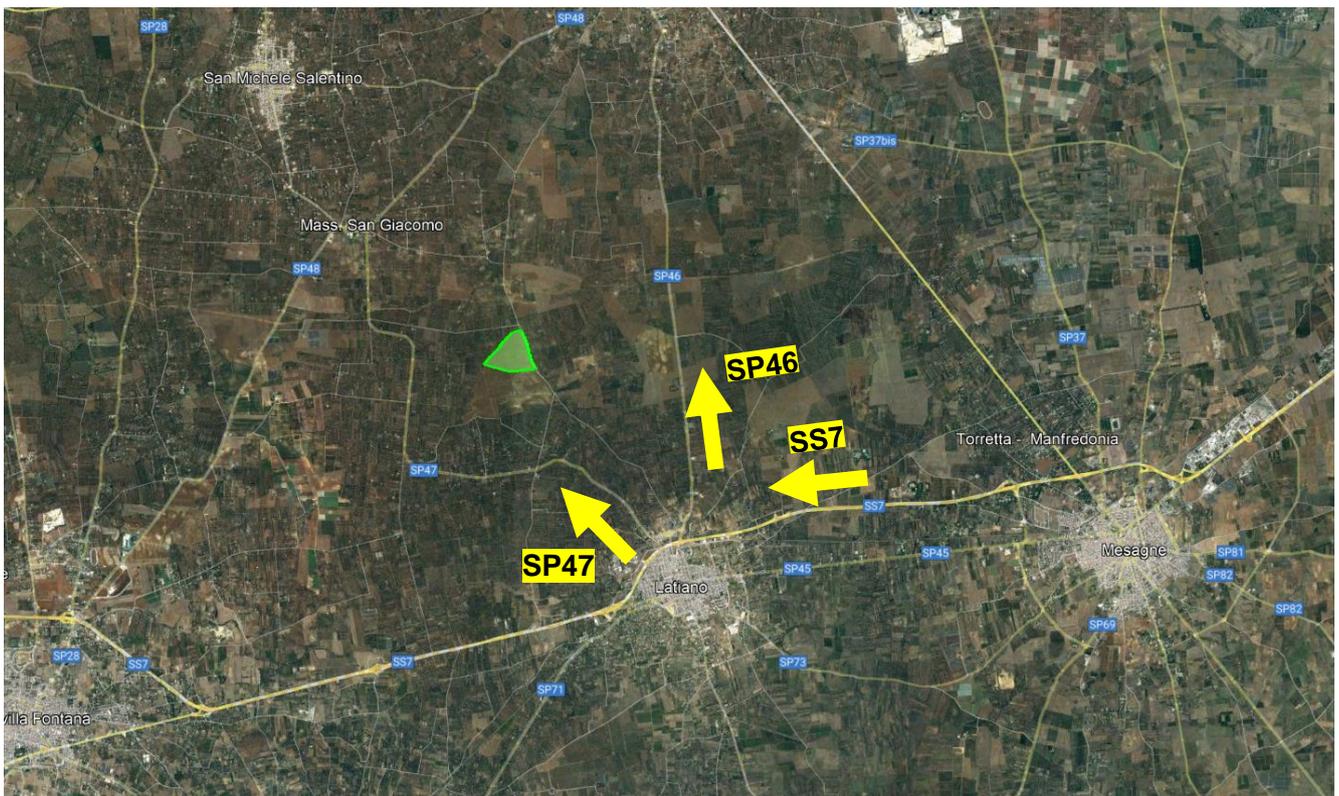
$S_{tot}$ : 361 486 m<sup>2</sup>

- **REQUISITO B:** Il sistema agrovoltaico è esercito, nel corso della vita tecnica dell'impianto, in maniera da garantire la produzione sinergica di energia elettrica e prodotti agricoli. Per i dettagli sul rispetto di tale requisito si rimanda alla *Relazione PedoAgronomica*.
- **REQUISITO C:** La configurazione spaziale del sistema agrovoltaico, ed in particolare l'altezza minima di moduli da terra, influenza lo svolgimento delle attività agricole su tutta l'area occupata dall'impianto agrovoltaico o solo sulla porzione che risulti libera dai moduli fotovoltaici. Nel caso specifico, l'altezza dei moduli è studiata in modo da consentire la continuità delle attività agricole, dando la possibilità di una futura coltivazione sotto ai moduli fotovoltaici. L'altezza minima dei tracker è pari a 2,10 m, altezza che consente l'utilizzo di macchinari funzionali alla coltivazione.



### 3. INQUADRAMENTO TERRITORIALE

Il sito interessato alla realizzazione dell'impianto si sviluppa nel territorio del **Comune di Latiano (BR)**, ed è raggiungibile attraverso la strada provinciale SP47 da ovest, dalla SP46 da est entrambe collegate alla SS7 a sud.



**Figura 3-1: Inquadramento territoriale su Ortofoto [Fonte:Google Earth]**

La superficie lorda dell'area di intervento è di circa **36 ha**, si trova ad un'altitudine media di **m 110 s.l.m.** e con le coordinate geografiche (sistema WGS 84 UTM 33T ):

**40°35'15.12" Nord**

**17°40'58.37" Est**

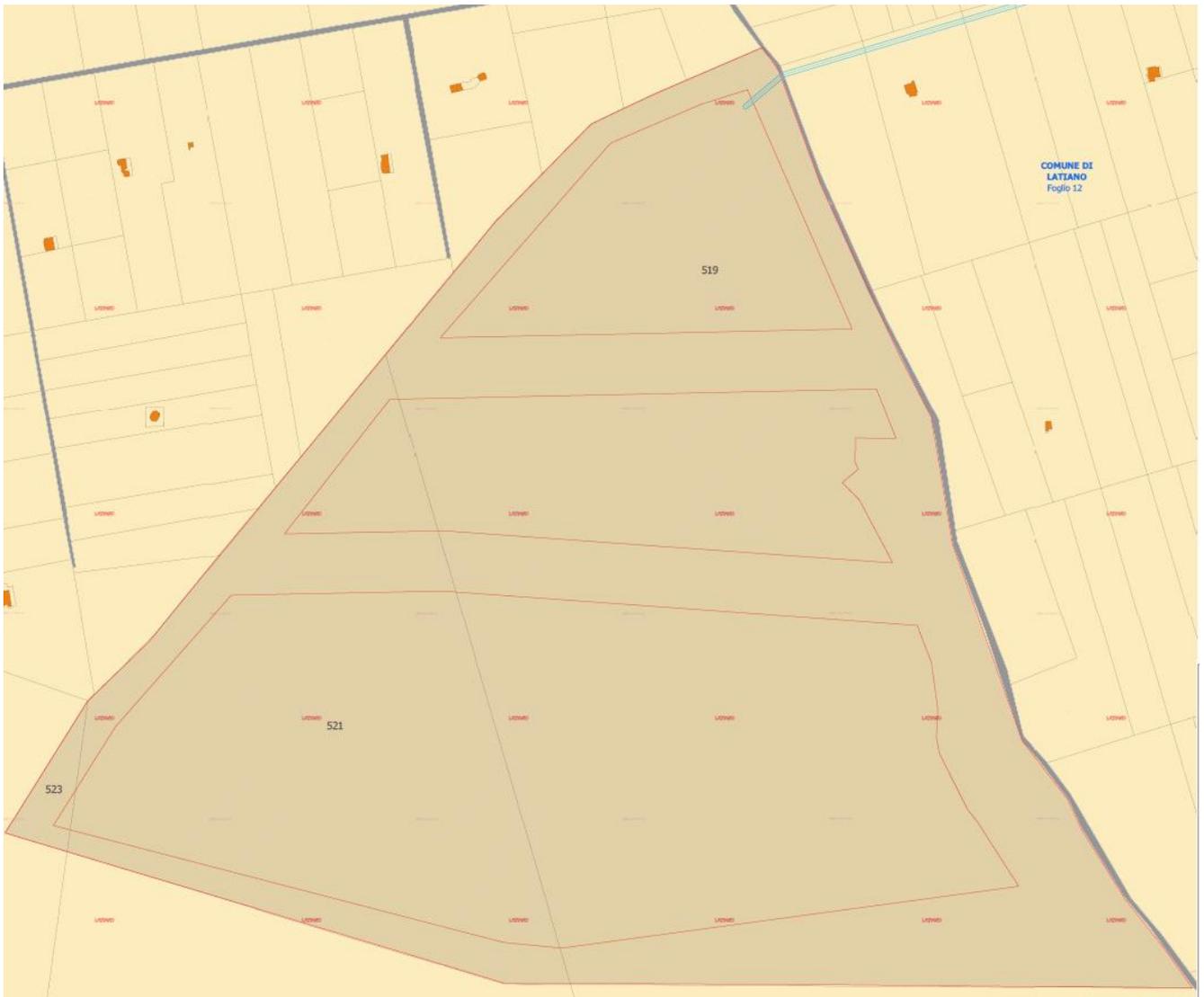
**l'area di impianto** ricade nel Catasto Terreni al foglio **12** e particelle **519-521-523**.



Consulenza: **Atech srl**

Proponente: **UKA Solar Latiano Srl**

Progetto definitivo relativo alla realizzazione di un impianto agrovoltaico denominato "PV TOSSANO" della potenza pari a 21,09 MWp e dalle relative opere di connessione alla RTN, da realizzarsi nel Comune di Latiano (BR).



**Figura 3-2: Inquadramento su base catastale area impianto**

Il preventivo di connessione Cod. Pratica 201900815, prevede che l'impianto debba essere collegato in antenna a 150 kV su una futura Stazione Elettrica di Trasformazione a 380/150kV della RTN da collegare in entra-esce alla linea 380kV "Brindisi-Taranto" da ubicare nel comune di Latiano, provincia di Brindisi.



Il collegamento alla RTN necessita inoltre della realizzazione di una stazione MT/AT di utenza che serve ad elevare la tensione dell'impianto al livello di 150 kV, per il successivo collegamento alla futura stazione di rete, il proponente ha aderito ad un progetto condiviso che prevede la realizzazione della stazione MT/AT di utenza che serve ad elevare la tensione dell'impianto al livello di 150 kV, per il successivo collegamento alla futura stazione di rete. La Stazione utente sarà realizzata in adiacenza alla futura Stazione Elettrica RTN di Terna nel territorio di Latiano.

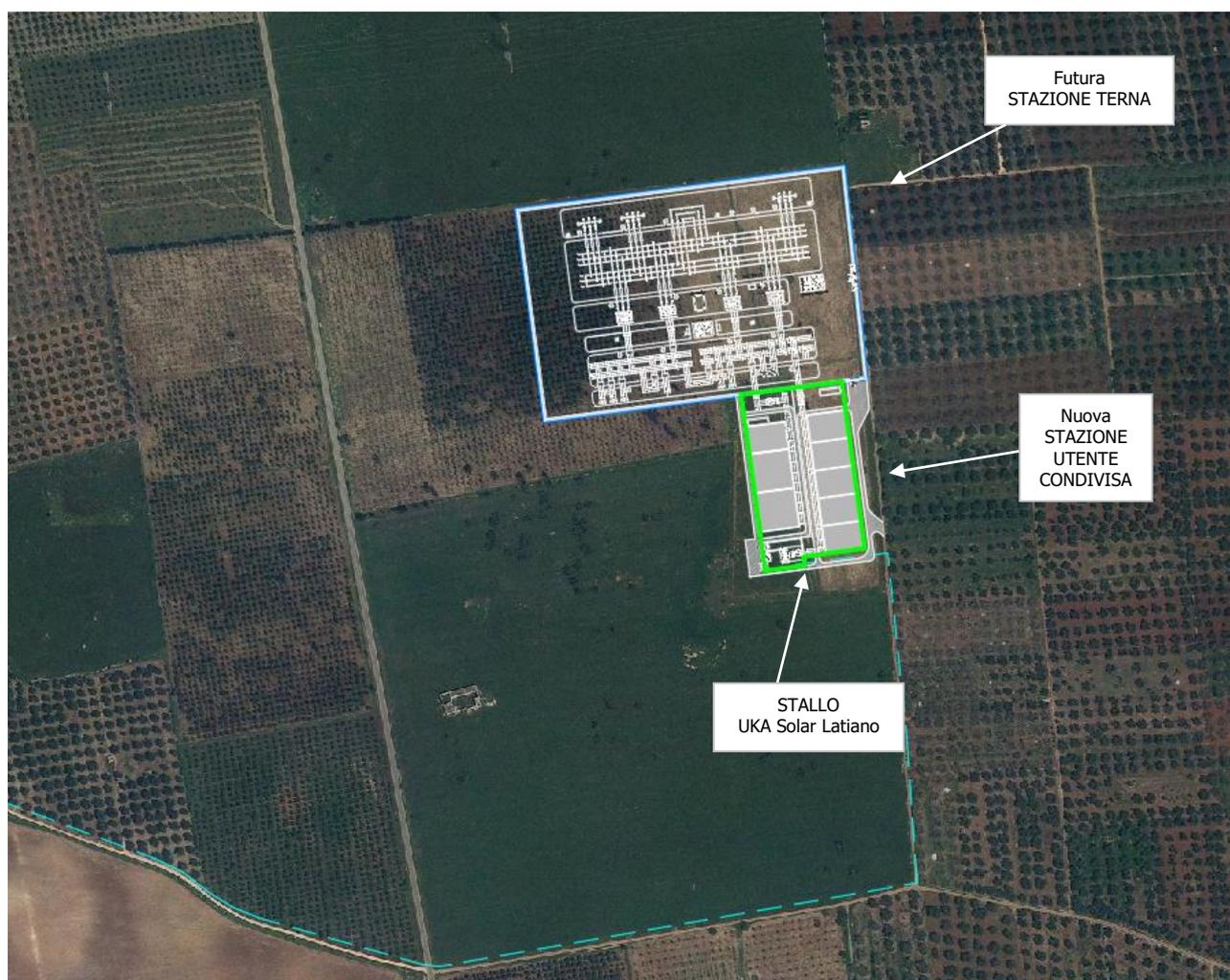


Figura 3-1: Dettaglio delle opere di connessione su ortofoto

## 4. CRITERI DI PROGETTAZIONE

La progettazione dell'opera oggetto del presente documento è stata sviluppata tenendo in considerazione un sistema di indicatori sociali, ambientali e territoriali, che hanno permesso di valutare gli effetti della pianificazione elettrica nell'ambito territoriale considerato, nel pieno rispetto degli obiettivi della salvaguardia, tutela e miglioramento della qualità dell'ambiente, della protezione della salute umana e dell'utilizzazione accorta e razionale delle risorse naturali.

In particolare per quanto riguarda l'ubicazione dell'area di impianto, l'individuazione del sito ha tenuto conto delle esigenze tecniche e dell'opportunità ambientale dell'area vasta.

L'area netta di impianto è stata, quindi, definita escludendo le zone vincolate dal punto di vista paesaggistico-ambientale, ottimizzando gli spazi per le strutture e le opere accessorie, al fine di utilizzare meno spazio possibile con la maggior resa energetica ricavabile.

I tracciati dei raccordi, infatti, sono stati studiati in armonia con quanto dettato dall'art. 121 del T.U. 11/12/1933 n. 1775, comparando le esigenze della pubblica utilità delle opere con gli interessi pubblici e privati coinvolti, cercando in particolare di:

- i. contenere per quanto possibile la lunghezza dei tracciati per occupare la minor porzione possibile di territorio;
- ii. minimizzare l'interferenza con le zone di pregio ambientale, naturalistico, paesaggistico e archeologico;
- iii. recare minor sacrificio possibile alle proprietà interessate, avendo cura di vagliare le situazioni esistenti sui fondi da asservire rispetto anche alle condizioni dei terreni limitrofi;
- iv. evitare, per quanto possibile, l'interessamento di aree urbanizzate o di sviluppo urbanistico;
- v. assicurare la continuità del servizio, la sicurezza e l'affidabilità della Rete di Trasmissione Nazionale;
- vi. permettere il regolare esercizio e manutenzione dell'elettrodotto.



## 5. CARATTERISTICHE TECNICHE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

L'impianto fotovoltaico sarà costituito dai seguenti componenti principali:

- Generatore fotovoltaico;
- Inverter distribuiti;
- Quadro parallelo Inverter;

L'impianto fotovoltaico sarà costituito da 30.352 moduli e si prevede di utilizzare 8 inverter da 3'072 kVA.

### 5.1. **Generatore fotovoltaico**

Il Generatore Fotovoltaico è costituito da 1084 stringhe di moduli FV.

Modello dei Moduli: Himalaya G12 695W della HUASUN

Caratteristiche:

- Potenza unitario modulo: 695 Wp
- Silicio monocristallino;
- Tensione a circuito aperto: 49,98 V
- Corrente di corto circuito (Isc): 17,37 A
- Tensione alla massima potenza (Vm): 41,95 V
- Corrente alla massima potenza (Im): 16,57 A
- Dimensioni del modulo: 2384 mm x 1303 mm x 35 mm



Consulenza: **Atech srl**

Proponente: **UKA Solar Latiano Srl**

Progetto definitivo relativo alla realizzazione di un impianto agrovoltaico denominato "PV TOSSANO" della potenza pari a 21,09 MWp e dalle relative opere di connessione alla RTN, da realizzarsi nel Comune di Latiano (BR).

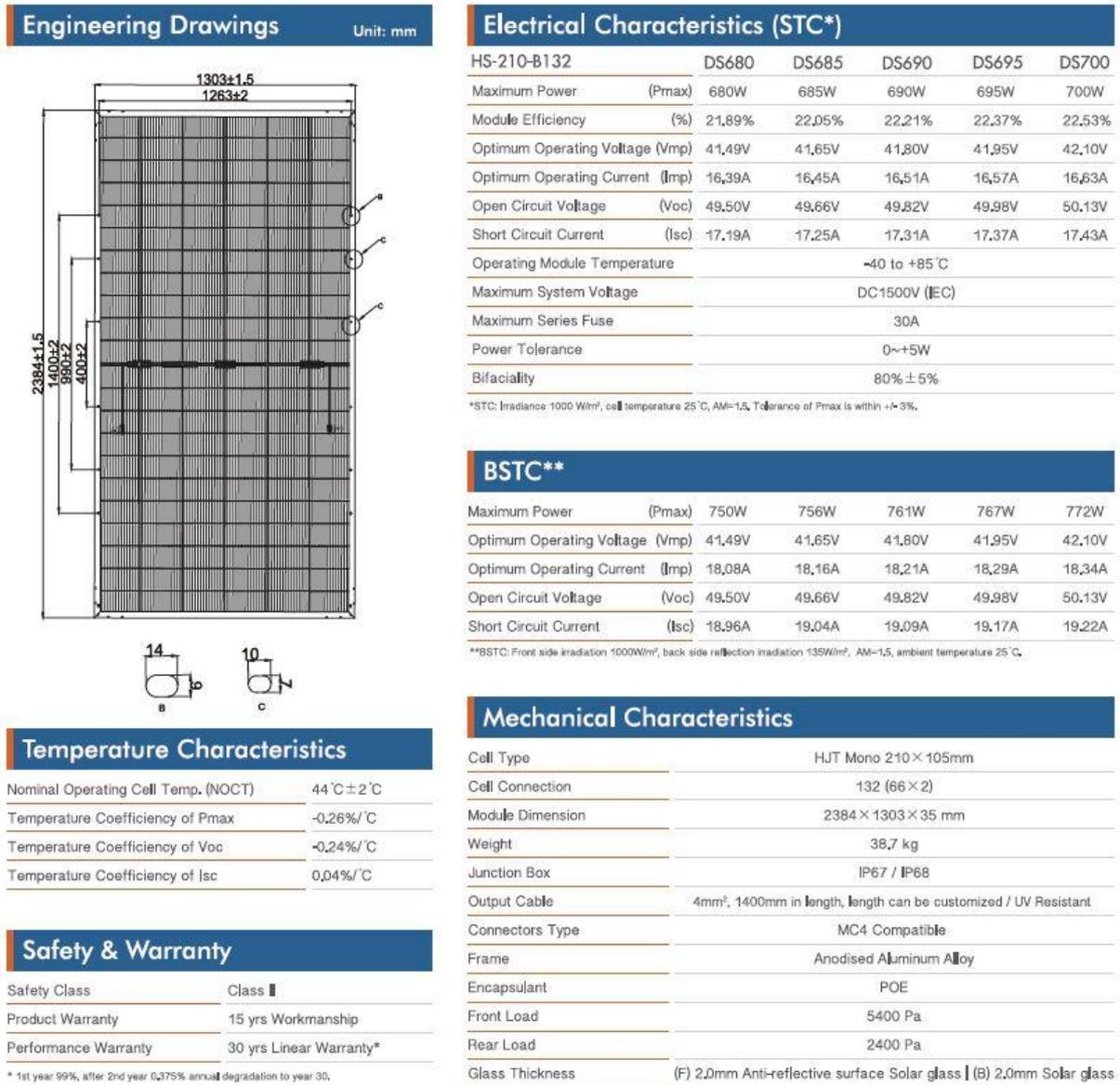


Fig. 5.1 Scheda tecnica pannello fotovoltaico

## 5.2. Convertitore CC/CA

Il gruppo di conversione è composto dal componente principale "inverter" e da un insieme di componenti, quali filtri e dispositivi di sezionamento protezione e controllo, che rendono il sistema



idoneo al trasferimento della potenza dal generatore alla rete, in conformità ai requisiti normativi, tecnici e di sicurezza applicabili.

L'impianto utilizza n°8 inverter da 3072kVA dalle seguenti caratteristiche tecniche:

- Marca: INGECON SUN 3825TL C645
- Modello: 3825TL C645
- Tipo fase      Trifase

#### PARAMETRI ELETTRICI IN INGRESSO

- VMppt min [V]: 900.00
- VMppt max [V]: 1'300.00
- I<sub>max</sub> [A]: 3'965 A
- V<sub>max</sub> [V]: 1'500.00
- potenza MAX [W]      : 3'072'000
- Numero MPPT: 1

#### PARAMETRI ELETTRICI IN USCITA

- Potenza nominale [W]: 3'072'000
- I<sub>max</sub> [A]: 2'750 A
- Tensione nominale [V]: 660
- Rendimento max [%]: 98.90
- Distorsione corrente [%]: 3
- Frequenza [Hz]: 50



Consulenza: **Atech srl**

Proponente: **UKA Solar Latiano Srl**

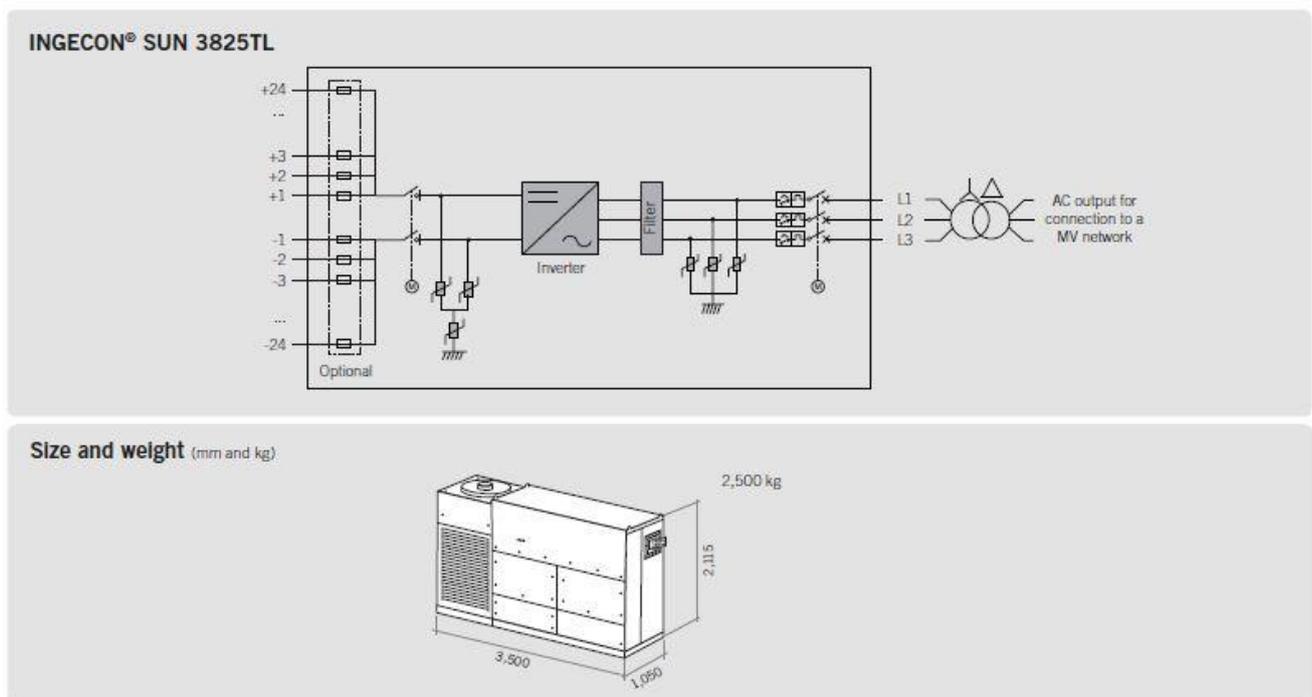
Progetto definitivo relativo alla realizzazione di un impianto agrovoltaico denominato "PV TOSSANO" della potenza pari a 21,09 MWp e dalle relative opere di connessione alla RTN, da realizzarsi nel Comune di Latiano (BR).

- Rendimento europeo [%] 98.50

#### CARATTERISTICHE MECCANICHE

- Dimensioni LxPxH [mm]: 3500x1050x2115
- Peso [kg]: 2'500

Il sistema sarà dotato inoltre di un sistema per il monitoraggio e controllo di tutto il sistema.



**Fig. 5.2 Schema inverter**



Consulenza: **Atech srl**

Proponente: **UKA Solar Latiano Srl**

Progetto definitivo relativo alla realizzazione di un impianto agrovoltaico denominato "PV TOSSANO" della potenza pari a 21,09 MWp e dalle relative opere di connessione alla RTN, da realizzarsi nel Comune di Latiano (BR).

INGECON® SUN 3825TL							
	C600	C615	C630	C645	C660	C675	C690
<b>Input (DC)</b>							
Recommended PV array power range <sup>1)</sup>	3,144 - 4,188 kWp	3,222 - 4,293 kWp	3,301 - 4,398 kWp	3,379 - 4,502 kWp	3,458 - 4,607 kWp	3,537 - 4,712 kWp	3,615 - 4,816 kWp
Voltage Range MPP <sup>2)</sup>	853 - 1,300 V	874 - 1,300 V	895 - 1,300 V	916 - 1,300 V	937 - 1,300 V	958 - 1,300 V	979 - 1,300 V
Maximum voltage <sup>3)</sup>	1,500 V						
Maximum current	3,065 A						
N° inputs with fuse-holders	Up to 24						
Fuse dimensions	630 A / 1,500 V to 500 A / 1,500 V fuses (optional)						
Type of connection	Connection to copper bars						
Power blocks	1						
MPPT	1						
<b>Input protections</b>							
Overvoltage protections	Type II surge arresters (type I+II optional)						
DC switch	Motorized DC load break disconnect						
Other protections	Up to 24 pairs of DC fuses (optional) / Reverse polarity / Insulation failure monitoring / Anti-islanding protection / Emergency pushbutton						
<b>Output (AC)</b>							
Power @30 °C / @50 °C	3,326 kVA / 2,858 kVA	3,409 kVA / 2,929 kVA	3,492 kVA / 3,001 kVA	3,575 kVA / 3,072 kVA	3,658 kVA / 3,144 kVA	3,741 kVA / 3,215 kVA	3,824 kVA / 3,287 kVA
Current @30 °C / @50 °C	3,200 A / 2,750 A						
Rated voltage <sup>4)</sup>	600 V IT System	615 V IT System	630 V IT System	645 V IT System	660 V IT System	675 V IT System	690 V IT System
Frequency	50 / 60 Hz						
Power Factor <sup>5)</sup>	1						
Power Factor adjustable	Yes, 0 - 1 (leading / lagging)						
THD (Total Harmonic Distortion) <sup>6)</sup>	<3%						
<b>Output protections</b>							
Overvoltage protections	Type II surge arresters (type I+II optional)						
AC breaker	Motorized AC circuit breaker						
Anti-islanding protection	Yes, with automatic disconnection						
Other protections	AC short-circuits and overloads						
<b>Features</b>							
Operating efficiency	98.9%						
CEC	98.5%						
Max. consumption aux. services	8,500 W						
Stand-by or night consumption <sup>7)</sup>	< 180 W						
Average power consumption per day	2,500 W						
<b>General Information</b>							
Ambient temperature	-20 °C to +60 °C						
Relative humidity (non-condensing)	0-100% (Outdoor)						
Protection class	IP65						
Corrosion protection	External corrosion protection						
Maximum altitude	4,500 m (for installations beyond 1,000 m, please contact Ingecon's solar sales department)						
Cooling system	Liquid cooling system and forced air cooling system with temperature control (400V 3 phase + neutral power supply 50/60 Hz)						
Air flow range	0 - 18,000 m <sup>3</sup> /h						
Average air flow	12,000 m <sup>3</sup> /h						
Acoustic emission (100% / 50% load)	57 dB(A) at 10m / 49.7 dB(A) at 10m						
Marking	CE						
EMC and security standards	EN 61000-6-1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12, EN 62109-1, EN 62109-2, EN 50178, FCC Part 15, AS3100						
Grid connection standards	IEC 62116, EN 50630, IEC 61683, EU 631/2016 (EN 50649-2, CEI 0-16, NTS Spain, VDE-AR-N 4120, VDE-AR-N 4110, Arrêté du 9 juin 2020, Terna A6B), G99, South African Grid Code, Mexican Grid code, Chilean Grid Code, Ecuadorian Grid Code, Peruvian Grid Code, IEC61727, ABNT NBR 16140, ABNT NBR 16150, IEEE 1547, IEEE1547.1, DEWA (Dubai), Abu Dhabi Grid Code, Jordan Grid Code, Egyptian Grid Code, Saudi Arabia Grid Code, RETIE Colombia, Australian Grid Code						
<p><b>Notes:</b> <sup>1)</sup> Depending on the type of installation and geographical location. Data for STC conditions. <sup>2)</sup> Wmpp.min is for rated conditions (Voc=1 p.u. and Power Factor=1) and floating systems  <sup>3)</sup> Consider the voltage increase of the "Voc" at low temperatures. <sup>4)</sup> Other AC voltages and powers available upon request. <sup>5)</sup> For P<sub>50</sub>&gt;25% of the rated power. <sup>6)</sup> For P<sub>50</sub>&gt;25% of the rated power and voltage in accordance with IEC 61000-3-4. <sup>7)</sup> Consumption from PV field when there is PV power available.</p>							

Fig. 5.3 Scheda tecnica inverter



Elaborato: **Relazione tecnico-descrittiva**

Rev. 0 – Agosto 2022

Pagina 14 di 32

### 5.3. Quadro di stringhe in corrente continua

Il quadro di parallelo stringhe consente di realizzare il parallelo delle stringhe per l'interfaccia con gli inverter. Saranno utilizzati quadri inverter che prevede la protezione di ogni stringa con fusibile e scaricatore di sovratensione.

### 5.4. Strutture porta-pannelli

La principale caratteristica delle strutture di fissaggio individuate, è la facilità di installazione, tale sistema permette di ridurre al minimo gli scavi di fondazione.

Il generatore fotovoltaico è installato su una struttura mobile configurato con un sistema ad inseguitore solare monoassiale est-ovest bifacciali.

Mentre i pannelli bifacciali possono catturare fino al 10% in più di luce rispetto ai pannelli monofacciali, i tracker monoasse tipicamente aggiungono il 25% a quel guadagno bifacciale, risultando in un guadagno approssimativamente stimato del 35% dalle due tecnologie combinate, rispetto alle installazioni fisse che utilizzano pannelli monofacciali.

Per ottimizzare la formazione delle stringhe all'interno del campo fotovoltaico verranno utilizzati tracker atti ad ospitare 56 moduli fotovoltaici e tracker da 84 moduli fotovoltaici.

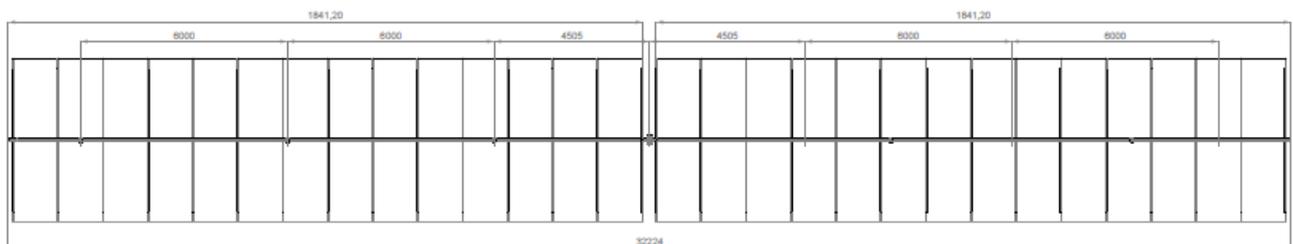
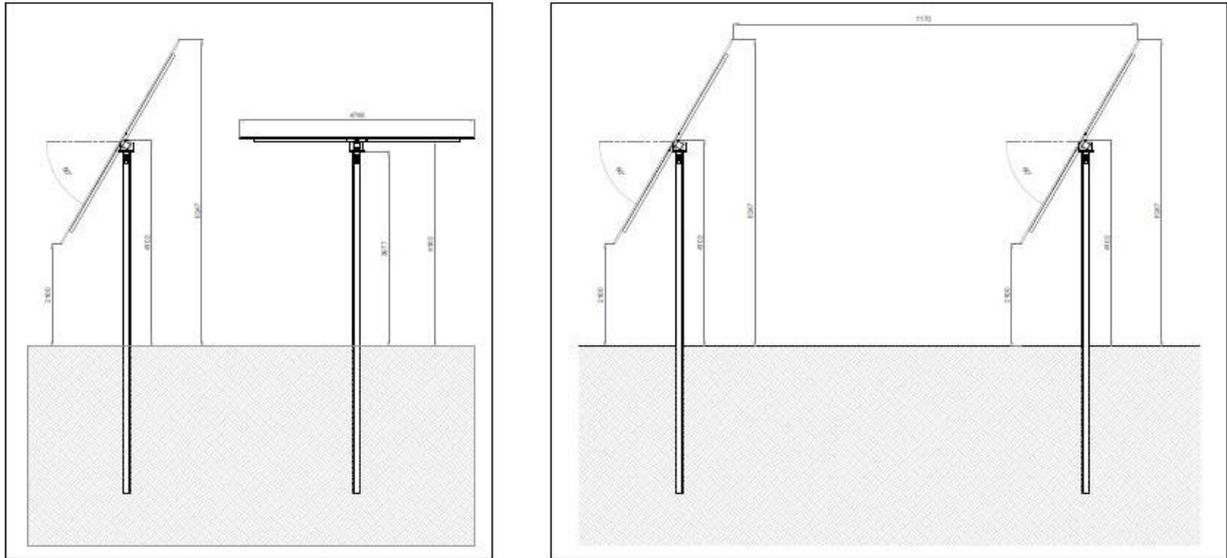


Figura 5-1: Struttura porta pannelli tipo Soltec 2x28



**Figura 5-2: Sezione tipo struttura porta pannelli**

L'assetto strutturale permette un perfetto equilibrio statico conferendole altissime resistenze alle sollecitazioni dei carichi neve e vento. La struttura è dotata di calcoli statici e di una **garanzia di 10 anni per i componenti strutturali e 5 anni per quelli elettrici**. La struttura è composta da profili in alluminio anodizzato argento e giunti in acciaio trattati con cataforesi e verniciatura a polvere di poliestere, trattamento utilizzato dalle case automobilistiche per proteggere i componenti presenti nella parte inferiore esterna delle auto. **Non necessita pertanto di interventi di manutenzione.**

## **6. CALCOLI E VERIFICHE DI PROGETTO DELL'IMPIANTO SOLARE**

### **6.1. Variazione della tensione con la temperatura per la sezione in c.c.**

La valutazione della risorsa solare disponibile, è stata effettuata prendendo come riferimento la località che dispone dei dati storici di radiazione solare nelle immediate vicinanze. In base alla Norma UNI 10349 la località che meglio identifica quanto sopra esposto è "Latiano".

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (-10 °C) e dei valori massimi, occorrerà verificare che in corrispondenza dei valori minimi di temperatura esterna e dei

valori massimi di temperatura raggiungibili dai moduli fotovoltaici risultino verificate tutte le seguenti disuguaglianze:

- $V_{m \text{ min}} \geq V_{inv \text{ MPPT min}}$
- $V_{m \text{ max}} \leq V_{inv \text{ MPPT max}}$
- $V_{oc \text{ max}} < V_{inv \text{ max}}$
- 

Nelle quali  $V_{inv \text{ MPPT min}}$  e  $V_{inv \text{ MPPT max}}$  rappresentano, rispettivamente i valori minimo e massimo della finestra di tensione utile per la ricerca del punto di massima potenza, mentre la  $V_{inv \text{ max}}$  è il valore massimo di tensione c.c. ammissibile ai morsetti dell'inverter.

Considerando una variazione della tensione a circuito aperto di ogni modulo in dipendenza della temperatura pari a  $-130 \text{ mV /}^\circ\text{C}$  ed i limiti di temperatura estremi pari a  $-10^\circ\text{C}$  e  $+70^\circ\text{C}$ ,  $V_m$  e  $V_{oc}$  assumono valori differenti rispetto a quelli misurati a SCT ( $25^\circ \text{C}$ ).

Assumendo che tali grandezze varino linearmente con la temperatura, le precedenti disuguaglianze, nei vari casi, sono tutte rispettate con piena compatibilità tra le stringhe dei moduli fotovoltaico e l'inverter prescelto.

## 7. STAZIONI DI ENERGIA

L'allaccio sarà direttamente in Media Tensione sul confine mentre all'interno sarà realizzata una rete di media tensione in anello con n°5 cabine di trasformazione utente.

I criteri progettuali adottati per l'allaccio e nella scelta delle apparecchiature elettriche sono legati alla norma CEI 0-16 e Codice di Rete.

Gli elaborati grafici offrono una visione puntuale della rete di distribuzione e delle caratteristiche delle apparecchiature installate.

L'alimentazione dei servizi ausiliari di cabina sarà derivata da un allaccio BT dedicato e sarà inoltre garantita tramite un gruppo statico di continuità (UPS) con autonomia di almeno due ore della potenza di 1000VA.

L'arrivo sarà realizzato con cavo in alluminio  $3 \times (3 \times 185 \text{ mm}^2)$ .



Lo scavo di media tensione sarà realizzato con una profondità non inferiore ad 1 metro in modo da avere sempre separazione negli incroci da cavi ad un livello di tensione inferiore.

Gli elaborati grafici offrono una visione più puntuale delle scelte progettuali adottate.

### **7.1. Scomparto di AT**

Gli scomparti di AT, come indicato negli elaborati grafici, saranno i seguenti:

#### **CABINA ALLACCIO**

- scomparto di arrivo cavi dal basso
- scomparto di protezione generale con interruttore in SF6 o sottovuoto con relè di protezione 51.S1 – 51.S2, 51, 51N, e 67 e di interfaccia 27-81-59;
- scomparti di misura
- scomparti protezione linea con interruttore in SF6 o sottovuoto con relè di protezione 50, 51, 51N, e 67;
- scomparti protezione trafo con interruttore in SF6 o sottovuoto con relè di protezione 50 – 51;

#### **CABINE DISTRIBUZIONE**

- scomparti di misura
- scomparti protezione linea con interruttore in SF6 o sottovuoto con relè di protezione 50, 51, 51N, e 67;
- scomparti protezione trafo con interruttore in SF6 o sottovuoto con relè di protezione 50 – 51;

#### **CARATTERISTICHE SCOMPARTI**

Le caratteristiche degli scomparti sono le seguenti:

- Tensione nominale fino a: 36 kV
- Tensione esercizio fino a: 36 kV
- Numero delle fasi: 3
- Livello nominale di isolamento

1) Tensione di tenuta ad impulso 1.2/50ms a secco verso terra e tra le fasi  
(valore di cresta): 125 kV



- 2) Tensione di tenuta a frequenza industriale per un minuto a secco verso terra e tra le fasi: 50 kV
- Frequenza nominale: 50/60 Hz
  - Durata nominale del corto circuito: 1"

## **7.2. Dispositivo generale**

Il dispositivo generale sarà costituito da interruttore con sganciatore di apertura e sezionatore da installare sul lato rete ENEL dell'interruttore di allaccio. La funzione del dispositivo d'interfaccia sarà svolta dal dispositivo generale stesso e quindi:

- il dispositivo sarà equipaggiato con doppi circuiti di apertura e bobina a mancanza di tensione su cui devono agire rispettivamente le protezioni generali e d'interfaccia;
- i TV previsti per l'alimentazione delle protezioni di interfaccia, devono essere posti a monte dell'interruttore generale (fra l'interruttore ed il sezionatore che in questo caso diventa indispensabile) ed inseriti, lato MT, tramite fusibili di calibro opportuno

## **7.3. Protezione generale**

Questa protezione ha il compito di aprire l'interruttore associato in modo tempestivo e selettivo rispetto al dispositivo della rete pubblica, onde evitare che i guasti sull'impianto del Cliente Produttore provochino la disalimentazione di tutta l'utenza sottesa alla stessa linea MT. A tal fine il Cliente Produttore deve installare una protezione generale di massima corrente e una protezione contro i guasti a terra. Gli elaborati grafici offrono una visione puntuale delle scelte adottate.

## **7.4. Protezioni di interfaccia**

Le protezioni di interfaccia saranno costituite essenzialmente da relè di frequenza, di tensione e, eventualmente, di massima tensione omopolare. In caso di sovraccarico o corto-circuito sulla rete ENEL o mancanza di alimentazione da parte ENEL stessa si ha, di regola l'intervento dei relè di frequenza; i relè di minima e massima tensione, invece, assolvono ad una funzione prevalentemente di ricalzo. In caso di guasto monofase a terra sulla rete ENEL interviene il relè di massima tensione omopolare (qualora presente). Al fine di evitare scatti intempestivi dovuti a dissimmetrie sulle tensioni



di fase o a distorsioni ed abbassamenti delle tensioni secondarie di TV inseriti tra fase e terra per saturazione degli stessi durante il transitorio susseguente all'eliminazione di guasti a terra in rete, le protezioni di frequenza devono avere in ingresso una tensione concatenata (derivata da un TV inserito fase-fase se il DI è sulla MT).

Anche i relè di massima e minima tensione devono avere in ingresso (e quindi controllare) le tensioni concatenate.

Al fine di dotare il sistema protezioni-dispositivo di interfaccia di una sicurezza intrinseca, l'interruttore di interfaccia deve essere dotato di bobina di apertura a mancanza di tensione e, quindi, per guasto interno o per mancanza di alimentazione ausiliaria, si deve avere l'apertura dello stesso interruttore.

### **7.5. Protezioni rete ad anello e trasformatori**

Le protezioni di linea ad anello saranno costituite essenzialmente da relè a intervento fisso, inverso, omopolare e omopolare di terra. Le protezioni di massima corrente avranno i segnali di ingresso da TA mentre i relè omopolari prenderanno i segnali da TO e TV a triangolo aperto.

Le protezioni di linea protezione trafo saranno costituite essenzialmente da relè a intervento fisso, inverso. Le protezioni di massima corrente avranno i segnali di ingresso da TA.

## **8. ILLUMINAZIONE GENERALE E DI SICUREZZA**

### **8.1. Illuminazione generale**

Gli impianti di illuminazione dei locali tecnici sono stati progettati secondo quanto indicato dalla norma UNI 12464-1 in relazione ai livelli minimi di illuminamento. La tipologia di corpi illuminanti varia a seconda delle destinazioni d'uso degli ambienti e la scelta è legata alle lavorazioni specifiche che si svolgono in tali ambienti.

Il livello di illuminamento medio garantito ad un metro dal pavimento è:

- vani accessori, locali tecnici: 100 lux;



La scelta dei corpi illuminanti è legata alla destinazione d'uso degli ambienti e precisamente:

- plafoniere con grado di protezione IP65 per i locali tecnici.

## **8.2. Illuminazione di sicurezza**

L'impianto di illuminazione di sicurezza è stato studiato in conformità alle norme CEI 64-8 ed al D.M. 1° febbraio 1986, adottando lampade autonome di emergenza.

La tipologia di plafoniere varia a seconda del tipo di ambiente:

- plafoniere da 24W e kit inverter.

Gli elaborati grafici offrono una visione più puntuale delle scelte effettuate.

## **9. F.M. E TERRA DI PROTEZIONE**

### **9.1. Quadrerie**

L'impianto in questione è classificato dalla Norma C.E.I. 64-8 di tipo TN-S per la parte di impianto a monte dell'inverter mentre la parte di impianto di produzione fotovoltaica a valle dell'inverter è classificato dalla norma C.E.I. 64-8 di tipo IT.

L'infrastruttura di rete BT avrà origine dal Quadro Generale Utenze di Centrale QUC e da tale quadro saranno poi derivate le linee di distribuzione per tutte le utenze di cantiere.

### **9.2. Protezione dal corto circuito dal sovraccarico e dai contatti indiretti**

Per quanto riguarda, più in generale, la protezione delle linee elettriche di distribuzione si è operato in modo da coordinare le sezioni dei cavi con la taratura degli interruttori a monte.

La protezione dai sovraccarichi e dai cortocircuiti sarà garantita da interruttori magnetotermici con potere di interruzione come rilevabile dagli elaborati grafici degli schemi dei quadri.



Le condizioni a cui dovranno soddisfare i dispositivi scelti sono le seguenti:

$$I_b \leq I_N \leq I_z$$

$$I_f \leq 1.45I_z$$

dove

- $I_b$  = corrente di impiego del cavo
- $I_N$  = corrente nominale dell'interruttore
- $I_z$  = portata del conduttore
- $I_f$  = corrente di sicuro funzionamento del dispositivo

La protezione dai contatti indiretti sarà effettuata tramite gli stessi dispositivi destinati alla protezione dal cortocircuito quando il sistema è di tipo TN-S.

La relazione che dovrà essere soddisfatta è la seguente:

$$Z_s \times I_a \leq U_0$$

dove

- $Z_s$  = impedenza dell'anello di guasto
- $I_a$  = corrente di intervento della protezione
- $U_0$  = tensione nominale del sistema tra fase e terra



### 9.3. Rete di distribuzione BT in CA

Il dimensionamento delle linee di alimentazione è stato effettuato assicurando il contenimento della caduta di tensione entro il 4% così come imposto dalla norma C.E.I. 64-8. Per il calcolo della portata effettiva delle condutture si è fatto invece riferimento alle Tabelle C.E.I.-UNEL 35024 per cavi con posa non interrata e 35026 per cavi con posa interrata.

La verifica della caduta di tensione è stata effettuata con la seguente formula indicata nella Norma C.E.I. 64-8:

$$\Delta V = (R I_b \cos \varphi + X I_b \sin \varphi) L$$

dove:

- R = resistenza del cavo per km
- X = reattanza del cavo per km
- $I_b$  = corrente di impiego del cavo
- L = lunghezza della linea interessata

In valore percentuale deve essere:

$$(\Delta V/V) * 100 \leq 4\%$$

La determinazione della portata dei cavi è stata effettuata tenendo conto dei molteplici fattori che influenzano la portata dei cavi per la condizione di posa che si è scelto di adottare.

Per i cavi con posa interrata i fattori che influenzano la portata sono, così come indicati dalle tabelle C.E.I. - UNEL 35026:

- $K_1$  legato alle temperature del terreno diverse da 20°C;
- $K_2$  legato al numero di circuiti installati sullo stesso piano;
- $K_3$  legato al numero di strati;



- $K_4$  legato alla resistività termica del terreno;

$$K_{tot} = K_1 \times K_2 \times K_3 \times K_4$$

La portata effettiva del cavo è  $I_z = I_z' \times K_{tot}$  dove  $I_z'$  è la portata teorica del cavo.

Per i cavi con posa non interrata i fattori che influenzano la portata sono, così come indicati dalle tabelle C.E.I. - UNEL 35024:

- $K_1$  legato al tipo di installazione;
- $K_2$  legato al tipo di posa numero di circuiti adiacenti;

$$K_{tot} = K_1 \times K_2$$

La portata effettiva del cavo è  $I_z = I_z' \times K_{tot}$  dove  $I_z'$  è la portata teorica del cavo.

Le linee di distribuzione principale saranno di tipo FG7OR 0,6/1kV a norma CEI 20-22 II e viaggeranno entro cavidotti interrati, mentre quelle di distribuzione secondaria nei locali tecnici entro tubazione in PVC a vista e saranno tipo N07V-K a norma CEI 20-22 II.

#### **9.4. Rete di distribuzione BT in CC**

Le sezioni dei cavi per i vari collegamenti sono tali da assicurare una durata soddisfacente dei conduttori e degli isolamenti sottoposti agli effetti termici causati dal passaggio della corrente elettrica per periodi prolungati ed in condizioni ordinarie di esercizio.

La verifica per sovraccarico è stata eseguita utilizzando le relazioni:

- $I_b \leq I_N \leq I_Z$  ed  $I_f \leq 1,45 I_Z$
- $I_{cn}(\text{interruttore}) \geq I_{cc}(\text{linea})$
- $(I^2t) \leq K^2 S^2$  dove  $I^2t$  è l'integrale di Joule per la durata del cortocircuito in ( $A^2s$ ).

Per la parte in corrente continua, non protetta da interruttori automatici o fusibili nei confronti delle sovracorrenti e del corto circuito,  $I_b$  risulta pari alla corrente nominale dei moduli fotovoltaico in



corrispondenza della loro potenza di picco, mentre  $I_N$  e  $I_f$  possono entrambe essere uguali alla corrente di corto circuito dei moduli stessi, rappresentando questa un valore massimo non superabile in qualsiasi condizione operativa.

Le sezioni dei cavi per i vari collegamenti sono tali da assicurare una durata soddisfacente dei conduttori e degli isolamenti sottoposti agli effetti termici causati dal passaggio della corrente elettrica per periodi prolungati ed in condizioni ordinarie di esercizio.

### **9.5. Rete di protezione di terra**

Il sistema di distribuzione adottato è TN-S a monte dell'inverter ed i conduttori di protezione per le utenze indicate in progetto dovranno avere sezione uguale al conduttore di fase, a meno delle riduzioni ammesse dalle norme CEI e comunque chiaramente indicate sugli elaborati di progetto.

I parametri caratteristici presi in considerazione nella progettazione dell'impianto di terra sono:

- valore della corrente di guasto a terra  $I_g = 70$  A (valore da confermare in sede di esecuzioni lavori);
- durata del guasto a terra;
- caratteristiche del terreno.

Partendo dalla corrente di guasto a terra e dal tempo di intervento delle protezioni dalla norma C.E.I. 99-3, e precisamente dal grafico di figura 9-1, si deduce che la tensione di contatto limite UTP dovrà essere non superiore a 230V e che quindi l'impianto di terra da realizzare dovrà consentire l'ottenimento di tale valore limite. Quindi considerato che:

$$V = RT \times I_g \leq 230 \text{ V}$$

L'impianto di terra dovrà avere una tensione limite pari a:

$$RT \leq 230 / I_g \approx 3,3 \Omega$$

Per tale impianto sarà costituito da picchetti in pozzetti ispezionabili collegati tra loro con una corda di rame interrata del diametro di 35mmq. Per il calcolo della resistenza di terra si è considerato



una resistività del terreno di  $\rho_e=100 \text{ } \Omega\text{m}$ , così come indica la norma C.E.I. 99-3, e una resistenza di terra per la corda di rame pari a:

$$RT = (\rho_e / \pi L) + \ln(2L/d)$$

dove

- L = lunghezza della corda
- d = diametro del conduttore

A vantaggio si considera solo il contributo della corda di rame.

Numericamente

$$RT = 2,7 < 3,3 \text{ } \Omega$$

I dispersori devono essere interrati ad una profondità non inferiore a 0,5m sotto il livello del terreno, a corda di rame nudo deve essere posizionata ad una profondità di 0,5m e deve distanziare dal corpo di fabbrica non meno di 1m.

Gli elaborati grafici offrono una visione puntuale delle scelte adottate.

La parte di impianto di produzione fotovoltaica a valle dell'inverter è classificato dalla norma C.E.I. 64-8 di tipo IT e quindi tutte le strutture e le parti metalliche saranno collegate alla rete di terra.

## 10. PROGETTO DELL'ELETTRODOTTO

Il tracciato è stato studiato in armonia con quanto dettato dall'art.121 del T.U. 11-12-1933 n.1775, comparando le esigenze di pubblica utilità dell'opera con gli interessi sia pubblici che privati.

Nella definizione dell'opera sono stati adottati i seguenti criteri progettuali:

- contenere per quanto possibile la lunghezza del tracciato sia per occupare la minor porzione possibile di territorio, sia per non superare certi limiti di convenienza tecnico economica;



- mantenere il tracciato del cavo il più possibile all'interno delle strade esistenti, soprattutto in corrispondenza dell'attraversamento di nuclei e centri abitati (ove presenti), tenendo conto di eventuali trasformazioni ed espansioni urbane future;

- evitare per quanto possibile di interessare case sparse e isolate, rispettando le distanze minime prescritte dalla normativa vigente;

- minimizzare l'interferenza con le eventuali zone di pregio naturalistico, paesaggistico e archeologico;

Inoltre, per quanto riguarda l'esposizione ai campi magnetici, in linea con il dettato dell'art. 4 del DPCM 08-07-2003 di cui alla Legge. n° 36 del 22/02/2001, i tracciati sono stati progettati tenendo conto dell'obiettivo di qualità di 3  $\mu$ T.

### **10.1. Descrizione del tracciato del cavo**

L'elettrodotto in oggetto avrà una lunghezza complessiva di circa 4,4 km, sul territorio comunale di Latiano, provincia di Brindisi. Sarà realizzato in cavo interrato con tensione nominale di 30 kV, che collegherà l'impianto agrivoltaico con la futura stazione di utenza condivisa in prossimità della futura stazione di rete Terna 380/150kV nel comune di Latiano.

Il tracciato, partendo dalla cabina di impianto del campo PV TOSSANO, con direzione Ovest per circa 4.400 ml, percorrendo lotti privati e strade vicinali, raggiunge il futuro punto di stallo all'interno della futura Stazione di Utenza condivisa con altri proponente.

### **10.2. Modalità di posa**

L'elettrodotto in oggetto, è composto da una linea in cavo interrato. La linea sarà posata all'interno di uno scavo opportunamente dimensionato, come da figure sezioni tipiche di posa, riportate sotto:



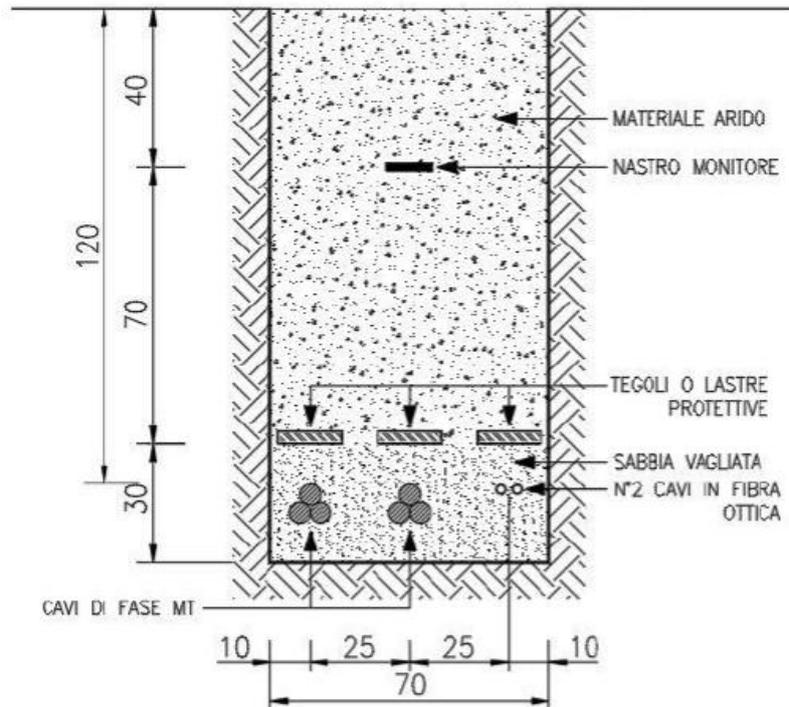
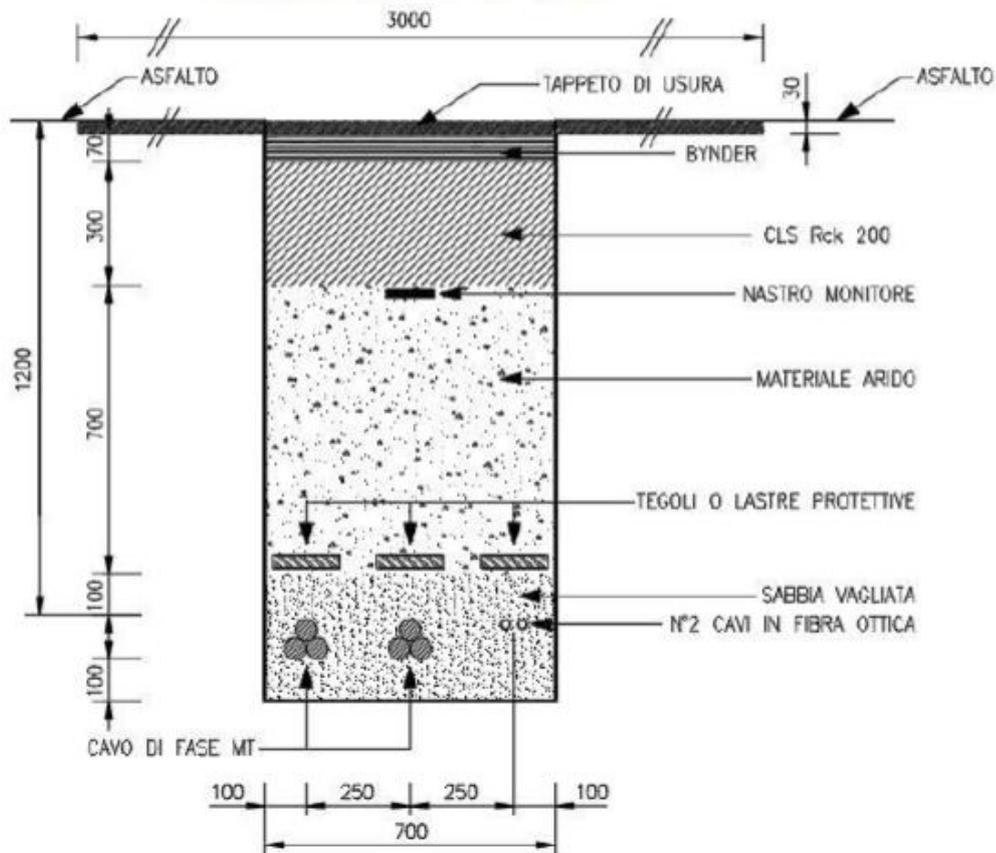


Figura 10-1: Sezione tipica di posa della linea in cavo su strade sterrate



**Figura 10-2: Sezione tipica di posa della linea in cavo su strade asfaltate**

I cavi saranno interrati ed installati normalmente in una trincea della profondità di circa 1,4 m, con disposizione delle fasi a trifoglio e configurazione degli schermi cross bonded.

Tutti i cavi verranno alloggiati in terreno di riporto, la cui resistività termica, se necessario, verrà corretta con una miscela di sabbia vagliata.

La restante parte della trincea verrà ulteriormente riempita con materiale di risulta e di riporto.

Infine è prevista l'installazione di fibre ottiche a servizio del cavidotto, le quali saranno posate contestualmente alla stesura del cavo secondo le modalità descritte nei tipici allegati.

## 11. DESCRIZIONE DELLA STAZIONE UTENTE

La stazione elettrica di utenza condivisa con altri proponenti, collegherà alla Rete di Trasmissione Nazionale, l'impianto agrovoltaiico, e sarà realizzata in adiacenza alla futura Stazione Elettrica RTN di Terna, sita a circa 4km a Nord del centro città Latiano (BR).

Per l'impianto agrovoltaiico in oggetto, il gestore Terna S.p.A., prescrive che esso venga collegato in antenna con la sezione a 150 kV della futura stazione di rete a "380/150 kV Latiano".

La società proponente ha accettato la soluzione di connessione alla RTN proposta da Terna e nell'ambito della procedura prevista dal Regolamento del Gestore per la connessione degli impianti alla RTN ha predisposto oltre che il progetto dell'impianto agrovoltaiico anche il progetto di tutte le opere da realizzare per collegamento alla RTN, tra cui anche la stazione d'utenza.

Infatti, il collegamento alla RTN necessita della realizzazione di una stazione MT/AT di utenza condivisa con altri proponenti che serve ad elevare la tensione dell'impianto al livello di 150 kV, per il successivo collegamento alla futura stazione di rete.

### 11.1. **Consistenza della sezione in alta tensione a 150 kV**

La sezione in alta tensione a 150 kV è composta da n°1 stallo per la connessione della linea in cavo proveniente dall'impianto agrovoltaiico.

Lo stallo è comprensivo di trasformatore, interruttore, scaricatore di sovratensione, sezionatore e trasformatori di misura (TA e TV) per le protezioni e le misure fiscali, secondo quanto previsto dagli standard e dalle prescrizioni Terna.

### 11.2. **Collegamento alla stazione RTN**

Il collegamento alla stazione RTN di Latiano permetterà di convogliare l'energia prodotta dall'impianto agrovoltaiico alla rete ad alta tensione.

A tal fine, l'energia prodotta alla tensione di 30 kV, dall'impianto sarà inviata allo stallo di trasformazione della costruenda stazione di Utenza condivisa. Qui verrà trasferita, previo innalzamento della tensione a 150 kV tramite trasformatore 30/150 kV, allo stallo della sezione 150



kV della futura stazione di Rete della RTN mediante un collegamento in cavo AT tra i terminali cavo della stazione d'Utenza condivisa ed i terminali cavo del relativo stallo in stazione di rete.

### **11.3. Fabbricati**

I fabbricati sono costituiti da un edificio quadri comando e controllo, composto da un locale comando e controllo e telecomunicazioni; un locale per i trasformatori MT/BT, un locale quadri MT ed un locale misure e rifasamento. Il pavimento potrà essere realizzato di tipo flottante con area sottostante adibita al passaggio cavi.

L'edificio quadri e comando e controllo sarà di tipo prefabbricato a pianta rettangolare di dimensioni esterne di circa 30 x 7 m, con altezza fuori terra di circa 4,2 m.

La superficie coperta sarà di ca. 210 m<sup>2</sup> e la cubatura totale di ca. 882 m<sup>3</sup>.

### **11.4. Strade e piazzole**

Le strade interne all'area della stazione saranno asfaltate e con una larghezza non inferiore a 4 m, le piazzole per l'installazione delle apparecchiature saranno ricoperte con adeguato strato di calcestruzzo.

L'ingresso alla stazione avrà una larghezza non inferiore ai 6 m.

### **11.5. Smaltimento acque meteoriche e fognarie**

Per la raccolta delle acque meteoriche sarà realizzato un sistema di drenaggio superficiale che convoglierà la totalità delle acque raccolte dalle strade e dai piazzali in appositi collettori (tubi, vasche di prima pioggia, pozzi perdenti, ecc.).

Lo smaltimento delle acque meteoriche è regolamentato dagli enti locali; pertanto, a seconda delle norme vigenti, si dovrà realizzare il sistema di smaltimento più idoneo, che potrà essere in semplice tubo, da collegare alla rete fognaria mediante sifone o pozzetti ispezionabili, da un pozzo perdente, da un sistema di subirrigazione o altro.



## 12. RACCORDI ALLA RTN

Il comune interessato dalla realizzazione dei raccordi a 380 kV della nuova stazione elettrica di trasformazione 380/150 kV è quello di Latiano (BR).

Il tracciato degli elettrodotti, comparando le esigenze della pubblica utilità delle opere con gli interessi pubblici e privati coinvolti, cercando in particolare di:

- contenere per quanto possibile la lunghezza del tracciato per occupare la minor porzione possibile di territorio;
- minimizzare l'interferenza con le zone di pregio ambientale, naturalistico, paesaggistico e archeologico;
- recare minor sacrificio possibile alle proprietà interessate, avendo cura di vagliare le situazioni esistenti sui fondi da asservire rispetto anche alle condizioni dei terreni limitrofi;
- evitare, per quanto possibile, l'interessamento di aree urbanizzate o di sviluppo urbanistico;
- assicurare la continuità del servizio, la sicurezza e l'affidabilità della Rete di Trasmissione Nazionale;
- permettere il regolare esercizio e manutenzione dell'elettrodotto.

Per ulteriori dettagli si rimanda alla documentazione di progetto delle opere elettriche di connessione.

