

ISTANZA DI VIA

(Artt. 23-24-25 del D. lgs 152/2006 e ss.mm.ii.)

COMMITTENTE



SUN LEGACY 4 srl

Via Nairobi 40
00144 Roma (RM)
P.I. 16946941008
PEC sunlegacy@legalmail.it
Numero REA RM - 1686199

PROGETTISTI INCARICATI

Arch. DANIELE CONTICCHIO

STUDIO PROFESSIONALE IN PIAZZA DELLA ROCCA N.33
VITERBO (VT)
C.F. CNTDNL84B16G148E - P.IVA 02193820566
tel. +39 3406705346 - mail: daniele.conticchio@gmail.com
pec: d.conticchio@pec.archrm.it
Iscritto all'Ordine degli Architetti P.P.C. di Roma e Provincia
al n. 22831 sez.A

Ing. MARCO GRANDE

STUDIO PROFESSIONALE IN VIA CASILINA NORD N.93
FROSINONE (FR)
C.F. GRNMRC71D22D810A - P.IVA 02439640604
tel. +39 392 5867910 - mail: enstudio71@gmail.com
pec: marco1.grande@ingpec.eu
Iscritto all'Ordine degli Ingegneri della Provincia di
Frosinone al n.1161

Ing. DANIELE MARRAS

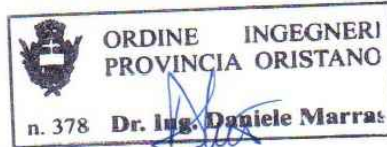
STUDIO PROFESSIONALE IN VIA GALASSI N.2
CAGLIARI (CA)
C.F. MRRDNL73H22B354N - P.IVA 01033560952
tel. +39 393 9902969 - mail: daniele@mvprogetti.com
pec: daniele.marras@ingpec.eu
Iscritto all'Ordine degli Ingegneri della Provincia di
Oristano al n. 378

Ing. LORENA VACCA

STUDIO PROFESSIONALE IN VIA GALASSI N.2
CAGLIARI (CA)
C.F. VCCLRN75C48H856P - P.IVA 02738080924
tel. +39 342 0776977 - mail: lorena@mvprogetti.com
pec: lorena.vacca@ingpec.eu
Iscritto all'Ordine degli Ingegneri della Provincia di
Cagliari al n. 4766

PROGETTO DI UN IMPIANTO AGRIVOLTAICO di potenza nominale 45,724 MWp e di un BESS INTEGRATO di potenza nominale 50,4 MWp, COLLEGATI ALLA RTN

Località "Contrada Lobia" - Comune di Brindisi (BR)



TITOLO ELABORATO

RELAZIONE IMPIANTI ELETTRICI E LINEA ELETTRICA

REV.	DATA	DESCRIZIONE	REDATTO	CONTROLLATO	APPROVATO
00		Definitivo	Aprile 2024		RELAPROG004
REV.		FASE PROGETTUALE	DATA	SCALA	IDENTIFICATORE

Sommario

RELAZIONE TECNICA IMPIANTI ELETTRICI

1.	GENERALITA'	4
1.1	NORMATIVA E LEGGI DI RIFERIMENTO	4
1.2	DEFINIZIONE	7
1.3	DESCRIZIONE DEL SITO	7
1.4	DATI DI PROGETTO	7
2	DESCRIZIONE DEL SISTEMA	11
2.1	GENERATORE FOTOVOLTAICO	11
2.2	QUADRI DI PARALLELO	11
2.2.1	QUADRO ELETTRICO DI CAMPO	11
2.2.2	QUADRO GENERALE DI PARALLELO SOTTOCAMPI	12
2.3	GRUPPO DI CONVERSIONE	12
3	DISPOSITIVI DI PROTEZIONE SUL COLLEGAMENTO ALLA RETE ELETTRICA	14
3.1	DISPOSITIVI DEL GENERATORE	14
3.2	DISPOSITIVO DI INTERFACCIA	15
3.3	DISPOSITIVO GENERALE	15
3.4	MISURA DELL'ENERGIA ELETTRICA PRODOTTA	15
3.5	CABLAGGI	15
3.6	OPERE CIVILI	16
3.7	SISTEMA DI CONTROLLO	16
3.8	VERIFICHE DI COLLAUDO	17
9	SICUREZZA DELL'IMPIANTO	19
9.1	Protezione da corto circuiti sul lato c.c. dell'impianto	19
9.2	Protezione da contatti accidentali lato c.c.	19
9.3	Protezione da contatti accidentali lato c.c.	19
9.4	Protezione sul lato c.a. dell'impianto	20

9.5	Prevenzione funzionamento in isola.....	20
9.6	Impianto di messa a terra	20
1	OGGETTO DELL'INTERVENTO	22
2	LINEA IN CAVO SOTTERRANEO	22
3	RIFERIMENTI NORMATIVI	22
4	PROGETTAZIONE ELETTRICA - SCELTA DEI CAVI.....	23
5	COLLEGAMENTI A TERRA	23
6	PROGETTAZIONE DELLE CANALIZZAZIONI	23
7	TUBAZIONE	24
8	TRASFORMATORI.....	24

COMUNE DI BRINDISI

LOCALITA' – Contrada Lobia

Impianto Agrivoltaico "SUN LEGACY 4 srl" da 45,724 MWp

Comune di Brindisi, Provincia di Brindisi.

RELAZIONE TECNICA IMPIANTI ELETTRICI

Allegato alla richiesta di connessione alla rete

Ai sensi dell'Art. 9, comma 1, del D.Lgs 79/99, e di quanto previsto dall' Art.14 del D.Lgs 387/03

1. GENERALITA'

La società SUN LEGACY 4 srl, è una società che ha deciso di investire nel settore del fotovoltaico in diverse regioni di Italia, realizzando impianti al fine di produrre energia da fonti energetiche rinnovabili.

1.1 NORMATIVA E LEGGI DI RIFERIMENTO

La normativa e le leggi di riferimento da rispettare per la progettazione e realizzazione degli impianti fotovoltaici sono. Decreto Dirigenziale n. 106/2001/SIAR 29 marzo 2001 del Ministero dell'Ambiente.

Il Decreto Legislativo del 29 dicembre 2003, n. 387 "Attuazione delle direttive 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'energia.

La delibera n. 34/05 del 23 febbraio 2005 dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, che disciplina le modalità per il ritiro dell'energia elettrica di cui all'articolo 13, commi 3 e 4, del Decreto Legislativo del 29 dicembre 2003, n. 387 e al comma 41 della legge n. 239/04, facendo riferimento a condizioni economiche di mercato; la deliberazione n. 49 del 25 marzo 2005 dell'autorità per l'Energia elettrica e il gas, a modificazione ed integrazione alla deliberazione dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas del 23 febbraio 2005, n. 34/05; Il Decreto del ministero delle attività produttive, di concerto con il Ministero dell'ambiente e della Tutela del Territorio 28 luglio 2005 "Criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare".

La Deliberazione n. 188/05 del 14 settembre 2005 dell'AEEG Definizione del soggetto attuatore e delle modalità per l'erogazione delle tariffe incentivanti degli impianti fotovoltaici, in attuazione all'articolo 9 del Ministero delle attività produttive, di concerto con il Ministero dell'Ambiente e della tutela del territorio, 28 luglio 2005.

La Deliberazione 228/01 dell'AEEG "Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas per l'erogazione dei servizi di trasporto, di misura e di vendita dell'energia elettrica" nella versione risultante dalle modificazioni di cui alle delibere 316/01, 319/01, 124/02,152/02, /153/02,169/02,194/02,227/02 e 17/03. D.P.R. 547/1955 e DL 626/1994 e successive modificazioni per la sicurezza e la salute e prevenzione degli infortuni sul lavoro.

Legge 46/90 e D.P.R. 447/1991 per la sicurezza elettrica. Legge 9 gennaio 1991 n. 10.

- Norme per l'attuazione del nuovo piano energetico nazionale in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia.
- Norma Italiana CEI EN 0-16 - Classificazione CEI0-16.

- Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica. Norma Italiana CEI EN 60904-1 - Classificazione CEI 82-1-CT82 Dispositivi fotovoltaici - Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche corrente-tensione.

- Norma Italiana CEI EN 60904-2 - Classificazione CEI 82-1-CT82

Dispositivi fotovoltaici – Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento.

- Norma Italiana CEI EN 60904-3 - Classificazione CEI 82-1-CT82

Dispositivi fotovoltaici - Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento.

Norma Italiana CEI EN 61727 - Classificazione CEI 82-9-CT 82 Sistemi Fotovoltaici (FV)- Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo alla rete.

- Norma Italiana CEI EN 61215 - Classificazione CEI 82-8-CT82. Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. - Qualifica del progetto e omologazione del tipo: Norma Italiana CEI EN 61000. 3.2 - Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 3: Limiti Sezione 2: limiti per l'emissione di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso = 16 A per fase);

.1 Norma Italiana CEI EN 61555

.2 – disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili – Parte 1: Definizione;

- Norma Italiana CEI EN 61173 - Classificazione CEI 82-4 - CT 82

Protezione contro le sovratensioni Norma Italiana CEI dei sistemi fotovoltaici (FV) per la produzione di energia. - Guida EN 61724 - Classificazione CEI 82-15 CT 82

Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici. - Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati

Norma Italiana CEI EN 61829 - Classificazione CEI 82-16 - CT 82

Schiere di moduli fotovoltaici (FV) in silicio cristallino.

- Misura sul campo delle caratteristiche I-V Norma Italiana CEI EN 61277 - Classificazione CEI 82-17 - CT82

- Sistemi fotovoltaici (FV) di uso terrestre per la generazione di energia elettrica.

- Generalità e guida. Le norme del CT 82 di particolare interesse nei riguardi dell'esercizio, protezione e sicurezza degli impianti fotovoltaici ed a cui si farà riferimento nel corso, sono le seguenti:

- Norma Italiana CEI EN 61173 – Classificazione CEI 82-4 - CT 82

Protezione contro le sovratensioni dei sistemi fotovoltaici (FV) per la produzione di energia.

- Norma Italiana CEI EN 61829 – Classificazione CEI 82-16- CT 82

Schiere di moduli fotovoltaici (FV) in silicio cristallino. - Misura sul campo delle caratteristiche I-V

- NORMA ITALIANA: CEI 64-8 CLASSIFICAZIONE CEI: 64-8 Data di emissione: 1998/01

- COMITATO TECNICO 64 - Impianti elettrici utilizzatori di bassa tensione (fino a 1000 V in c.a. e a 1500 V in c.c.)

- NORMA ITALIANA: CEI 110-26 CLASSIFICAZIONE CEI: 110-26 Fascicolo: 3159 R Data di emissione: 1997/06

- COMITATO TECNICO 210 - Compatibilità elettromagnetica (ex CT 110)

- TITOLO: Guida alle Norme Generiche EMC

- NORMA ITALIANA: CEI 81-1 CLASSIFICAZIONE CEI: 81-1 Fascicolo: 3681 C Data di emissione: 1998/02

- Norma CEI 81.1 - Protezione delle strutture contro i fulmini;

- Norma CEI 81.3 – Valori medi del numero dei fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato;

- Norma CEI 81.4 – Valutazione del rischio dovuto al fulmine;

- Norma CEI 0.2 – Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici;

- NORMA ITALIANA: CEI EN 61277 CLASSIFICAZIONE CEI: 82-17 Fascicolo: 5168 Data di emissione: 1999/05

- TITOLO: Sistemi fotovoltaici (FV) di uso terrestre per la generazione di energia elettrica. Generalità e guida

- Norma Italiana CEI EN 61829 - Classificazione CEI 82-16 - CT 82 Schiere di moduli fotovoltaici (FV) in silicio cristallino. - Misura sul campo delle caratteristiche I-V

1.2 DEFINIZIONE

Gli impianti fotovoltaici sono sistemi in grado di captare e trasformare l'energia solare in energia elettrica, impianti connessi ad una rete elettrica di distribuzione (grid-connected): l'energia viene convertita in corrente elettrica alternata per alimentare il carico-utente e/o immessa nella rete, con la quale lavora in regime di interscambio.

Un impianto fotovoltaico è costituito da un insieme di componenti meccanici, elettrici ed elettronici che captano l'energia solare, la trasformano in energia elettrica, sino a renderla disponibile all'utilizzazione da parte dell'utenza.

Esso sarà quindi costituito dal generatore fotovoltaico (o da un campo fotovoltaico nel caso di impianti di una certa consistenza), da un sistema di controllo e condizionamento della potenza.

Il rendimento di conversione complessivo di un impianto è il risultato di una serie di rendimenti, che a partire da quello della cella, passando per quello del modulo, del sistema di controllo della potenza e di quello di conversione, ed eventualmente di quello di accumulo, permette di ricavare la percentuale di energia incidente che è possibile trovare all'uscita dell'impianto, sotto forma di energia elettrica, resa al carico utilizzatore.

1.3 DESCRIZIONE DEL SITO

L'area in cui verrà realizzato l'impianto è evidenziato nelle tavole TAVPROG001 - Inquadramenti. L'area oggetto d'intervento si trova nei Comune di Brindisi, nella provincia di Brindisi, nella zona agricola in località Contrada Lobia.

1.4 DATI DI PROGETTO

Il sito individuato per la realizzazione dell'impianto si trova nel comune Brindisi ad un'altitudine sul livello del mare di circa 13 metri.

L'inclinazione e l'orientamento dei moduli sono stati scelti per ottimizzare la radiazione solare incidente, i moduli saranno orientati a Sud con inclinazione variabile da -45° a $+45^\circ$, in modo da consentire la massima raccolta di energia nell'arco dell'anno unitamente ad una ridotta superficie di esposizione al vento con la tecnologia ad inseguimento ad un asse.

Oltre alla radiazione solare diretta e diffusa è stata considerata anche una componente di albedo.

Le tavole allegare riportano lo schema a blocchi e lo schema elettrico generale dell'impianto agrivoltaico da cui si evidenziano le principali funzioni svolte dai vari sottosistemi e apparecchiature che compongono l'impianto stesso.

Con riferimento all'area disponibile del sito individuato, l'impianto è dimensionato in modo tale da costruire un campo fotovoltaico della potenza complessiva di 45,7240 MWp (PSTC).

Il modulo fotovoltaico scelto per la realizzazione dell'impianto è in silicio monocristallino con cornice, ed ha una potenza di picco di 710 Wp. I moduli sono disposti secondo file parallele, la distanza tra le stringhe è calcolata in modo che l'ombra della fila antistante non interessi la fila retrostante per inclinazione del sole sull'orizzonte pari o superiore a quella che si verifica a mezzogiorno del solstizio d'inverno nella particolare località. Come si può facilmente verificare tale angolo limite è dato da:

$$\alpha = 90^\circ \text{Lat} - 23,5^\circ$$

Per una località situata alla latitudine di 39,29° Nord, l'angolo limite è pari a 25,6°; detta h l'altezza dei moduli fotovoltaici rispetto al piano di appoggio la distanza tra le file deve essere almeno pari a $d = h / \text{tg}\alpha$.

L'impianto è suddiviso in 7 blocchi.

Il generatore fotovoltaico è composto complessivamente da 64.400 moduli. La superficie captante dei moduli è di circa 202.543 mq.

I valori minimi e massimi della tensione di uscita del generatore fotovoltaico nelle condizioni operative limite previste (- 10° / 70 ° C) sono compatibili con il range di funzionamento dell'inverter, che assicura l'inseguimento della massima potenza.

Analogamente la corrente massima di parallelo delle stringhe è inferiore alla corrente massima tollerata in ingresso dall'inverter.

I gruppi di conversione saranno collegati in un apposito quadro a formare lato C.A. un sistema trifase connesso a due trasformatori BT/MT pe ogni sottocampo.

L'uscita MT dei trasformatori a 30 kV trifase sarà collegata a sua volta alle apparecchiature di manovra e sezionamento alla rete di raccolta energia, che convoglierà tutta l'energia ad una stazione di trasformazione 380/150 kV che verrà connessa a sua volta alla rete RTN di Terna.

In tabella 3 sono riportate le caratteristiche elettriche dei moduli.

SPECIFICATIONS (STC*)

Module Type	MS690N-HJTGB	MS695N-HJTGB	MS700N-HJTGB	MS705N-HJTGB	MS710N-HJTGB
	STC	STC	STC	STC	STC
Maximum Power (Pmax)	690Wp	695Wp	700Wp	705Wp	710Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	41.80V	41.95V	42.10V	42.25V	42.40V
Maximum Power Current (Imp)	16,51A	16,57A	16,63A	16,69A	16,75A
Open-circuit Voltage (Voc)	49,82V	49,95V	50,13V	50,29V	50,44V
Short-circuit Current (Isc)	17,31A	17,37A	17,43A	17,49A	17,55A
Module Efficiency STC (%)	22,21%	22,37%	22,53%	22,69%	22,86%
Operating Temperature (°C)	-40°C~+85°C				
Maximum System Voltage	1500VDC (IEC)				
Maximum Series Fuse Rating	30A				
Power Tolerance	0~+6W				
Temperature Coefficients of Pmax	-0,260%/°C				
Temperature Coefficients of Voc	-0,240%/°C				
Temperature Coefficients of Isc	0,040%/°C				
Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	42,30±2°C				

REAR SIDE POWER GAIN (BIFACIAL OUTPUT, FOR 700W)

Power Gain	5%	10%	15%	20%	25%	30%
Maximum Power (Pmax)	735Wp	770Wp	805Wp	840Wp	875Wp	910Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	42,10V	42,10V	42,10V	42,10V	42,10V	42,10V
Maximum Power Current (Imp)	17,45A	18,28A	19,12A	19,95A	20,78A	21,62A
Open-circuit Voltage (Voc)	50,13V	50,13V	50,13V	50,22V	50,22V	50,22V
Short-circuit Current (Isc)	18,30A	19,17A	20,04A	20,92A	21,78A	22,65A

NMOT* (Nominal Module Operating Temperature):
Irradiance 800W/sqm, Ambient Temperature 20°C, AM 1.5, Wind Speed 1m/s

*Power measurement tolerance: -/+3%

Mechanical Characteristics

Cell Type	N-type HJT 210×210mm
No. of cells	132 (6*22)
Dimensions	2384×1303×35mm (±1mm)
Weight	38.80KG ±2%
Glass	2.0mm Anti-Reflection Coating, High Transmission, Tempered Glass
Frame	Anodized aluminium alloy
Junction Box	IP68 Rated, 3 diodes
Cable & Connector	4mm ² cable: +1.4m/-1.4m or +0.3m/-0.3m or Customized, MC4 compatible

Packaging Info

(Two pallets = One stack)

31pcs/pallet, 558pcs/40HQ Container

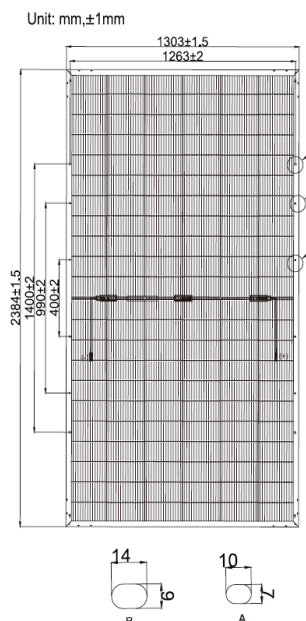
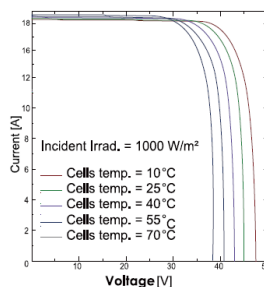
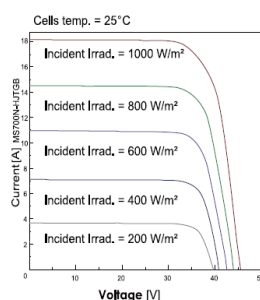


Tabella 3: Caratteristiche elettriche modulo Mysolar-GOLD-HJT-bifacial modello MS710N-HJTGB da 710 Watt

L'energia massima producibile teoricamente in un anno dall'impianto è data dal prodotto della radiazione media annua incidente sul piano dei moduli per la potenza nominale dell'impianto.

In base al calcolo di irraggiamento dai dati della Norma UNI 10349 riportati nel paragrafo 5.

L'energia effettivamente producibile va poi calcolata tenendo conto dei rendimenti delle diverse sezioni dell'impianto, in particolare il Decreto Ministeriale del 28 luglio 2005 fissa i seguenti requisiti minimi da dimostrare in fase di collaudo:

- $P_{cc} > 0,85 P_{nom} \times I / I_{stc}$
- $P_{ca} > 0,9 P_{cc}$ (tale condizione deve essere verificata per $P_{ca} > 90\%$ della potenza di targa del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata).

Dove :

P_{cc} = Potenza in corrente continua misurata all'uscita del generatore fotovoltaico con precisione migliore del $\pm 2\%$.

P_{nom} = Potenza nominale del generatore fotovoltaico.

I = Irraggiamento in W / m^2 misurato sul piano dei moduli, con precisione migliore del $\pm 3\%$.

I_{stc} = $1000 W / m^2$, è l'irraggiamento in condizioni di prova standard.

P_{ca} = Potenza attiva in corrente alternata misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, con precisione migliore del $\pm 2\%$.

Già a livello preliminare, i componenti dell'impianto sono stati selezionati per minimizzare le perdite nel processo di conversione; in sede di progetto definitivo verranno presi ulteriori accorgimenti volti ad ottimizzare le prestazioni del sistema, in termini di energia prodotta.

In particolare verranno adottati criteri di selezione dei moduli per garantire la migliore uniformità delle loro prestazioni elettriche e quindi ottimizzare il rendimento delle stringhe; verranno inoltre utilizzati componenti selezionati e cavi di sezione adeguate per ridurre le perdite sul lato corrente continua

Alla luce di quanto sopra, il bilancio esteso delle perdite nelle varie sezioni del sistema è riportato nello schema seguente:

- | | | |
|---|--|----|
| - | perdite per scostamento delle condizioni di targa (temperatura) | 6% |
| - | perdite per mismatching tra le stringhe | 2% |
| - | perdite in corrente continua | 5% |

- perdite sul sistema di conversione CC/CA 1%
- perdite per basso soleggiamento e per ombreggiamento reciproco 2%
- perdite per polluzione sui moduli 1%

per cui il rendimento stimato del sistema è pari a : $\eta_{sist} = 77\%$, tenendo conto degli inevitabili fermi di impianto, si può assumere un rendimento totale pari al 75%.

2 DESCRIZIONE DEL SISTEMA

2.1 GENERATORE FOTOVOLTAICO

I moduli utilizzati per il progetto sono in silicio monocristallino, Mysolar-GOLD-HJT-bifacial modello MS710N-HJTGB da 710 Watt, le cui caratteristiche tecniche sono riportate nella tabella 3.

I moduli hanno una struttura in alluminio anodizzato resistente alla torsione e alla corrosione, inoltre hanno prestazioni meccaniche idonee a sopportare i carichi statici di pressione di neve e vento secondo la normativa vigente.

2.2 QUADRI DI PARALLELO

Il generatore fotovoltaico sarà composto da 64.400 moduli.

Le stringhe verranno collegate in parallelo, facendo capo a quadri elettrici di campo.

2.2.1 QUADRO ELETTRICO DI CAMPO

I quadri necessari per realizzare il parallelo delle stringhe saranno del tipo SMA Sunny String Monitor Cabinet, hanno anche la funzione di sezionare localmente le stringhe di moduli fotovoltaici costituenti il campo e attraverso sistema di monitoraggio delle correnti di stringa, di cui sono equipaggiati, di rilevare eventuali anomalie sulle stringhe.

Ogni quadro di campo contiene le apparecchiature di seguito descritte.

Sull'arrivo delle stringhe sono previsti:

- un sezionatore con fusibili con funzione di blocco per correnti di ritorno (10 A) per ogni stringa
- un diodo di blocco 750 Vcc – 10 A.
- sistema di monitoraggio della corrente di stringa

Sulla partenza sono previsti:

- Un sezionatore sotto carico 60 A
- Due scaricatori per sovratensione DEHN 1500 V

Il quadro sarà del tipo per montaggio sia a parete che a terra, realizzato in resina autoestinguenta, con chiusura meccanica; ciascun quadro sarà provvisto di staffe di ancoraggio e di ingressi e uscite cavi muniti di pressa cavo stagno, grado di protezione IP 65.

2.2.2 QUADRO GENERALE DI PARALLELO SOTTOCAMPI

Non saranno utilizzati quadri elettrici di sottocampo.

2.3 GRUPPO DI CONVERSIONE

In base alle caratteristiche elettriche determinate con il dimensionamento del sistema per i campi sono stati selezionati inverter modello MV Power Station 6600 prodotti da SMA ; si tratta di apparati composti integrati da un modulo EVR per l'estensione della tensione a 1500 V, avente le seguenti caratteristiche principali. Conformità alle normative europee di sicurezza;

Disponibilità di informazioni di allarmi e di misura sul display integrato (Sunny Central Control);

Funzionamento automatico, quindi semplicità d'uso e di installazione;

Sfruttamento ottimale del campo fotovoltaico con funzione MPPT integrata;

Elevato rendimento globale;

Massima sicurezza, con trasformatore di isolamento a frequenza di rete incorporato;

Forma d'onda d'uscita perfettamente sinusoidale;

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. Nel caso specifico, verranno installate 7 cabine inverter prodotte da SMA aventi le seguenti caratteristiche:

Ingresso CC	
Tensione d'ingresso massima	1500 V
Corrente d'ingresso massima	2 x 3200 A
Numero ingressi CC	2 x 24 bipolare protetta (2 x 32 A unipolare protetta)
Valori di fusibili disponibili (per ciascun ingresso)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A
Uscita CA	
Potenza CA standard a +35 °C / +40 °C / +45 °C*	6600 kVA / 5800 kVA / 0 kVA
Potenza CA opzionale a +35 °C / +50 °C / +55 °C*	6600 kVA / 5800 kVA / 0 kVA
Tensione nominale CA	11 kV a 35 kV
Tolleranza sulla tensione CA	±10 %
Frequenza di rete CA	50 Hz / 60 Hz**
Gruppi di commutazione del trasformatore	Dy11y11 / YNd11d11**
Corrente d'uscita massima a 33 kV	105 A
Fattori di distorsione massimo	< 3 %
Fattore di potenza alla potenza nominale / Fattore di sfasamento regolabile	1 / 0,8 induttivo a 0,8 capacitivo

Uscita CA	
Fasi di immissione	3
* Dato riferito all'inverter; dipende dall'opzione a 1000 m	
** Opzionale	

Grado di rendimento	
Grado di rendimento massimo*	98,7 %
Grado di rendimento europeo*	98,6 %
Grado di rendimento CEC*	98,5 %
* Dato riferito all'inverter	

Dati generali	
Larghezza x altezza x profondità (dimensioni di trasporto)	12192 mm x 2896 mm x 2438 mm
Peso	< 26,0 t
Autoconsumo massimo*	< 16,2 kW
Autoconsumo con carico parziale*	< 3,6 kW
Autoconsumo medio*	< 4,0 kW
Consumo in standby*	< 740 W
Valore massimo ammissibile per l'umidità relativa (non condensante)	15% a 95%
Altitudine operativa massima s.l.m.	1000 m
Altitudine operativa massima s.l.m. con opzione "Installazione in quota"	2000 m / 3000 m / 4000 m
Fabbisogno d'aria fresca	20000 m ³ /h
Grado di protezione vano a media tensione e vano a bassa tensione secondo IEC 60529	IP23D
Grado di protezione componenti elettronici inverter	IP65
Grado di protezione canale rotaia conduttrice fra inverter e trasformatore MT	IP54
* Dato riferito all'inverter	

L'inverter è conforme alle più stringenti direttive nazionali ed europee per la sicurezza e l'immissione in rete d'energia: EMC: EN61000-6-2, EN61000-6-4; CE. L'inverter, del tipo trifase, sarà collegato sul lato in corrente alternata al sistema di distribuzione attraverso cui avviene di seguito l'immissione dell'energia elettrica prodotta in rete. L'inverter consente il collegamento della totalità delle stringhe di un campo, ognuna delle quali composta da 26/28 pannelli. I gruppi di conversione previsti sono stati realizzati con tecnica PWM, e sono in grado di operare in modo completamente automatico e di inseguire il punto di massima potenza (MPPT) del generatore fotovoltaico. L'inverter è munito di display che indica la temperatura di lavoro, l'energia cumulativa trasmessa, la potenza istantanea immessa in rete e quella in ingresso dal campo fotovoltaico.

3 DISPOSITIVI DI PROTEZIONE SUL COLLEGAMENTO ALLA RETE ELETTRICA

La protezione del sistema di generazione nei confronti sia della rete auto produttore che della rete pubblica, è realizzata in conformità a quanto prescritto dalla norma CEI 11-20, con riferimento anche a quanto prescritto dalla norma CEI 00-16. Eventuali modifiche all'architettura finale del sistema di connessione, protezione e regolazione saranno concordate come richiesto dalla Delibera 188/05 dell'Autorità dell'energia ed il gas.

L'impianto risulta equipaggiato con sistema di protezione che si articola su tre livelli:

- dispositivi del generatore;
- dispositivo di interfaccia;
- dispositivo generale.

3.1 DISPOSITIVI DEL GENERATORE

Ciascun inverter è protetto in uscita da un interruttore automatico con sganciatore di apertura collegato al pannello del dispositivo di interfaccia in modo da agire di ricalzo al dispositivo di interfaccia stesso. L'inverter è anche dotato di dispositivi contro le sovratensioni generate in condizioni anomale lato c.a..

3.2 DISPOSITIVO DI INTERFACCIA

Il dispositivo di interfaccia determina 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); questo allo scopo di evitare il funzionamento in isola dell'impianto, 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.

Le protezioni di interfaccia sono costituite da relè di massima e minima frequenza, relè di massima e minima tensione, relè di massima tensione omopolare, e sono inserite in un pannello polivalente conforme alla norma CEI 11-20 e alla specifica ENEL\TERNA.

3.3 DISPOSITIVO GENERALE

Il dispositivo generale (DG) ha la funzione di salvaguardare il funzionamento della rete nei confronti di guasti nel sistema di generazione elettrica; il DG deve assicurare le funzioni di sezionamento, comando e interruzione, ed è costituito da un interruttore in SF6 con sganciatore di apertura, predisposto per essere controllato da una protezione generale di massima corrente di fase e una di massima corrente omopolare.

3.4 MISURA DELL'ENERGIA ELETTRICA PRODOTTA

Il sistema di misura dell'energia prodotta è collocato in uscita dal trasformatore elevatore ed è in grado di rilevare e registrare, per ciascuna ora, l'energia elettrica immessa in rete nel punto di consegna. Il sistema di misura è conforme alle disposizioni dell'autorità dell'energia elettrica e gas e alle norme CEI, in particolare sarà dotato di sistemi meccanici di sigillatura che garantiscano da manomissioni o alterazioni dei dati di misura. Il sistema di misura è idoneo a consentire la telelettura dell'energia elettrica prodotta da parte del distributore.

3.5 CABLAGGI

Per il cablaggio dei moduli e per il collegamento delle stringhe e i quadri di campo sono previsti conduttori di tipo H07RN-F (neoprene a doppio isolamento). Il collegamento tra i quadri di campo e i quadri di sottocampo sono realizzati con cavi adatti alla posa interrata e sono protetti con tubazioni. La sezione dei cavi per i vari collegamenti è tale da assicurare una durata di vita soddisfacente dei conduttori e degli isolamenti sottoposti agli effetti termici causati dal passaggio della corrente elettrica per periodi prolungati e in condizioni ordinarie di esercizio.

3.6 OPERE CIVILI

E' prevista la realizzazione di edifici in struttura prefabbricata adibiti rispettivamente a centrale elettrica per la posa dei quadri inverter, alla posa dei trasformatori, servizi (ufficio, servizi igienici, magazzino), alla posa dei gruppi misura (locale misuratori), ed uno alla posa dei quadri MT del distributore (locali distributore).

3.7 SISTEMA DI CONTROLLO

Il sistema di controllo dell'impianto avviene tramite due tipologie di controllo: controllo locale e controllo remoto.

- a) Controllo locale : monitoraggi tramite PC centrale, posto in prossimità dell'impianto, tramite software apposito in grado di monitorare e controllare i quattro inverter;
- b) Controllo remoto: gestione a distanza dell'impianto tramite modem GPRS con scheda di rete Data- Logger montata a bordo degli inverter.

Il controllo in remoto avviene da centrale (servizio assistenza) con medesimo software del controllo locale.

Le grandezze controllate da sistema sono:

- Potenza dell'inverter;
- Tensione di campo dell'inverter; Corrente di campo dell'inverter; Radiazioni solari;
- Temperatura ambiente; Velocità del vento;
- Letture dell'energia attiva e reattiva prodotte;

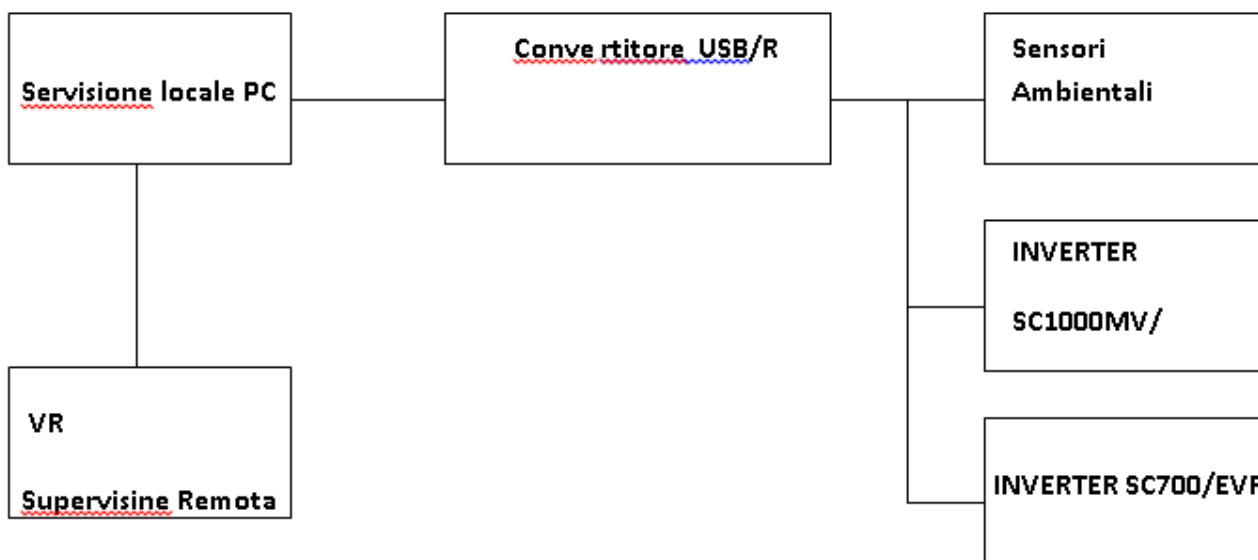


Figura2 : Schema a blocchi del sistema di controllo

Bus di trasmissione dati conforme allo standard RS485 per trasmissioni industriali. La connessione tra gli inverter e il PC avviene tramite un box acquisizione (convertitore USB/RS485 MODBUS). Sullo stesso BUS si inserisce la scheda di acquisizione ambientale per la misura della temperatura ambientale, l'irraggiamento e la velocità del vento.

3.8 VERIFICHE DI COLLAUDO

L' impianto fotovoltaico e relativi componenti saranno realizzati nel rispetto delle norme tecniche richiamate nell'Allegato 1 al DM 28 luglio 2005, ai sensi di quanto previsto dall' articolo 4, comma 3, del DM su indicato.

Le verifiche di collaudo e le prove di collaudo dell'impianto saranno in parte effettuate durante l'esecuzione dei lavori, in parte appena ultimato l'impianto.

La verifica tecnico-funzionale dell'impianto consiste nell'effettuare i controlli secondo la normativa "ENEA 10.000 tetti fotovoltaici", riassunta qui di seguito:

Disposizione componenti:

CONTROLLO : Disposizione componenti come riportate nel progetto esecutivo.

Strutture di sostegno:

CONTROLLO : Serraggio delle connessioni bullonate integrità della geometria.

Stato della zincatura sui profili in acciaio.

Generatore fotovoltaico:

CONTROLLO : Integrità della superficie captante dei moduli Controllo di un campione di cassette di terminazione

Uniformità di tensioni, correnti e resistenza di isolamento delle stringhe fotovoltaiche.

Quadro/i elettrici:

CONTROLLO : Integrità dell'armadio.

Efficacia dei diodi di blocco.

Prova di sfilamento dei cablaggi in ingresso ed in uscita.

Rete di terra:

CONTROLLO : Continuità dell'impianto di terra.

Collegamenti Elettrici:

CONTROLLO : Verifica, attraverso la battitura dei cavi, la correttezza della polarità e marcatura secondo gli schemi elettrici di progetto.

Prove funzionali:

CONTROLLO : corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza e nelle varie modalità previste dal convertitore c.c/c.a

Prove di prestazione elettrica del sistema:

CONTROLLO : Prestazione in corrente continua.

$P_{cc} > 0.85 P_{nom} \times I / I_{stc}$.

Prestazione sezione conversione statica $P_{ca} > 0.9 P_{cc}$ Dove:

P_{cc} = Potenza in kW misurata all'uscita del generatore con precisione migliore del 2%

P_{nom} = Potenza in kW somma delle potenze di targa dei moduli installati.

I = Irraggiamento in W/m² misurato sul piano dei moduli con precisione migliore del 2%

I_{stc} = valore di riferimento in W/m²

P_{ca} > Potenza attiva in kW misurata all'uscita del Convertitore precisione migliore del 2%

Le verifiche di cui sopra saranno eseguite da un tecnico abilitato. Con questi controlli si garantisce che il rendimento della sezione in continua sia maggiore dell'85%, quello della sezione di conversione sia maggiore del 90%. Al termine delle prove verrà rilasciata opportuna certificazione che attesti delle verifiche. Le prestazioni dell'impianto a regime verranno monitorate in continuo dal sistema di controllo descritto nel paragrafo 3.7.

9 SICUREZZA DELL'IMPIANTO

9.1 Protezione da corto circuiti sul lato c.c. dell'impianto

Le prestazioni dell'impianto a regime protezione dai corto circuiti sul lato c.c. dell'impianto. Gli impianti agrivoltaici sono realizzati attraverso il collegamento in serie/parallelo di un determinato numero moduli FV, a loro volta realizzati attraverso il collegamento in serie/parallelo di celle FV inglobate e sigillate in un unico pannello d'insieme. Pertanto gli impianti FV di qualsiasi dimensione conservano le caratteristiche elettriche della singola cella, semplicemente a livelli di tensione e corrente superiori, a seconda del numero di celle connesse in serie (per ottenere tensioni maggiori) oppure in parallelo (per ottenere correnti maggiori).

Negli impianti fotovoltaici la corrente di corto circuito dell'impianto non può superare la somma di corto circuito delle singole stringhe.

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.

9.2 Protezione da contatti accidentali lato c.c.

Le tensioni continue sono particolarmente pericolose per la vita. Il contatto accidentale con una tensione superiore ai 400 V c.c., che è la tensione tipica delle stringhe, può avere conseguenze letali.

Per ridurre il rischio di contatti pericolosi il campo fotovoltaico lato 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/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 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.

9.3 Protezione da contatti accidentali lato c.c.

Un campo fotovoltaico correttamente collegato a massa, non altera in alcun modo l'indice ceuranico della località di montaggio, e quindi la probabilità di essere colpito da un fulmine. I moduli fotovoltaici

sono in alto grado insensibili alle sovratensioni atmosferiche, che invece possono risultare pericolose per le apparecchiature elettroniche di condizionamento della potenza.

Per ridurre i danni dovuti ad eventuali sovratensioni i quadri di parallelo stringhe sono muniti di varistori su entrambe le polarità dei cavi di uscita.

In caso di sovratensioni i varistori collegano una o entrambe le polarità dei cavi a massa e provocano l'immediato spegnimento gli inverter e l'emissione di una segnalazione di allarme.

9.4 Protezione sul lato c.a. dell'impianto

La limitazione delle correnti del campo fotovoltaico comporta analogia limitazione anche nelle correnti in uscita dagli inverter. Corti circuiti sul lato alternata dell'impianto sono tuttavia pericolosi perché possono provocare ritorni da rete di intensità non limitata.

Per l'interruttore MT in SF6 è equipaggiato con una protezione generale di massima corrente e una protezione contro i guasti a terra.

9.5 Prevenzione funzionamento in isola

In accorto a quanto prescritto dalla normativa italiana sarà previsto, incorporato nell'inverter, un dispositivo per prevenire il funzionamento in isola dell'impianto.

9.6 Impianto di messa a terra

La cabina elettrica è dotata di una rete di messa a terra realizzata secondo la vigente normativa.

Le strutture di sostegno dei moduli sono collegate ad una rete di terra realizzata in prossimità delle strutture stesse.

Comune di Brindisi (BR), Località "Contrada Lobia"

Linee interrate 150 KV per raccordo impianto agrivoltaico SUN LEGACY 4 SRL – Brindisi (BR) al futuro ampliamento della Stazione Elettrica di Trasformazione (SE) a 380/150 kV denominata "Brindisi".

RELAZIONE TECNICA DELLE LINEE ELETTRICHE

1 OGGETTO DELL'INTERVENTO

La società SUN LEGACY 4 Srl, deve provvedere alla realizzazione delle linee in cavo cordato interrato 150 KV nel comune di Brindisi (BR), località "Contrada Lobia", per collegare l'impianto di generazione da fonte solare al futuro ampliamento della Stazione Elettrica di Trasformazione (SE) a 380/150 kV denominata "Brindisi".

2 LINEA IN CAVO SOTTERRANEO

Le linee in progetto sono da realizzarsi lungo la viabilità di strade interna o nei terreni, senza interessare proprietà di terzi. La partenza delle linee, è prevista su quadri MT a 20 kV, ubicati in prossimità dei gruppi inverter dell'impianto FV, per confluire al quadro MT della cabina esistente.

3 RIFERIMENTI NORMATIVI

La progettazione è conforme alle Norme che disciplinano la progettazione, la costruzione e l'esercizio delle linee elettriche sotterranee:

- DM 24/11/1984 "Norme di sicurezza antincendio per il trasporto, la distribuzione, l'accumulo e l'utilizzazione del gas naturale con densità non superiore a 0,8";
- DM 21/03/1988 "Approvazione delle norme tecniche per la progettazione, l'esecuzione, e l'esercizio delle linee elettriche aeree esterne", limitatamente all'art. 2.1.17;
- D. Lgs. 285/92 "Codice della strada";
- DPR 16/12/92 n° 495 "Regolamento di esecuzione e di attuazione del nuovo Codice della strada";
- DPR 16/09/96 n° 610 "Regolamento recante modifiche al decreto Repubblica del Presidente della 16 dicembre 1992, n° 495, concernente il regolamento attuazione del nuovo Codice della strada";
- Direttiva della Presidenza del Consiglio dei Ministri - Dipartimento delle Aree Urbane 03/03/1999 "Sistemazione nel sottosuolo degli impianti tecnologici"
- Norma CEI 11-17 "Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica - Linee in cavo";
- Norma CEI 11-46 "Strutture sotterranee polifunzionali per la coesistenza di servizi a rete diversi - Progettazione, costruzione, gestione e utilizzo - Criteri generali e di sicurezza";

- Norma CEI 11-47 "Impianti tecnologici sotterranei - Criteri generali di posa".
- Norma CEI EN 50086 2-4 "Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche Parte 2-4: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi interrati"

Tutti gli impianti esistenti, da cui si deriva la linea in progetto, sono costruiti nel rispetto della Norme vigenti al momento della loro costruzione; in particolare dopo il 17/01/1969, gli impianti sono stati costruiti nel rispetto delle Norme Tecniche di cui al D.P.R del 2 1/06/1968 n. 1062.

La società DIOMEDE si impegna inoltre ad esercire i propri impianti in conformità alle vigenti Leggi.

4 PROGETTAZIONE ELETTRICA - SCELTA DEI CAVI

Per la costruzione della linea si utilizzerà cavo unipolare in corda di alluminio con isolamento solido estruso in gomma etilenpropilenica HEPR o polietilene reticolato XLPE .

La sezione prevista è: 1x(3x70) - 1x(3x180)- 1x(3x240) e 1x(3x630) mm²

con conduttori in alluminio;

Portata dei cavi

La portata dei cavi, nelle normali condizioni di esercizio, non supera la portata al limite termico stabilita dalle norme CEI.

5 COLLEGAMENTI A TERRA

Gli schermi dei cavi MT devono essere messi a terra ad entrambe le estremità, in corrispondenza delle terminazioni.

6 PROGETTAZIONE DELLE CANALIZZAZIONI

L'integrità dei cavi deve essere garantita da una robusta protezione meccanica supplementare, 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).

Pertanto la posa del cavo sarà entro tubo di materiale plastico

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, 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 e il ripristino della superficie devono essere effettuati, nella generalità dei casi, ossia in assenza di specifiche prescrizioni imposte dal proprietario del suolo, 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 ovvero della protezione.

7 TUBAZIONE

La tubazione da utilizzare sarà in polietilene del tipo corrugato del diametro di 160 mm non inferiore a 1,4 volte il diametro del cavo ovvero il diametro circoscritto del fascio di cavi (Norma CEI 11-17)

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.

Saranno alterni 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.

8 TRASFORMATORI

Nel campo agrivoltaico sono presenti 7 sottocampi, ognuno dei quali è dotato di cabina di trasformazione. Ogni trasformatore è in resina raffreddato a secco.