

# COMUNE DI MANIAGO



# PROVINCIA DI PORDENONE



## IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp MANIAGO SOLAR 1

Istanza di valutazione di impatto ambientale per la costruzione e l'esercizio di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili ai sensi dell'artt. 23, 24-24bis e 25 D.lgs. n.152/2006

IMMOBILE	Comune di Maniago Foglio 39 Mappali 44 - 48 - 91 - 167 - 237 - 238 - 276 Foglio 41 Mappali 67 - 70 - 72 - 81 - 120 - 127 - 129 - 131 - 134 - 147 - 149 Foglio 52 Mappali 1 - 2 - 3 - 4 - 13 - 14 - 18 - 21 - 41 Foglio 53 Mappali 1 - 2 - 3	
PROGETTO <b>VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE</b>	OGGETTO <b>DOC02 – Relazione Tecnica</b>	SCALA --
REVISIONE - DATA	VERIFICATO	APPROVATO
REV.00 - 07/12/2022		
IL RICHIEDENTE	ELLOMAY SOLAR ITALY ELEVEN S.R.L.  39100 Bolzano - Via Sebastian Altmann 9  FIRMA _____	
IL PROGETTISTA	Ing. Riccardo Valz Gris    FIRMA _____	
TEAM DI PROGETTO	Arch. Rosalba Teodoro - Ing. Francesca Imbrogno  <b>Studio Ing. Valz Gris</b> 20124 Milano - Citycenter Regus - Via Lepetit 8/10 Tel. +39 02 0069 6321 13900 Biella - Via Repubblica 41 Tel. +39 015 32838 - Fax +39 015 30878	
	Per. Agr. Giovanni Cattaruzzi  <b>Studio Cattaruzzi</b> 33100 UDINE – Via Gemona	



## INDICE

<b>INDICE</b> .....	<b>1</b>
<b>1. INTRODUZIONE</b> .....	<b>3</b>
<b>2. DATI QUANTITATIVI PRINCIPALI</b> .....	<b>5</b>
2.1 <i>Dati dell'impianto fotovoltaico e riduzione emissioni CO<sub>2</sub></i> .....	5
<b>3. LOCALIZZAZIONE E DESCRIZIONE DEL SITO</b> .....	<b>9</b>
3.1.1 Stato di fatto .....	9
<b>4. DESCRIZIONE DEL PROGETTO</b> .....	<b>13</b>
4.1 Requisiti Impianto Agrivoltaico .....	13
4.2 Stato di progetto .....	17
4.3 Dati ambientali relativi al sito di installazione .....	18
4.4 impianto fotovoltaico su tracker monoassiali .....	19
4.4.1 <i>Dati generali Impianto</i> .....	19
4.4.2 <i>Descrizione tecnica delle strutture di sostegno ad inseguimento monoassiale</i> .....	21
4.4.3 <i>Descrizione di Inverter di stringa e Cabine di trasformazione</i> .....	23
4.4.4 <i>Collegamenti elettrici e cavidotti</i> .....	24
4.4.5 <i>Moduli fotovoltaici</i> .....	25
4.4.6 <i>Cabina di consegna</i> .....	28
4.4.7 <i>Connessione alla CP di Maniago di e-distribuzione</i> .....	28
4.4.8 <i>Tecnologia No Dig</i> .....	35
4.5 Controllo e monitoraggio dell'impianto fotovoltaico .....	36
4.6 Impianto di antifurto .....	36
4.7 Cavi elettrici e cablaggio .....	36
4.8 Relazione di calcolo dell'impianto elettrico .....	37
<b>5. LE OPERE DI MITIGAZIONE E ATTIVITA' AGRONOMICHE</b> .....	<b>58</b>
5.1 Inserimento nuove aree di sosta e nuovo percorso ciclopedonale .....	58
5.2 Cabine con tetto a falda .....	59
5.3 Recinzione e cancello con pali in legno .....	60
5.4 Progetto del verde .....	60
<i>Applicazioni tipologiche di mascheramento</i> .....	60
5.5 L'attività agronomica .....	66
<b>6. MOVIMENTAZIONE TERRE E ROCCE DA SCAVO</b> .....	<b>68</b>
6.1 Dimensioni e Caratteristiche dell'Impianto .....	68
6.2 Stima dei volumi di scavo .....	69
<i>Cavidotto AT- da realizzare esternamente all'impianto</i> .....	69
<i>Cavidotto MT - da realizzare internamente all'impianto</i> .....	72



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO**  
**DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp**  
**Maniago Solar 1**  
Comune di Maniago  
**Relazione tecnica**

Pag 2 di 118

<i>Cavidotto BT</i> .....	73
<i>Movimenti terra interni ai layout di progetto</i> .....	76
6.3 Modalità Esecutive degli Scavi .....	77
6.4 CAVE DI PRESTITO .....	77
<b>7. ORGANIZZAZIONE DEL CANTIERE E RICADUTE OCCUPAZIONALI</b> .....	<b>78</b>
7.1 Cronoprogramma .....	78
<i>Cronoprogramma Costruzione impianto</i> .....	78
<i>Cronoprogramma cavidotto su strada</i> .....	79
<i>Cronoprogramma Dismissione Impianto</i> .....	79
7.2 La ricaduta occupazionale .....	80
7.3 Analisi quantitativa .....	81
<b>8. PIANO DI DISMISSIONE E RIPRISTINO – GESTIONE DEI RIFIUTI</b> .....	<b>84</b>
8.1 Riferimenti normativi .....	84
8.2 Riciclo dei materiali .....	84
8.3 Dismissione e riciclo dei moduli fotovoltaici .....	85
8.4 Recupero delle materie prime .....	86
8.5 Specifiche tecniche imballaggio moduli su bancali .....	86
8.6 Dismissione e riciclo delle strutture di sostegno .....	87
8.7 Dismissione e riciclo delle forniture elettriche .....	88
<i>Dismissione e riciclo delle cabine elettriche</i> .....	88
<i>Dismissione e riciclo dei cablaggi</i> .....	88
<b>9. ILLUMINAZIONE CAMPI FOTOVOLTAICI – IMPATTO NOTTURNO</b> .....	<b>89</b>
<b>10. INTERFERENZA DEI MODULI CON L'IRRAGGIAMENTO SOLARE AL SUOLO</b> .....	<b>93</b>
<i>Radiazione solare sotto i tracker</i> .....	93
<b>11. IMPATTO ACUSTICO</b> .....	<b>96</b>
11.1 Normativa di riferimento .....	96
11.2 Metodologia di misura .....	96
11.3 Fasi impatti acustici .....	97
11.4 Localizzazione dei recettori sensibili .....	98
11.5 Zonizzazione acustica .....	98
11.6 Descrizione attività di cantiere .....	100
11.7 Relazione Previsionale .....	100
<b>ALLEGATO 1 – PVSYST</b> .....	<b>104</b>







**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO**  
**DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp**  
**Maniago Solar 1**  
Comune di Maniago  
**Relazione tecnica**

Pag 3 di 118

## 1. INTRODUZIONE

Il presente documento, unitamente alle altre relazioni specialistiche, intende consentire una valutazione tecnica preliminare in merito al progetto oggetto di Studio di Impatto Ambientale.

In particolare, vengono analizzati i seguenti elementi:

Professionisti	Aree tematiche coinvolte	Rif. DOC02 Rel. Tecnica	Rif. Altri documenti
Arch. Rosalba Teodoro Ing. Riccardo Valz Gris	Studio di impatto ambientale		DOC01 – Studio Preliminare Ambientale
<b>RELEZIONI SPECIALISTICHE</b>			
Arch. Rosalba Teodoro	Impatto urbanistico – analisi dei vincoli		DOC03 - Relazione urbanistica
Arch. Rosalba Teodoro	Impatto paesaggistico		DOC04 - Relazione paesaggistica
Dr. Luigi Pavisani	Opere mitigazione vegetali		DOC05 - Relazione agronomica
Ing. Riccardo Valz Gris	Relazione VINCA area SIC		DOC06 - Relazione VINCA
Ing. Riccardo Valz Gris	Impatto abbagliamento solare		DOC07 - Relazione abbagliamento
Ing. Riccardo Valz Gris	Impatto idraulico		DOC08 - Relazione sull'invarianza idraulica
Ing. Francesca Imbrogno	Impatto campi elettromagnetici		DOC09 - Relazione campi elettromagnetici
Dr. Paolo Di Piazza	Relazione geologica		DOC10- Relazione geologica
Dr. Luigi Pavisani	Opere mitigazione vegetali		DOC11 - Relazione illustrativa del progetto del verde
Arch. Rosalba Teodoro	Relazione fotografica		DOC12 – Relazione fotografica
 Ing. Riccardo Valz Gris	Impatto sulla riduzione delle emissioni di CO <sub>2</sub>	pag.8	
 Ing. Riccardo Valz Gris	Impatto sulla movimentazione delle terre e rocce da scavo: movimentazioni interne ed esterne ai cantieri	pag. <b>Errore. Il segnalibro non è definito.</b>	
 Ing. Riccardo Valz Gris	Impatto occupazionale	pag. <b>Errore. Il segnalibro non è definito.</b>	
 Ing. Riccardo Valz Gris	Impatto attività di dismissione e ripristino	pag. <b>Errore. Il segnalibro non è definito.</b>	





**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO**  
**DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp**  
**Maniago Solar 1**  
Comune di Maniago  
**Relazione tecnica**

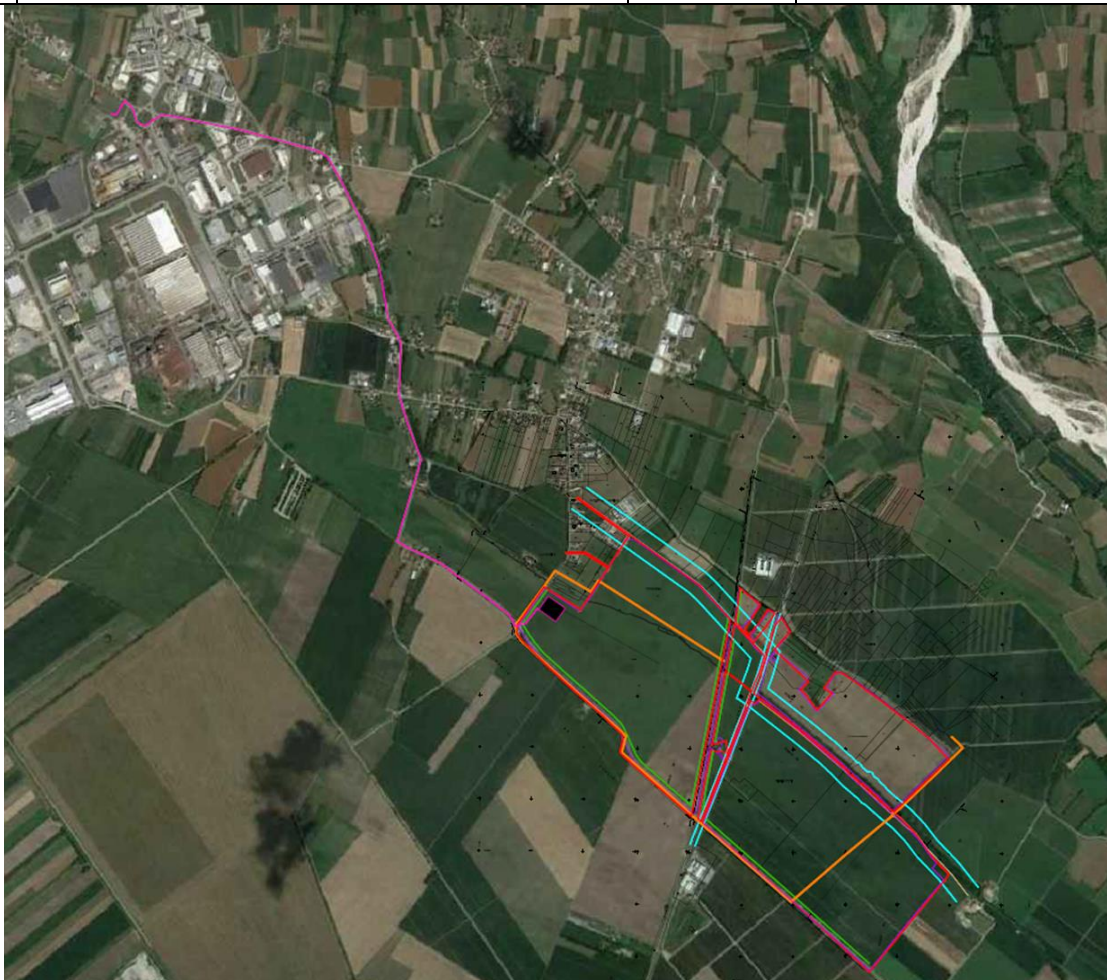


Ing. Riccardo Valz Gris

Impatto illuminazione notturna e irraggiamento  
solare diurno.

pag.93

pag.95



Cabina Primaria di e-distribuzione





**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO**  
**DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp**  
**Maniago Solar 1**  
Comune di Maniago  
**Relazione tecnica**

Pag 5 di 118

## 2. DATI QUANTITATIVI PRINCIPALI

L'area in esame per il presente progetto si trova nel Comune di Maniago in provincia di Pordenone. Tale area trova una buona sincronia con il progetto del campo agrivoltaico, perché permettono di evitare la realizzazione di strutture che limitino la permeabilità del terreno<sup>1</sup>, che ne alterino la flora esistente<sup>2</sup> e che impediscano la permanenza o il passaggio della fauna locale<sup>3</sup>.

Nelle tabelle di seguito la sintesi delle informazioni del progetto:

### Dati generali

Ubicazione e denominazione	Comune di Maniago
Coordinate geografiche	46° 7'58.23"N; 12°45'5.59"
Superficie complessiva del terreno	1.200.617 m <sup>2</sup>
Superficie recintata	941.011 m <sup>2</sup>
Superficie complessiva moduli	375.510 m <sup>2</sup>
Superficie complessiva agricola	704.268 m <sup>2</sup>
Superficie complessiva mitigazione	207.505 m <sup>2</sup>

### 2.1 DATI DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO E RIDUZIONE EMISSIONI CO<sub>2</sub>

Internamente all'impianto ci sono due aree separate elettricamente, di questi 30 sottocampi 24 faranno parte della prima area e 6 della seconda area:

Descrizione	Potenza installata	Moduli installati	Superficie moduli
	MW	numero	m <sup>2</sup>
Sottocampo 1	2,76768	4464	12.352
Sottocampo 2	2,76768	4464	12.352
Sottocampo 3	2,76768	4464	12.352
Sottocampo 4	2,76768	4464	12.352
Sottocampo 5	2,76768	4464	12.352
Sottocampo 6	2,76768	4464	12.352
Sottocampo 7	2,76768	4464	12.352
Sottocampo 8	2,76768	4464	12.352
Sottocampo 9	2,76768	4464	12.352
Sottocampo 10	2,79744	4512	12.485
Sottocampo 11	2,79744	4512	12.485
Sottocampo 12	2,79744	4512	12.485

<sup>1</sup> I pannelli sono sollevati su tracker, le strade di collegamento interno sono in terreno battuto e non è previsto l'uso di asfalto o di altro materiale impermeabile

<sup>2</sup> È prevista la conservazione delle parti boscate, dei filari e delle alberature esistenti sul lotto, potenziando ove necessario la presenza arborea e garantendo nel tempo la manutenzione del verde esistente e del verde messo a dimora come opere di mitigazione

<sup>3</sup> La preservazione delle aree boscate e delle aree di acque lentiche, consente la conservazione delle specie negli habitat esistenti e la presenza di varchi all'interno della recinzione perimetrale consentono il passaggio degli animali



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO**  
**DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp**  
**Maniago Solar 1**  
Comune di Maniago  
**Relazione tecnica**

Pag 6 di 118

<b>Sottocampo 13</b>	2,79744	4512	12.485
<b>Sottocampo 14</b>	2,96112	4776	13.215
<b>Sottocampo 15</b>	2,96112	4776	13.215
<b>Sottocampo 16</b>	2,96112	4776	13.215
<b>Sottocampo 17</b>	2,96112	4776	13.215
<b>Sottocampo 18</b>	2,79744	4512	12.485
<b>Sottocampo 19</b>	2,79744	4512	12.485
<b>Sottocampo 20</b>	2,79744	4512	12.485
<b>Sottocampo 21</b>	2,79744	4512	12.485
<b>Sottocampo 22</b>	2,79744	4512	12.485
<b>Sottocampo 23</b>	2,79744	4512	12.485
<b>Sottocampo 24</b>	2,79744	4512	12.485
<b>Sottocampo 25</b>	2,79744	4512	12.485
<b>Sottocampo 26</b>	2,76768	4464	12.352
<b>Sottocampo 27</b>	2,76768	4464	12.352
<b>Sottocampo 28</b>	2,76768	4464	12.352
<b>Sottocampo 29</b>	2,76768	4464	12.352
<b>Sottocampo 30</b>	2,76768	4464	12.352
	<b>84,16128</b>	<b>135744</b>	<b>375603,648</b>

La produzione di energia al primo anno è pari a 133.536 MWh

*Il risparmio di CO<sub>2</sub> è stimato in 273,3 g CO<sub>2</sub>/kWh<sup>4</sup> pari a 36.496 t di CO<sub>2</sub>/anno*

Il software di calcolo tiene conto dei dati garantiti dal produttore e per tali condizioni viene calcolato il decadimento della produzione elettrica. Il revamping dell'impianto è suggerito ogni 10 anni, Tenuto conto di questo rinnovo periodico dei moduli fotovoltaici, la produzione complessiva è la seguente:

Nel corso dei 30 anni di vita utile dell'impianto, considerando il decadimento dei moduli fotovoltaici, la produzione complessiva è la seguente:

Anno	Produzione
	kWh
1	133.536.352
2	133.013.976
3	132.388.208
4	131.659.240
5	130.823.552
6	129.801.352
7	128.597.144
8	127.314.192
9	125.989.280
10	124.660.304
11	133.536.352

<sup>4</sup> Rapporto ISPRA 2020 – Fattori di emissione atmosferica di gas effetto serra nel settore elettrico nazionale e nei principali Paesi Europei tab.2.4 pag.31



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO**  
**DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp**  
**Maniago Solar 1**  
Comune di Maniago  
**Relazione tecnica**

Pag 7 di 118

Anno	Produzione
	kWh
12	133.013.976
13	132.388.208
14	131.659.240
15	130.823.552
16	129.801.352
17	128.597.144
18	127.314.192
19	125.989.280
20	124.660.304
21	133.536.352
22	133.013.976
23	132.388.208
24	131.659.240
25	130.823.552
26	129.801.352
27	128.597.144
28	127.314.192
29	125.989.280
30	124.660.304
<b>totale</b>	<b>3.893.350.800</b>

Possiamo dunque fare un confronto con la stima del fabbisogno di energia elettrica misurata nel 2019 - Distribuzione regionale di energia elettrica per settore di consumo nel 2019 (volumi in GWh e punti di prelievo in migliaia) anno 2019

REGIONE	DOMESTICO		NON DOMESTICO		TOTALE	
	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Piemonte	3.888	2.311	15.837	562	19.726	2.873
Valle d'Aosta	144	108	767	27	911	135
Lombardia	9.630	4.857	51.368	1.076	60.998	5.934
Trentino-Alto Adige	970	550	5.015	165	5.985	715
Veneto	5.113	2.316	22.595	585	27.708	2.902
Friuli-Venezia Giulia	1.248	650	7.674	149	8.922	799
Liguria	1.477	1.030	4.454	254	5.931	1.283
Emilia-Romagna	4.498	2.252	19.912	610	24.410	2.861
Toscana	3.752	1.891	13.743	530	17.496	2.420
Umbria	842	422	4.682	116	5.524	538
Marche	1.395	746	5.072	207	6.467	953
Lazio	5.598	2.780	14.691	649	20.289	3.429
Abruzzo	1.173	716	4.239	161	5.412	877



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO**  
**DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp**  
**Maniago Solar 1**  
Comune di Maniago  
**Relazione tecnica**

Pag 8 di 118

REGIONE	DOMESTICO		NON DOMESTICO		TOTALE	
	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Molise	258	171	1.044	39	1.302	210
Campania	4.997	2.264	11.257	563	16.254	2.826
Puglia	3.768	1.904	8.586	504	12.354	2.408
Basilicata	462	280	1.809	74	2.271	354
Calabria	1.903	1.022	3.131	225	5.034	1.247
Sicilia	5.268	2.393	9.563	553	14.831	2.946
Sardegna	2.079	879	4.757	202	6.835	1.081
ITALIA	58.462	29.543	210.198	7.249	268.660	36.792

Fonte: ARERA, Indagine sui settori regolati

Il fabbisogno del Friuli Venezia Giulia è pari a 8.922.000 MWh a confronto dei 133.536 MWh prodotti dall'impianto al primo anno.

Il contributo in termini di energia rinnovabile sui consumi del Friuli Venezia Giulia è pari al 0,98 %.

In termini di CO2 evitata nei 30 anni di esercizio la previsione è pari a

$3.893.351 \text{ MWh} \times 273.300 \text{ g CO}_2/\text{MWh} \times 10^{-6} = \mathbf{1.064.053 \text{ t CO}_2}$

RE





### 3. LOCALIZZAZIONE E DESCRIZIONE DEL SITO

L'ambito di intervento si colloca in Provincia di Pordenone e interessa amministrativamente il Comune di Maniago. L'intervento consiste, nella realizzazione di un impianto agrivoltaico su tracker monoassiali, delle dimensioni di 84,16128 MWp e si estende su un'area di circa 120 ettari, di proprietà privata. Gli elementi di contorno che contengono l'area risultano essere:

- Lato Sud/Ovest è presente la strada provinciale SP59 (Via Tesana Sud)
- Lato Nord/Ovest nel primo tratto è presente strada comunale (Via dei Venier);
- Lato Nord/Est e Lato Sud Est sono presenti terreni agricoli;

Al centro dell'area di intervento è presente una strada comunale (Traviana).



FIGURA 1 IMMAGINI SATELLITARI DELL'AREA OGGETTO DI INTERVENTO CON INDIVIDUAZIONE DELL'AREA DI INSTALLAZIONE DELL'IMPIANTO

#### 3.1.1 STATO DI FATTO

Il lotto su cui si intende intervenire è composto da trenta particelle catastali appartenenti al Comune di Maniago. L'impianto è diviso in otto aree di differenti dimensioni, come osservabile sulla tavola di layout progettuale. Di seguito l'elenco delle particelle coinvolte e l'inquadramento sulla planimetria catastale.



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO**  
**DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp**  
**Maniago Solar 1**  
Comune di Maniago  
**Relazione tecnica**



**FIGURA 2 PLANIMETRIA CATASTALE DEL LOTTO DI INTERVENTO**



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO**  
**DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp**  
**Maniago Solar 1**  
Comune di Maniago  
**Relazione tecnica**

Pag 11 di 118

N.	DATI IDENTIFICATIVI			SUPERFICIE			PROPRIETA'	
	Comune	Foglio	Particella	ha	are	ca	Nominativo	Codice fiscale
1	Maniago	39	44		6	30	D'ATTIMIS MANIAGO MARCHIO' ALBERTO nato a UDINE il 07/09/1963 D'ATTIMIS MANIAGO MARCHIO' MARIA ALESSANDRA nata a UDINE il 13/08/1962	DTTLRT63P07L483V DTTMLS62M53L483A
2	Maniago	39	48		78	80	D'ATTIMIS MANIAGO MARCHIO' ALBERTO nato a UDINE il 07/09/1963 D'ATTIMIS MANIAGO MARCHIO' MARIA ALESSANDRA nata a UDINE il 13/08/1962	DTTLRT63P07L483V DTTMLS62M53L483A
3	Maniago	39	91		31	70	D'ATTIMIS MANIAGO MARCHIO' ALBERTO nato a UDINE il 07/09/1963 D'ATTIMIS MANIAGO MARCHIO' MARIA ALESSANDRA nata a UDINE il 13/08/1962	DTTLRT63P07L483V DTTMLS62M53L483A
4	Maniago	39	167		8	90	D'ATTIMIS MANIAGO MARCHIO' ALBERTO nato a UDINE il 07/09/1963 D'ATTIMIS MANIAGO MARCHIO' MARIA ALESSANDRA nata a UDINE il 13/08/1962	DTTLRT63P07L483V DTTMLS62M53L483A
5	Maniago	39	237	12	1	50	D'ATTIMIS MANIAGO MARCHIO' ALBERTO nato a UDINE il 07/09/1963 D'ATTIMIS MANIAGO MARCHIO' MARIA ALESSANDRA nata a UDINE il 13/08/1962	DTTLRT63P07L483V DTTMLS62M53L483A
6	Maniago	39	238	31	87	30	D'ATTIMIS MANIAGO MARCHIO' ALBERTO nato a UDINE il 07/09/1963 D'ATTIMIS MANIAGO MARCHIO' MARIA ALESSANDRA nata a UDINE il 13/08/1962	DTTLRT63P07L483V DTTMLS62M53L483A
7	Maniago	39	276		22	37	D'ATTIMIS MANIAGO MARCHIO' ALBERTO nato a UDINE il 07/09/1963	DTTLRT63P07L483V
8	Maniago	41	67		81	20	D'ATTIMIS MANIAGO MARCHIO' ALBERTO nato a UDINE il 07/09/1963 D'ATTIMIS MANIAGO MARCHIO' MARIA ALESSANDRA nata a UDINE il 13/08/1962	DTTLRT63P07L483V DTTMLS62M53L483A
9	Maniago	41	70		21	30	D'ATTIMIS MANIAGO MARCHIO' ALBERTO nato a UDINE il 07/09/1963 D'ATTIMIS MANIAGO MARCHIO' MARIA ALESSANDRA nata a UDINE il 13/08/1962	DTTLRT63P07L483V DTTMLS62M53L483A
10	Maniago	41	72		54		D'ATTIMIS MANIAGO MARCHIO' ALBERTO nato a UDINE il 07/09/1963 D'ATTIMIS MANIAGO MARCHIO' MARIA ALESSANDRA nata a UDINE il 13/08/1962	DTTLRT63P07L483V DTTMLS62M53L483A
11	Maniago	41	81		91		D'ATTIMIS MANIAGO MARCHIO' ALBERTO nato a UDINE il 07/09/1963 D'ATTIMIS MANIAGO MARCHIO' MARIA ALESSANDRA nata a UDINE il 13/08/1962	DTTLRT63P07L483V DTTMLS62M53L483A
12	Maniago	41	120	6	91	90	D'ATTIMIS MANIAGO MARCHIO' ALBERTO nato a UDINE il 07/09/1963 D'ATTIMIS MANIAGO MARCHIO' MARIA ALESSANDRA nata a UDINE il 13/08/1962	DTTLRT63P07L483V DTTMLS62M53L483A
13	Maniago	41	127	9	32	30	D'ATTIMIS MANIAGO MARCHIO' ALBERTO nato a UDINE il 07/09/1963 D'ATTIMIS MANIAGO MARCHIO' MARIA ALESSANDRA nata a UDINE il 13/08/1962	DTTLRT63P07L483V DTTMLS62M53L483A
14	Maniago	41	129		55	50	D'ATTIMIS MANIAGO MARCHIO' ALBERTO nato a UDINE il 07/09/1963 D'ATTIMIS MANIAGO MARCHIO' MARIA ALESSANDRA nata a UDINE il 13/08/1962	DTTLRT63P07L483V DTTMLS62M53L483A
15	Maniago	41	131		76	20	D'ATTIMIS MANIAGO MARCHIO' ALBERTO nato a UDINE il 07/09/1963 D'ATTIMIS MANIAGO MARCHIO' MARIA ALESSANDRA nata a UDINE il 13/08/1962	DTTLRT63P07L483V DTTMLS62M53L483A
16	Maniago	41	134		18	90	D'ATTIMIS MANIAGO MARCHIO' ALBERTO nato a UDINE il 07/09/1963 D'ATTIMIS MANIAGO MARCHIO' MARIA ALESSANDRA nata a UDINE il 13/08/1962	DTTLRT63P07L483V DTTMLS62M53L483A
17	Maniago	41	147		15	20	D'ATTIMIS MANIAGO MARCHIO' ALBERTO nato a UDINE il 07/09/1963	DTTLRT63P07L483V DTTMLS62M53L483A





**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO**  
**DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp**  
**Maniago Solar 1**  
**Comune di Maniago**  
**Relazione tecnica**

Pag 12 di 118

N.	DATI IDENTIFICATIVI			SUPERFICIE			PROPRIETA'	
	Comune	Foglio	Particella	ha	are	ca	Nominativo	Codice fiscale
							D'ATTIMIS MANIAGO MARCHIO' MARIA ALESSANDRA nata a UDINE il 13/08/1962	
18	Maniago	41	149	2	11	60	D'ATTIMIS MANIAGO MARCHIO' ALBERTO nato a UDINE il 07/09/1963 D'ATTIMIS MANIAGO MARCHIO' MARIA ALESSANDRA nata a UDINE il 13/08/1962	DTTLRT63P07L483V DTTMLS62M53L483A
19	Maniago	52	1	2	31	50	D'ATTIMIS MANIAGO MARCHIO' ALBERTO nato a UDINE il 07/09/1963 D'ATTIMIS MANIAGO MARCHIO' MARIA ALESSANDRA nata a UDINE il 13/08/1962	DTTLRT63P07L483V DTTMLS62M53L483A
20	Maniago	52	2	0	00	90	D'ATTIMIS MANIAGO MARCHIO' ALBERTO nato a UDINE il 07/09/1963 D'ATTIMIS MANIAGO MARCHIO' MARIA ALESSANDRA nata a UDINE il 13/08/1962	DTTLRT63P07L483V DTTMLS62M53L483A
21	Maniago	52	3	13	10		D'ATTIMIS MANIAGO MARCHIO' ALBERTO nato a UDINE il 07/09/1963 D'ATTIMIS MANIAGO MARCHIO' MARIA ALESSANDRA nata a UDINE il 13/08/1962	DTTLRT63P07L483V DTTMLS62M53L483A
22	Maniago	52	4		15	90	D'ATTIMIS MANIAGO MARCHIO' ALBERTO nato a UDINE il 07/09/1963 D'ATTIMIS MANIAGO MARCHIO' MARIA ALESSANDRA nata a UDINE il 13/08/1962	DTTLRT63P07L483V DTTMLS62M53L483A
23	Maniago	52	13		48	30	D'ATTIMIS MANIAGO MARCHIO' ALBERTO nato a UDINE il 07/09/1963 D'ATTIMIS MANIAGO MARCHIO' MARIA ALESSANDRA nata a UDINE il 13/08/1962	DTTLRT63P07L483V DTTMLS62M53L483A
24	Maniago	52	14	1	7		D'ATTIMIS MANIAGO MARCHIO' ALBERTO nato a UDINE il 07/09/1963 D'ATTIMIS MANIAGO MARCHIO' MARIA ALESSANDRA nata a UDINE il 13/08/1962	DTTLRT63P07L483V DTTMLS62M53L483A
25	Maniago	52	18		16	40	D'ATTIMIS MANIAGO MARCHIO' ALBERTO nato a UDINE il 07/09/1963 D'ATTIMIS MANIAGO MARCHIO' MARIA ALESSANDRA nata a UDINE il 13/08/1962	DTTLRT63P07L483V DTTMLS62M53L483A
26	Maniago	52	21	6	70	70	D'ATTIMIS MANIAGO MARCHIO' ALBERTO nato a UDINE il 07/09/1963 D'ATTIMIS MANIAGO MARCHIO' MARIA ALESSANDRA nata a UDINE il 13/08/1962	DTTLRT63P07L483V DTTMLS62M53L483A
27	Maniago	52	41	11	83		D'ATTIMIS MANIAGO MARCHIO' ALBERTO nato a UDINE il 07/09/1963 D'ATTIMIS MANIAGO MARCHIO' MARIA ALESSANDRA nata a UDINE il 13/08/1962	DTTLRT63P07L483V DTTMLS62M53L483A
28	Maniago	53	1		22	80	D'ATTIMIS MANIAGO MARCHIO' ALBERTO nato a UDINE il 07/09/1963 D'ATTIMIS MANIAGO MARCHIO' MARIA ALESSANDRA nata a UDINE il 13/08/1962	DTTLRT63P07L483V DTTMLS62M53L483A
29	Maniago	53	2	12	56	50	D'ATTIMIS MANIAGO MARCHIO' ALBERTO nato a UDINE il 07/09/1963 D'ATTIMIS MANIAGO MARCHIO' MARIA ALESSANDRA nata a UDINE il 13/08/1962	DTTLRT63P07L483V DTTMLS62M53L483A
30	Maniago	53	3	3	57	20	D'ATTIMIS MANIAGO MARCHIO' ALBERTO nato a UDINE il 07/09/1963 D'ATTIMIS MANIAGO MARCHIO' MARIA ALESSANDRA nata a UDINE il 13/08/1962	DTTLRT63P07L483V DTTMLS62M53L483A



#### **4. DESCRIZIONE DEL PROGETTO**

La morfologia del terreno permette all'impianto, collocato alla giusta distanza dai confini, di essere schermato in buona parte naturalmente per le proprietà intrinseche dei lotti. Il suolo dei terreni agricoli risulta essere abbastanza pianeggiante, pertanto i lotti non avrebbero bisogno di grandi modifiche relative a scavi e riporti.

Nelle tavole grafiche del progetto definitivo allegate alla presente relazione, si è provveduto a verificare le quantità e zone di scavo e rinterro.

L'impianto dal punto di vista elettrico è diviso in due aree, che a sua volta si dividono in diversi sottocampi come indicato nel capitolo precedente.

Il terreno è caratterizzato da un'estensione totale di circa 120 ha, mentre la superficie occupata dai pannelli è di 37,5604 ha pari a circa il 31 % della superficie disponibile.

Le tecniche di installazione del campo fotovoltaico rispettano quanto più possibile il terreno, di fatto essendo elevati su tracker ad inseguimento i pannelli non sono ubicati direttamente sul terreno, ma ne risultano sollevati, inoltre anche le tecniche di infilaggio dei tracker, infissi su pali e senza l'uso dei plinti in c.a., preservano quanto più possibile lo stato del terreno.

Anche gli interventi di sistemazione del terreno previsti, che hanno lo scopo di spianare e livellare il terreno perché sia idoneo all'accoglimento del campo fotovoltaico, non sconvolgono la natura del terreno, e non intervengono in alcun modo sulle presenze alberate.

Anzi il piano di recupero del lotto, prevede la manutenzione delle zone boscate, incluso l'impegno necessario a garantire l'attecchimento delle nuove piantine che saranno messe a dimora come opere di mitigazione come meglio descritte nel paragrafo dedicato.

Inoltre, in ipotesi di progetto sono previste come descritto nel "DOC13 – Cielo, acqua e terra – Dialogo tra paesaggio e fotovoltaico" elementi di cucitura del paesaggio. Si è pensato all'utilizzo occasionale di elementi in sasso o laterizio deve emergere più a contatto del terreno in alcuni punti significativi dell'installazione: gli accessi alle ippovie/ciclabili, del ponticello, muretti e cordoli ecc...

Per garantire la fruibilità sarebbe utile implementare i percorsi utilizzabili a piedi, in bicicletta o cavallo, per compensare la presenza di barriere fisiche quali recinzioni e mitigazioni verdi.

Tra gli elementi di fruibilità, sono proposti nel progetto delle ipotesi progettuali, a partire dalla viabilità pubblica baricentrica al sito, due piste inghiaiate a mo' di "strada alzaia" costeggianti la Roggia di Maniago. Occorre a tal proposito evidenziare come la roggia sia in posizione debolmente elevata rispetto ai terreni adiacenti. Ulteriori elementi di fruibilità presenti nel progetto sono le aree di sosta. Nel progetto sono previste due aree circolari che prendono il nome di Stonehenge di diametro 20 m.

##### **4.1 REQUISITI IMPIANTO AGRIVOLTAICO**

L'impianto oggetto dell'iter autorizzativo è da ritenersi qualificato come "agrivoltaico" e non "agrivoltaico avanzato" (ovvero devono essere rispettate almeno le condizioni **A**, **B** e **D2** delle Linee Guida in materia di Impianti Agrivoltaici).

I requisiti definiti dalle Linee Guida in materia di Impianti Agrivoltaici sono i seguenti<sup>5</sup>:

- **Requisito A:** Il sistema è progettato e realizzato in modo da adottare una configurazione spaziale ed opportune scelte tecnologiche, tali da consentire l'integrazione fra attività agricola e produzione elettrica e valorizzare il potenziale produttivo di entrambi i sottosistemi:
  - A.1) Superficie minima coltivata: è prevista una superficie minima dedicata alla coltivazione;
  - A.2) LAOR massimo: è previsto un rapporto massimo fra la superficie dei moduli e quella agricola;

<sup>5</sup> "Linee Guida in materia di Impianti Agrivoltaici" - Giugno 2022



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO**  
**DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp**  
**Maniago Solar 1**  
Comune di Maniago  
**Relazione tecnica**

Pag 14 di 118

- **Requisito B:** Il sistema agrivoltaico è esercito, nel corso della vita tecnica, in maniera da garantire la produzione sinergica di energia elettrica e prodotti agricoli e non compromettere la continuità dell'attività agricola e pastorale:
  - B.1) la continuità dell'attività agricola e pastorale sul terreno oggetto dell'intervento;
  - B.2) la producibilità elettrica dell'impianto agrivoltaico, rispetto ad un impianto standard e il mantenimento in efficienza della stessa.
- **Requisito C:** L'impianto agrivoltaico adotta soluzioni integrate innovative con moduli elevati da terra, volte a ottimizzare le prestazioni del sistema agrivoltaico sia in termini energetici che agricoli;
- **Requisito D:** Il sistema agrivoltaico è dotato di un sistema di monitoraggio che consenta di verificare l'impatto sulle colture, il risparmio idrico, la produttività agricola per le diverse tipologie di colture e la continuità delle attività delle aziende agricole interessate. A tali scopi il DL 77/2021 ha previsto che, ai fini della fruizione di incentivi statali, sia installato un adeguato sistema di monitoraggio che permetta di verificare le prestazioni del sistema agrivoltaico con particolare riferimento alle seguenti condizioni di esercizio (REQUISITO D):
  - D.1) il risparmio idrico;
  - D.2) la continuità dell'attività agricola, ovvero: l'impatto sulle colture, la produttività agricola per le diverse tipologie di colture o allevamenti e la continuità delle attività delle aziende agricole interessate.
- **Requisito E:** Il sistema agrivoltaico è dotato di un sistema di monitoraggio che, oltre a rispettare il requisito D, consenta di verificare il recupero della fertilità del suolo, il microclima, la resilienza ai cambiamenti climatici.

Inoltre, un sistema agrivoltaico può essere costituito da un'unica "tessera" o più tessere. Si riporta all'interno della figura le due configurazioni di un sistema ad unica tessera (a sinistra) e a insieme di tessere (a destra).



Fonte: elaborazioni ENEA

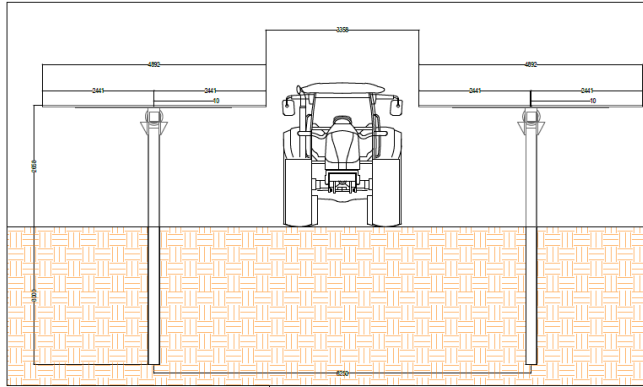
Dagli elaborati prodotti si potrà osservare che per Maniago l'impianto agrivoltaico è stato suddiviso in cinque tessere.

Le superfici prese in considerazione sono:

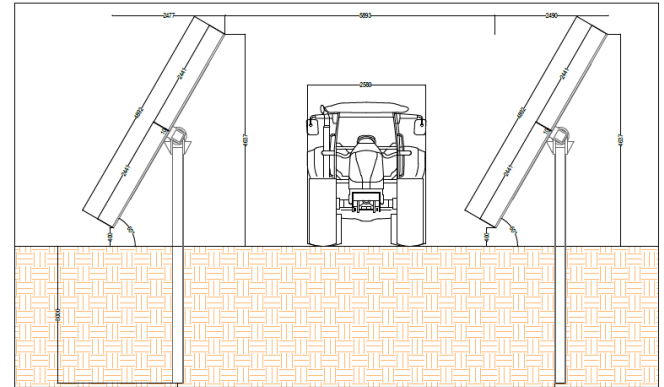
- Superficie totale agrivoltaica ( $S_{tot}$ ): la superficie dell'impianto recintata (escluse le mitigazioni);
- Superficie totale ingombro dell'impianto agrivoltaico ( $S_{pv}$ ): la superficie che ricoprono i pannelli quando si trovano nella posizione mezzogiorno (parallelo al piano campagna)
- Superficie agricola ( $S_{agricola}$ ): la superficie totale agricola considerando la proiezione dei pannelli quando si trovano nella posizione del mattino (inclinata di 60°).



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO**  
**DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp**  
**Maniago Solar 1**  
Comune di Maniago  
**Relazione tecnica**

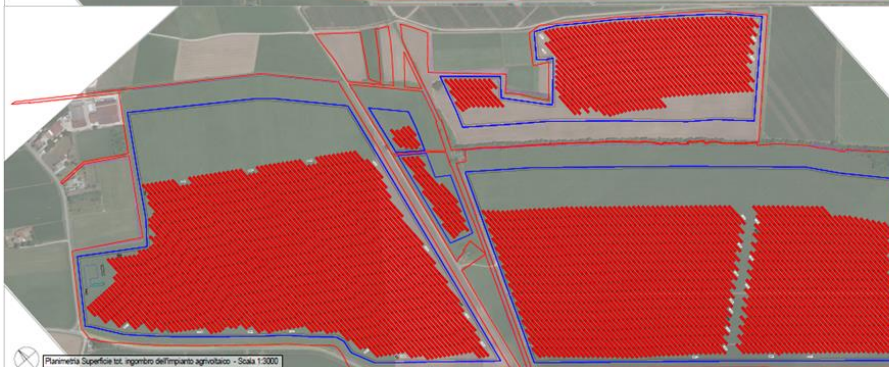


Particolare tracker / posizione mezzogiorno - Scala 1:60



Particolare tracker / posizione mattino - Scala 1:60

**Il rispetto dei requisiti A.1, A.2, e B.2 sono stati soddisfatti riprogettando i layout dell'impianto fotovoltaico come di seguito evidenziato.** Si riporta in seguito l'impianto adattato ai requisiti agrivoltaici con i relativi stralci delle tavole. (TAVag - 01 - Maniago planimetria agrivoltaica), con l'impianto suddiviso in 5 tessere.



LEGENDA	
	S_tot - Superficie tot. sistema agrivoltaico
	S_pw - Superficie tot. ingombro dell'impianto agrivoltaico
	S_agri - Superficie agricola
	Confine catastale
	Confine recinzione
	Confine Viabilità





**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO**  
**DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp**  
**Maniago Solar 1**  
Comune di Maniago  
**Relazione tecnica**

Pag 16 di 118

	Tessera 1	Tessera 2	Tessera 3	Tessera 4	Tessera 5	Totale
Potenza Impianto [kW]	34345,0	36217,9	11844,5	595,2	1160,6	84163,3
S_tot [m <sup>2</sup> ]	383031,0	404147,0	132231,0	7474,0	14128,0	941011,0
S_pv [m <sup>2</sup> ]	153176,0	161637,0	52861,0	2656,3	5179,8	375510,1
S_agricola [m <sup>2</sup> ]	287092,0	307244,0	94810,0	5232,0	9890,0	704268,0
FV_agri [GWh/ha/anno]	1,3921					
FV_standard [GWh/ha/anno]	1,3602					
<b>Requisito A.1 - Superficie minima per l'attività agricola</b>						
$S_{agri} \geq 0,7 * S_{tot}$						Verificato
<b>Requisito A.2 - (S_pv) / (S_tot)</b>						
$LAOR \leq 40\%$						Verificato
<b>Requisito B.2 - Producibilità elettrica impianto</b>						
$FV_{agri} \geq 0,6 * FV_{standard}$						Verificato

Per quanto attiene gli ulteriori requisiti di conformità legati alla produttività agricola vanno considerati i requisiti B1 (distinti nei sottogruppi B1a, B1b) e D2 di seguito analizzati.

**Requisito B.1** Continuità dell'attività agricola (Paragrafo 2.4 delle LLGG): prevede la continuità nel tempo dello svolgimento dell'attività agricola nel sito fotovoltaico e si suddivide in due punti controllo:

- B.1 a) esistenza e resa della coltivazione; vengono verificati a fini statistici gli effetti dell'attività fotovoltaica sulla produttività agricola; "tale aspetto può essere valutato tramite il valore della produzione agricola prevista sull'area destinata al sistema agrivoltaico negli anni solari successivi all'entrata in esercizio del sistema stesso espressa in €/ha o €/UBA (Unità di Bestiame Adulto), confrontandolo con il valore medio della produzione agricola registrata sull'area destinata al sistema agrivoltaico negli anni solari antecedenti, a parità di indirizzo produttivo.

Tenendo conto che le Linee Guida sono tutt'oggi oggetto di approfondimento interpretativo, che l'indirizzo produttivo dell'area ante operam e post operam rimarrà di tipo "estensivo" si propone di seguito una simulazione riguardante il caso di interesse:

- colture prevalenti ante operam: produzione di seminativi estensivi (mais, soia, et al.);

calcolo della PLV/ettaro: rilevabile mediante stima .

- colture post operam: produzione di seminativi estensivi (attività prevalente: foraggiere);

calcolo della PLV/ettaro: rilevabile mediante stima.

- B.1 b) mantenimento dell'indirizzo produttivo; "Ove sia già presente una coltivazione a livello aziendale, andrebbe rispettato il mantenimento dell'indirizzo produttivo o, eventualmente, il passaggio ad un nuovo indirizzo produttivo di valore economico più elevato. Fermo restando, in ogni caso, il mantenimento di produzioni DOP o IGP. Il valore economico di un indirizzo produttivo è misurato in termini di valore di produzione standard calcolato a livello complessivo aziendale; la modalità di calcolo e la definizione di coefficienti di produzione standard sono predisposti nell'ambito della Indagine RICA per tutte le aziende contabilizzate."

Nell'area oggetto di interesse, l'indirizzo produttivo rimarrà di tipo "estensivo" su cui si esemplifica la modalità di calcolo del parametro richiesto:

- colture prevalenti ante operam: produzione di seminativi estensivi (mais, soia et al.);

valore della produzione (PLV/ha): rilevabile tramite parametri RICA.

- coltura post operam: produzione di seminativi estensivi (attività prevalente: foraggiere);

valore della produzione (PLV/ha): rilevabile tramite parametri RICA.

Visto quanto sopra si può evincere che i requisiti B1a) e B1b) potranno essere rispettati in quanto l'indirizzo produttivo, di tipo "estensivo", non sarà modificato e la produzione ottenuta produrrà un reddito rilevabile.

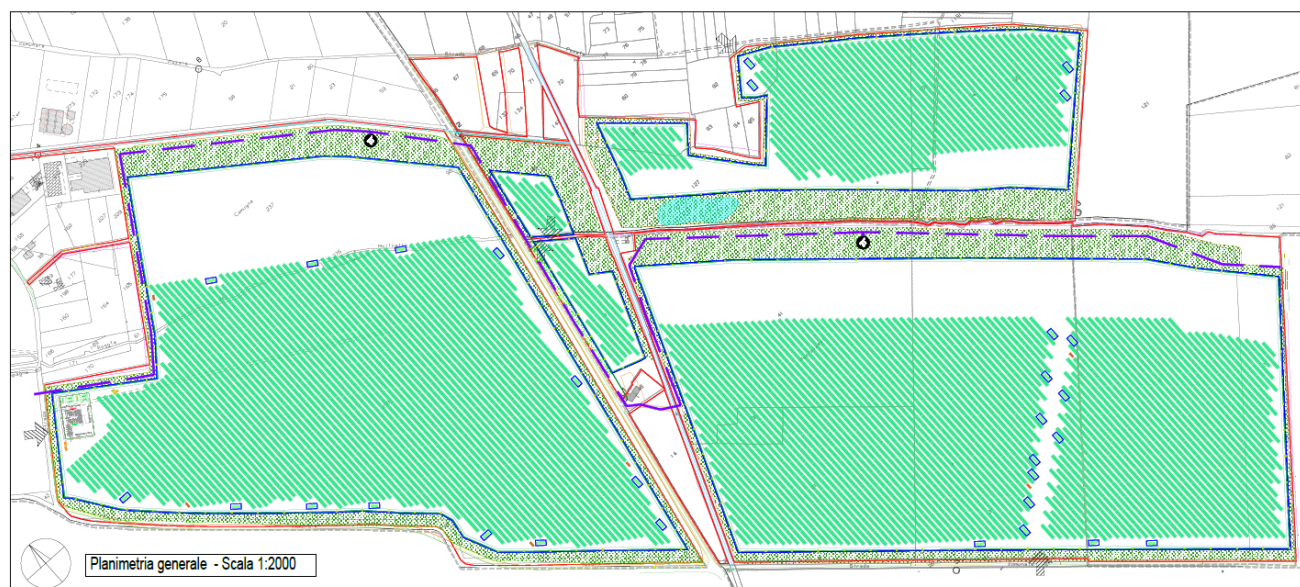
**Requisito D.2. Monitoraggio della continuità dell'attività agricola;** come descritto nel paragrafo precedente, l'attività di monitoraggio dovrà riguardare i parametri di resa e mantenimento dell'indirizzo produttivo; pertanto, sulla base dei dati contenuti nel fascicolo aziendale, dell'analisi del piano colturale annuale, dei dati tecnico economici provenienti dalle rilevazioni secondo metodologia RICA ed elaborati dal CREA, verrà redatta una relazione tecnica asseverata con cadenza periodica a firma di un agronomo con requisiti di terzietà. Il documento



avrà lo scopo di fare sintesi dell'attività di monitoraggio svolta dal tecnico evidenziando la permanenza nel tempo dei requisiti B1a) e B1b).

#### 4.2 STATO DI PROGETTO

Gli interventi riguardano la realizzazione di un impianto fotovoltaico della potenza di 84,16128 MWp su tracker monoassiali a doppio pannello, distanziati con interasse 8.25 m.



n. Trackers 2x24	2824
n. Trackers 2x12	8
n. Inverter 2500 kW	30
n. Pannelli	135744
Tipologia pannello	620 Wp SUNTECH
Potenza nominale MW	84,1613

Legenda	
	Limite area catastale
	Viabilità interna
	Recinzione
	Palo illuminazione con telecamera di video sorveglianza
	Mitigazione
	Cabina di consegna
	Container deposito e control room
	Cabina smistamento
	Cabina Inverter
	Ingresso
	Trackers
	Area Stonehenge
	Area Umida
	Percorso Ciclopedonale

Figura 2 Planimetria di progetto su piano particellare



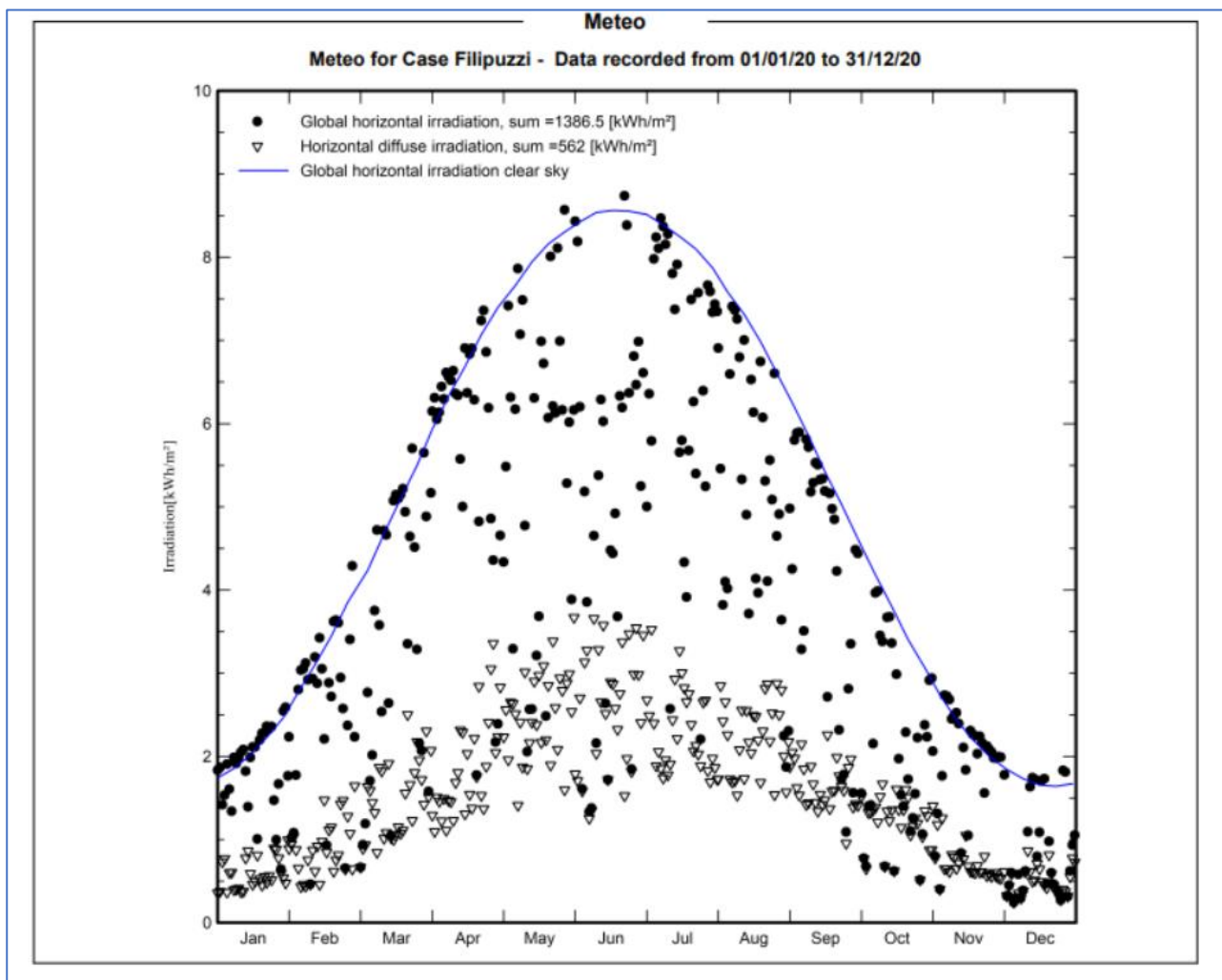
**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO**  
**DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp**  
**Maniago Solar 1**  
Comune di Maniago  
**Relazione tecnica**

Pag 18 di 118

#### 4.3 DATI AMBIENTALI RELATIVI AL SITO DI INSTALLAZIONE

I dati ambientali riportati di seguito nel dettaglio si riferiscono specificatamente a Maniago. I risultati dei calcoli PVSyst sono riportati nelle pagine seguenti.

<b>Meteo</b>				
Data range	01/01/20 00h00 to 31/12/20 23h00			
<b>Situation</b>				
Latitude	46.20 °N			
Longitude	12.75 °E			
Altitude	214 m			
Time zone	UTC+1			
<b>Source file characteristics</b>				
Date type	sequential dates			
Time step	1 Hour			
Time shift of real data	-20 Min.			
<b>Used parameters in source</b>				
Horiz. Global	Ambient Temper.			
Horiz. Diffuse	Wind Velocity			
Horiz. Beam				
<b>Hourly meteo - monthly sums</b>				
Interval beginning	GlobHor kWh/m <sup>2</sup> /mth	DiffHor kWh/m <sup>2</sup> /mth	T_Amb °C	WindVel m/s
January 20	57.4	18.0	1.4	1.2
February 20	75.1	25.7	3.3	1.1
March 20	110.5	45.3	4.7	1.3
April 20	173.0	55.2	10.2	1.3
May 20	174.4	77.5	13.2	1.2
June 20	152.6	77.1	16.0	1.1
July 20	203.7	71.2	18.9	1.1
August 20	160.5	68.6	19.7	1.2
September 20	128.0	49.4	15.9	1.1
October 20	64.9	37.1	9.4	1.2
November 20	59.2	21.6	5.4	1.1
December 20	27.2	15.3	0.6	1.3
Year 20	1386.5	562.0	9.9	1.2



#### 4.4 IMPIANTO FOTOVOLTAICO SU TRACKER MONOASSIALI

Il presente progetto è relativo alla realizzazione di un impianto agrivoltaico che utilizza pannelli fotovoltaici monofacciali in silicio monocristallino caratterizzato su terreno privato a destinazione agricola tipo con le seguenti caratteristiche:

##### 4.4.1 Dati generali Impianto

Tipo di terreno:	Terreno agricolo
Potenza di picco:	circa 84,16128 MWp
Posizionamento del generatore FV:	installazione al suolo
Orientamento asse generatore FV:	NORD-SUD
Angolo di tilt del generatore FV:	variabile con inseguimento est-ovest
Fattore di albedo:	erba verde: 0.20
Fattore di riduzione delle ombre Komb	18%





**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO**  
**DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp**  
**Maniago Solar 1**  
Comune di Maniago  
**Relazione tecnica**

Pag 20 di 118

L'impianto fotovoltaico sarà realizzato utilizzando 135744 moduli in silicio monocristallino da 620 Wp ciascuno e 30 inverter centralizzati da 2500 kW nominali come dettagliatamente descritto negli elaborati grafici e di seguito.

Si prevede una divisione solo dal punto di vista elettrico dell'impianto, ma non rilevante ai fini dei dati di progetto.

Come si mostra nella planimetria di progetto su riportata, il progetto prevede la suddivisione dell'impianto fotovoltaico in trenta distinti sottocampi dotati di cabine di trasformazione ed inverter. I pannelli sono su tracker doppi da 48 e 24 pannelli, posti a interasse di 8.25 m.

In particolare, si distinguono:

Stringhe		n. moduli in serie	n. moduli totali	Potenza Singolo modulo (Wp)	Potenza Totale (kWp)
Sottocampo 1	186	24	4464	620	2767,68
Sottocampo 2	186	24	4464	620	2767,68
Sottocampo 3	186	24	4464	620	2767,68
Sottocampo 4	186	24	4464	620	2767,68
Sottocampo 5	186	24	4464	620	2767,68
Sottocampo 6	186	24	4464	620	2767,68
Sottocampo 7	186	24	4464	620	2767,68
Sottocampo 8	186	24	4464	620	2767,68
Sottocampo 9	186	24	4464	620	2767,68
Sottocampo 10	188	24	4512	620	2797,44
Sottocampo 11	188	24	4512	620	2797,44
Sottocampo 12	188	24	4512	620	2797,44
Sottocampo 13	188	24	4512	620	2797,44
Sottocampo 14	199	24	4776	620	2961,12
Sottocampo 15	199	24	4776	620	2961,12
Sottocampo 16	199	24	4776	620	2961,12
Sottocampo 17	199	24	4776	620	2961,12
Sottocampo 18	186	24	4464	620	2767,68
Sottocampo 19	186	24	4464	620	2767,68
Sottocampo 20	186	24	4464	620	2767,68
Sottocampo 21	186	24	4464	620	2767,68
Sottocampo 22	186	24	4464	620	2767,68
Sottocampo 23	188	24	4512	620	2797,44
Sottocampo 24	188	24	4512	620	2797,44
Sottocampo 25	188	24	4512	620	2797,44
Sottocampo 26	188	24	4512	620	2797,44
Sottocampo 27	188	24	4512	620	2797,44
Sottocampo 28	188	24	4512	620	2797,44
Sottocampo 29	188	24	4512	620	2797,44
Sottocampo 30	188	24	4512	620	2797,44
			135744		84161,28



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO**  
**DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp**  
**Maniago Solar 1**  
Comune di Maniago  
**Relazione tecnica**

Pag 21 di 118

Le due aree risultano separate solo dal punto di vista elettrico, il calcolo delle superfici coperte dai moduli e dalle cabine è riassunto in un'unica tabella:

Calcolo Superfici coperte dai moduli e cabine			
	Quantità	Superficie Singolo elemento	Superficie coperta [m2]
		[m2]	
Trackers x48	3467	134,97075	467 944
Trackers x24	346	69,7248	24 125
Cabina Consegna 1	1	22,036	22
Cabina Consegna 2	1	12,6	13
Cabine Smistamento	6	22,036	132
Cabine di trasformazione	30	32,586	978
Container	2	18	36
<b>Superficie totale [m2]</b>			<b>493 250</b>

I moduli fotovoltaici saranno posati a terra tramite idonee strutture in acciaio zincato con inseguimento mono-assiale, come meglio descritto in seguito, disposti in file parallele opportunamente distanziate onde evitare fenomeni di ombreggiamento reciproco. L'impianto sarà di tipo GRID-CONNECTED (connesso alla rete elettrica per l'immissione dell'energia). La misura dell'energia prodotta si realizzerà nel Locale di misura all'interno del manufatto Step Up ed avverrà, come prescritto dalle norme vigenti, attraverso un contatore di energia di tipo elettromeccanico con visualizzazione della quantità di energia ceduta alla rete elettrica esterna. Il contatore sarà installato a valle del trasformatore di Alta Tensione ubicato nella Step-Up.

#### 4.4.2 Descrizione tecnica delle strutture di sostegno ad inseguimento monoassiale



Il progetto prevede l'impiego di tecnologie ad inseguimento monoassiale che permettono nel contempo di aumentare significativamente la redditività degli impianti e di ridurre l'impatto visivo degli stessi, avendo altezze inferiori. L'inseguitore solare est-ovest ha l'obiettivo di massimizzare l'efficienza energetica e i costi di un impianto fotovoltaico a terra che impiega pannelli fotovoltaici in silicio cristallino. Questo obiettivo si raggiunge con un singolo prodotto che garantisce i vantaggi di una soluzione di inseguimento solare con una semplice installazione e manutenzione come quella degli array fissi post-driven. Il tracker orizzontale monoassiale, che utilizza dispositivi elettromeccanici, segue il sole tutto il giorno, da est a ovest sull'asse di rotazione orizzontale nord-sud (inclinazione



0°). I layout di campo con inseguitori monoasse orizzontali sono molto flessibili, ciò significa che mantenere tutti gli assi di rotazione paralleli l'uno all'altro è tutto ciò che è necessario per posizionare opportunamente i tracker. Il sistema di backtracking controlla e assicura che una serie di pannelli non oscuri gli altri pannelli adiacenti, quando l'angolo di elevazione del sole è basso nel cielo, all'inizio o alla fine della giornata.

### SKYSMART 2 TRACKER SPECIFICATIONS

Tracking Type	Independent horizontal single-axis tracker
Tracking Range	$\pm 60^\circ$
Driving System	Slewing drive, parallel multi-point design, 24VDC Motor
Modules per Tracker	Up to 120 modules per tracker
System Voltage	1,000 V or 1,500 V
Ground Coverage Ratio	Typical $\geq 35\%$
Foundation Options	Ramming/Pre-drilling/Concrete Piles
Terrain Adaption	Up to 20% N-S Slope
Structure Material	Hot dipped galvanized/Pre-galvanized steel
Power Supply	Powered by PV strings, back-up Li-ion battery
Daily Energy Consumption	Typical 0.08kWh
Standard Wind Design	105mph (47m/s) per ASCE7-10, higher wind load available
Wind Protection*	18m/s
Module Supported	All commercially available modules
Operation Temperature	-30°C to 60°C

### ELECTRONIC CONTROLLER SPECIFICATIONS

Control System	1 controller per tracker
Control Algorithm	Astronomical algorithms + Tilt sensor close loop
Tracking Accuracy	$\leq \pm 2^\circ$
Backtracking	Yes
Communication Options	LoRa wireless/ RS 485 cable
Night Position	Yes

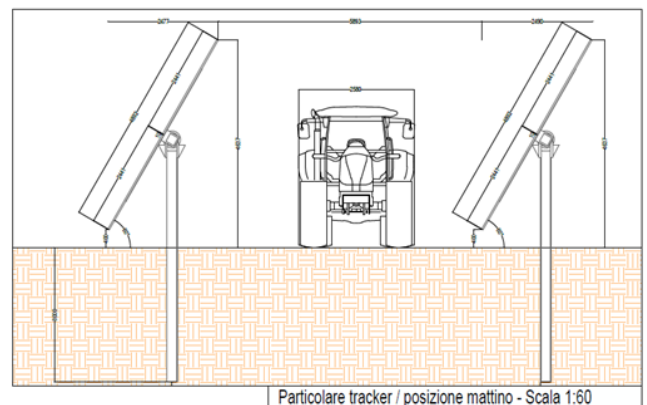
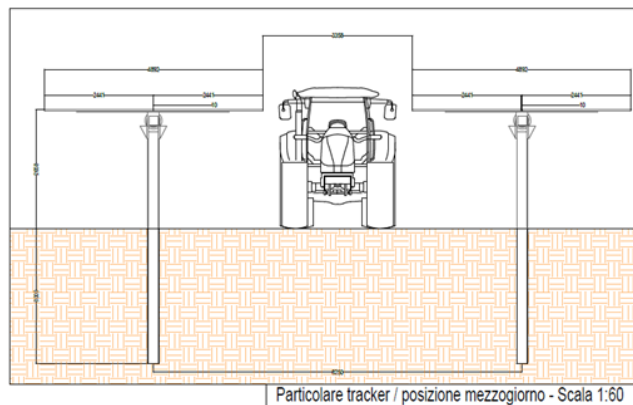


FIGURA 3 - DATI DEI TRACKER



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO**  
**DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp**  
**Maniago Solar 1**  
Comune di Maniago  
**Relazione tecnica**

Pag 23 di 118

Il Backtracking massimizza il rapporto di copertura del suolo. Grazie a questa funzione, è possibile ridurre la distanza centrale tra le varie stringhe. Pertanto, l'intero impianto fotovoltaico occupa meno terreno di quelli che impiegano soluzioni di localizzazione simili. L'assenza di inclinazione del cambiamento stagionale, (cioè il tracciamento "stagionale") ha scarso effetto sulla produzione di energia e consente una struttura meccanica molto più semplice che rende un sistema intrinsecamente affidabile. Questo design semplificato si traduce in una maggiore acquisizione di energia a un costo simile a una struttura fissa. Con il potenziale miglioramento della produzione di energia dal 15% al 35%, l'introduzione di una tecnologia di inseguimento economica ha facilitato lo sviluppo di sistemi fotovoltaici su vasta scala. Si rimanda alla relazione tecnica specifica sugli impianti per maggiori dettagli tecnologici.

#### 4.4.3 Descrizione di Inverter di stringa e Cabine di trasformazione

L'impianto è servito nel complesso da 30 inverter, trasformatori e cabine di trasformazione.

##### *Container di trasformazione:*

È prevista l'installazione di inverter centralizzati.

All'interno dell'area di progetto sono presenti 30 Cabine tipo SINACON PV - MARCA Siemens con inverter PV2500. L'insieme degli inverter ha una potenza complessiva di 75 MW.

Di seguito vengono riportate le schede tecniche di riferimento:





**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO**  
**DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp**  
**Maniago Solar 1**  
Comune di Maniago  
**Relazione tecnica**

Pag 24 di 118

**Inverter - Sinacon PV2500**

<b>Manufacturer</b>	Siemens	<b>Commercial data</b>	
<b>Model</b>	Sinacon PV2500	Availability :	Prod. Since 2017
		Data source :	Manufacturer 2019
		<b>Remarks</b>	
		Tecnologia:	Without LV Transfo, 3Level NPC-IGBT
		Protezione:	IP65
		Controllo:	Touchscreen
		<b>Sizes</b>	
		Width	1860 mm
		Height	3734 mm
		Depth	1142 mm
		Weight	2200.00 kg
<b>Input characteristics (PV array side)</b>			
Operating mode	MPPT		
Minimum MPP Voltage (Vmin)	900 V	Nominal PV Power (Pnom DC)	2540 kW
Maximum MPP Voltage (Vmax)	1500 V	Maximum PV Power (Pmax DC)	5000 kW
Absolute max. PV Voltage (Vmax array)	1500 V	Power Threshold (Pthresh.)	1000 W
Behaviour at Vmin/Vmax	Limitation		
Behaviour at Pnom	Limitation		
<b>Output characteristics (AC grid side)</b>			
Grid voltage (Imax)	Triphased 690 V	Nominal AC Power (Pnom AC)	2500 kWac
Grid frequency	50/60 Hz	Maximum AC Power (Pmax AC)	2600 kWac
		Nominal AC current (Inom AC)	2100 A
		Maximum AC current (Imax AC)	2100 A

**Efficiency defined for 3 voltages**

	V	Maximum efficiency	European average efficiency
		%	%
Low voltage	1050	99.0	98.8
Medium voltage	1102	99.0	98.8
High voltage	1350	98.8	98.6

**Remarks and Technical features**

Array isolation monitoring  
Internal DC switch  
Internal AC switch  
Output Voltage disconnect adjustement

*Trasformatori ad olio:*

I trasformatori marca Sirmet Elettrica srl modello UE2500-6/0.4-0

15 ±2x2,5% / 0.4kV

2500 kVA a 35°C

Vcc%= da 5 a 8,5% rif.

Dyn11

I prim. = 82°

I secon.= 3.080 A

Grado di protezione IP54

Contenimento olio:

- 2.300 kg totali 2,65 m<sup>3</sup>

- fossa in basamento ca al di sotto dei trasformatori dim. ca 2,5x3 m h=0,15 protetta da pioggia tramite tettoia copertura trasformatori

**4.4.4 Collegamenti elettrici e cavidotti**

La connessione in serie dei moduli fotovoltaici dovrà essere effettuata utilizzando i connettori multicontact pre-installati dal produttore nelle scatole di giunzione poste sul retro di ogni modulo. I cavi dovranno essere stesi fino a





**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO**  
**DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp**  
**Maniago Solar 1**  
Comune di Maniago  
**Relazione tecnica**

Pag 25 di 118

dove possibile all'interno degli appositi canali previsti nei profili delle strutture di fissaggio. Per la distribuzione dei cavi all'esterno si devono praticare degli scavi (profondità non inferiore a 0,8 m per i cavi di media tensione su proprietà privata e pari ad almeno 1,2 metri su terreno pubblico) seguendo un percorso il più possibile parallelo a strade o passaggi. I cavi MT dovranno essere separati da quelli BT e i cavi BT separati da quelli di segnalazione e monitoraggio. Ad intervalli di circa 15/20 m per tratti rettilinei e ad ogni derivazione si interporranno dei pozzetti rompitratta (del tipo prefabbricato con chiusino in cemento) per agevolare la posa delle condutture e consentire l'ispezione ed il controllo dell'impianto. I cavi, anche se del tipo per posa direttamente interrata, devono essere protetti meccanicamente mediante tubi. Il percorso interrato deve essere segnalato, ad esempio colorando opportunamente i tubi (si deve evitare il colore giallo, arancio, rosso) oppure mediante nastri segnalatori posti a 20 cm sopra le tubazioni. Le tubazioni dei cavidotti in PVC devono essere di tipo pesante (resistenza allo schiacciamento non inferiore a 750 N). Ogni singolo elemento è provvisto ad una estremità di bicchiere per la giunzione. Il tubo è posato in modo che esso si appoggi sul fondo dello scavo per tutta la lunghezza; è completo di ogni minuteria ed accessorio per renderlo in opera conformemente alle norme CEI 23-29.

#### 4.4.5 Moduli fotovoltaici

L'impianto fotovoltaico sarà realizzato utilizzando moduli in silicio monocristallino marca tipo SUNTECH Ultra V Pro STP620S-C78/Nmh+ e potenza di circa 620 Wp.

L'impianto fotovoltaico sarà realizzato utilizzando moduli in silicio monocristallino con caratteristiche tecniche dettagliate nel datasheet allegato.

**Ultra V Pro** Plus **SUNTECH**

HALF-CELL N-TOPCon BIFACIAL MODUL

TYPE: STPXXXS - C78/Nmh+

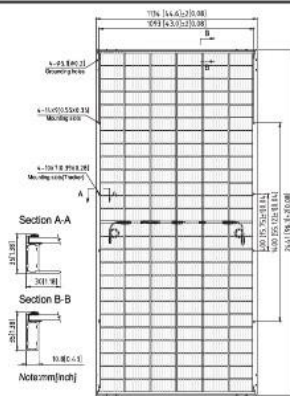
POWER OUTPUT	MAX EFFICIENCY
600-620W	22.4%



# IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp Maniago Solar 1 Comune di Maniago Relazione tecnica

### Mechanical Characteristics

Solar Cell	N-type Monocrystalline silicon 182 mm
No. of Cells	156 (6 x 26)
Dimensions	2441 x 1134 x 35 mm (96.1 x 44.6 x 1.4 inches)
Weight	35.1 kgs (77.4 lbs.)
Front \ Back Glass	2.0+2.0 mm (0.079+ 0.079 inches) semi-tempered glass
Output Cables	4.0 mm <sup>2</sup> (-) 350 mm and (+) 160 mm in length or customized length
Junction Box	IP68 rated (3 bypass diodes)
Operating Module Temperature	-40 °C to +85 °C
Maximum System Voltage	1500 V DC (IEC)
Maximum Series Fuse Rating	25 A
Power Tolerance	0/+5 W
Refer. Bifaciality Factor	(80 ± 5)%
Packing Configuration	Packaging box dimensions (mm) : 2470x1130x1269 Packaging box weight (kg) : 1163 31 Pieces per pallet 558 Pieces per container / 40' HC

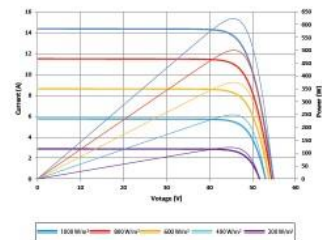


### Different Rearside Power Gain Reference to 6105 Front

Rearside Power Gain	5%	15%	25%
Maximum Power at STC (Pmax)	640.5	701.5	762.5
Optimum Operating Voltage (Vmp/V)	46.1	46.1	46.2
Optimum Operating Current (Imp/A)	13.91	15.24	16.56
Open Circuit Voltage (Voc/V)	54.5	54.5	54.6
Short Circuit Current (Isc/A)	14.96	16.39	17.81
Module Efficiency (%)	23.1	25.3	27.5

### Graphs

Current-Voltage & Power-Voltage (I200)



### Temperature Characteristics

Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	42 ± 2 °C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.320%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.260%/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.046%/°C

### Electrical Characteristics

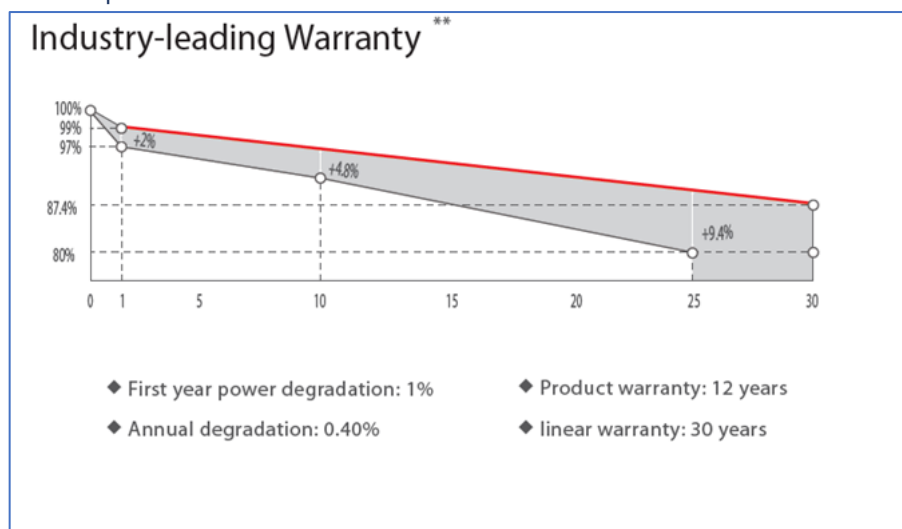
STC: Irradiance 1000 W/m<sup>2</sup>, module temperature 25 °C, AM=1.5; NMOT: Irradiance 800 W/m<sup>2</sup>, ambient temperature 20 °C, AM=1.5, wind speed 1 m/s; Tolerance of Pmax is within +/- 3%

Module Type	STP6205-C78/Nmh+		STP6155-C78/Nmh+		STP6105-C78/Nmh+		STP6055-C78/Nmh+		STP6005-C78/Nmh+	
	STC	NMOT	STC	NMOT	STC	NMOT	STC	NMOT	STC	NMOT
Maximum Power (Pmax/W)	620	473.2	615	469.3	610	465.6	605	461.6	600	457.8
Optimum Operating Voltage (Vmp/V)	46.43	43.0	46.25	42.8	46.07	42.6	45.89	42.4	45.71	42.3
Optimum Operating Current (Imp/A)	13.36	11.02	13.30	10.97	13.25	10.93	13.19	10.88	13.13	10.83
Open Circuit Voltage (Voc/V)	54.86	51.9	54.68	51.7	54.50	51.5	54.32	51.4	54.14	51.2
Short Circuit Current (Isc/A)	14.37	11.59	14.31	11.54	14.25	11.50	14.19	11.45	14.13	11.40
Module Efficiency (%)	22.4		22.2		22.0		21.9		21.7	

For tracker installation, please turn to Suntech for mechanical load information.

**FIGURA 4 - DATI PANNELLO**

Ogni modulo dispone di diodi di by-pass alloggiati in una cassetta IP68 e posti in antiparallelo alle celle così da salvaguardare il modulo in caso di contro-polarizzazione di una o più celle dovuta ad ombreggiamenti o danneggiamenti. I moduli scelti sono forniti di cornice e con garanzia di una potenza non inferiore al 95% del valore iniziale dopo 10 anni di funzionamento ed all'90% dopo 25 anni.





**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO**  
**DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp**  
**Maniago Solar 1**  
Comune di Maniago  
**Relazione tecnica**

Pag 27 di 118

Ogni stringa di moduli sarà munita di diodo di blocco per isolare ogni stringa dalle altre in caso di accidentali ombreggiamenti, guasti etc. La linea elettrica proveniente dai moduli fotovoltaici sarà messa a terra mediante appositi scaricatori di sovratensione con indicazione ottica di fuori servizio, al fine di garantire la protezione dalle scariche di origine atmosferica.

<b>Electrical Characteristics</b>	<b>STC : AM1.5 1000W/m<sup>2</sup> 25°C</b>		<small>Test uncertainty for Pmax: ±3%</small>			
Power Class	<b>525</b>	<b>530</b>	<b>535</b>	<b>540</b>	<b>545</b>	<b>550</b>
Maximum Power (Pmax/W)	525	530	535	540	545	550
Open Circuit Voltage (Voc/V)	49.05	49.20	49.35	49.50	49.65	49.80
Short Circuit Current (Isc/A)	13.65	13.71	13.78	13.85	13.92	13.98
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	41.20	41.35	41.50	41.65	41.80	41.95
Current at Maximum Power (Imp/A)	12.75	12.82	12.90	12.97	13.04	13.12
Module Efficiency(%)	20.5	20.7	20.9	21.1	21.3	21.5

<b>Operating Parameters</b>	
Operational Temperature	-40°C ~ +85°C
Power Output Tolerance	0 ~ +5 W
Voc and Isc Tolerance	±3%
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC/UL)
Maximum Series Fuse Rating	25A
Nominal Operating Cell Temperature	45 ± 2°C
Protection Class	Class II
Fire Rating	UL type I or 2

<b>Mechanical Loading</b>	
Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s

<b>Temperature Ratings (STC)</b>	
Temperature Coefficient of Isc	+0.048%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.270%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.350%/°C

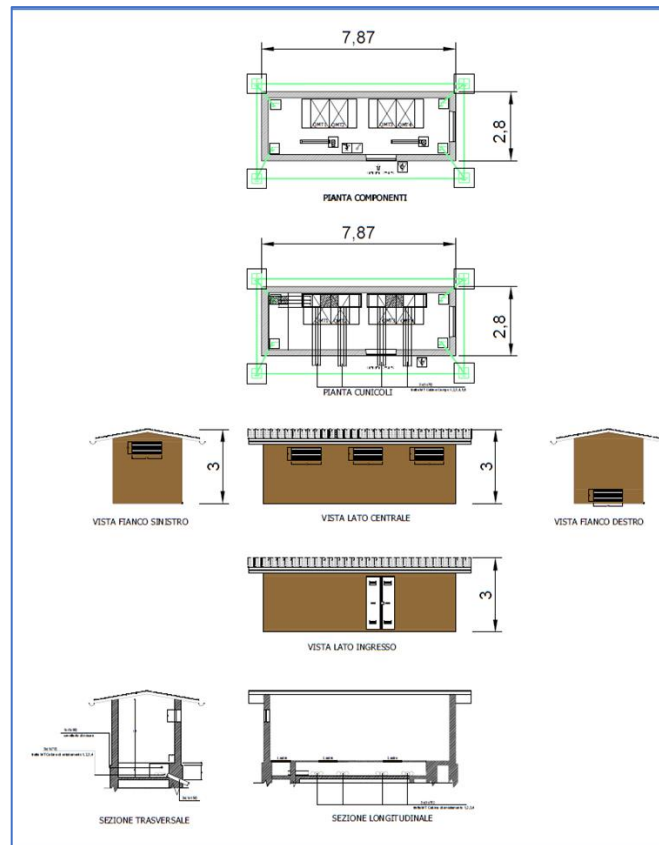




#### 4.4.6 Cabina di consegna

All'interno dell'area di progetto saranno presenti due cabine di consegna realizzate in prossimità della step-up anch'essa interna al lotto.

Le costruzioni saranno realizzate in c.a.



#### 4.4.7 Connessione alla CP di Maniago di e-distribuzione

Si tratta di campi fotovoltaici che elevano la tensione prima a 30 kV, poi tramite la cabina di step-up sita nell'area impianto, la portano a 132 kV. L'energia prodotta dagli impianti sarà veicolata tramite un cavidotto in AT interrato della lunghezza di circa 3,2 km percorrendo strade provinciali e comunali:



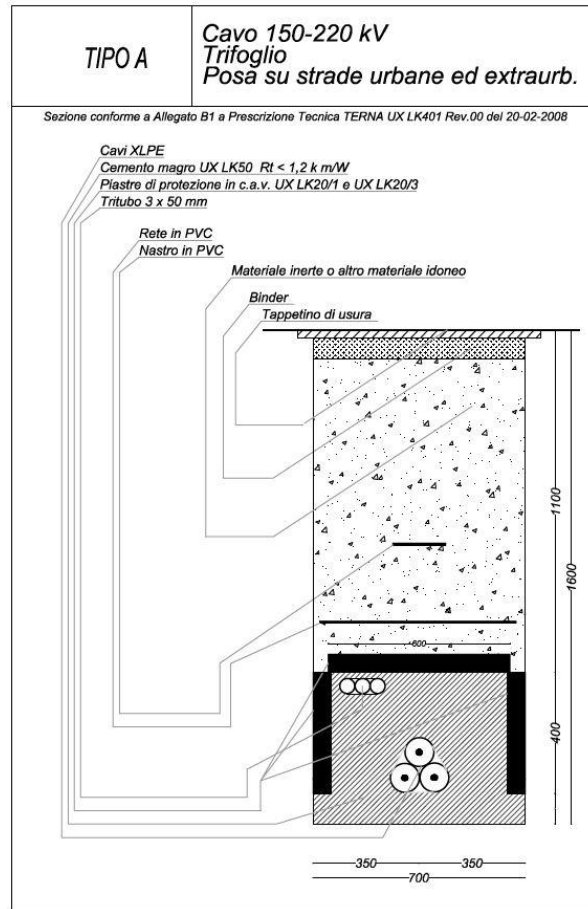
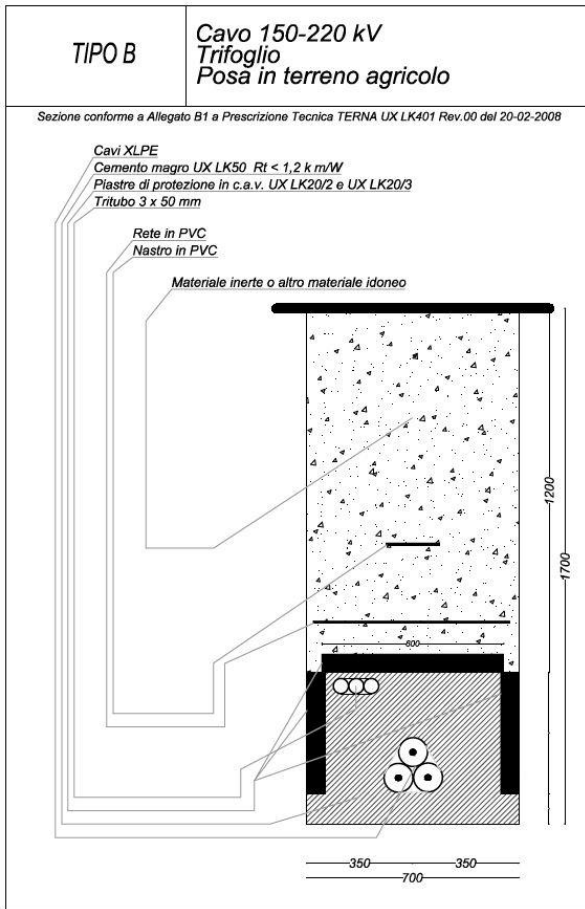
**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO**  
**DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp**  
**Maniago Solar 1**  
Comune di Maniago  
**Relazione tecnica**

Pag 29 di 118

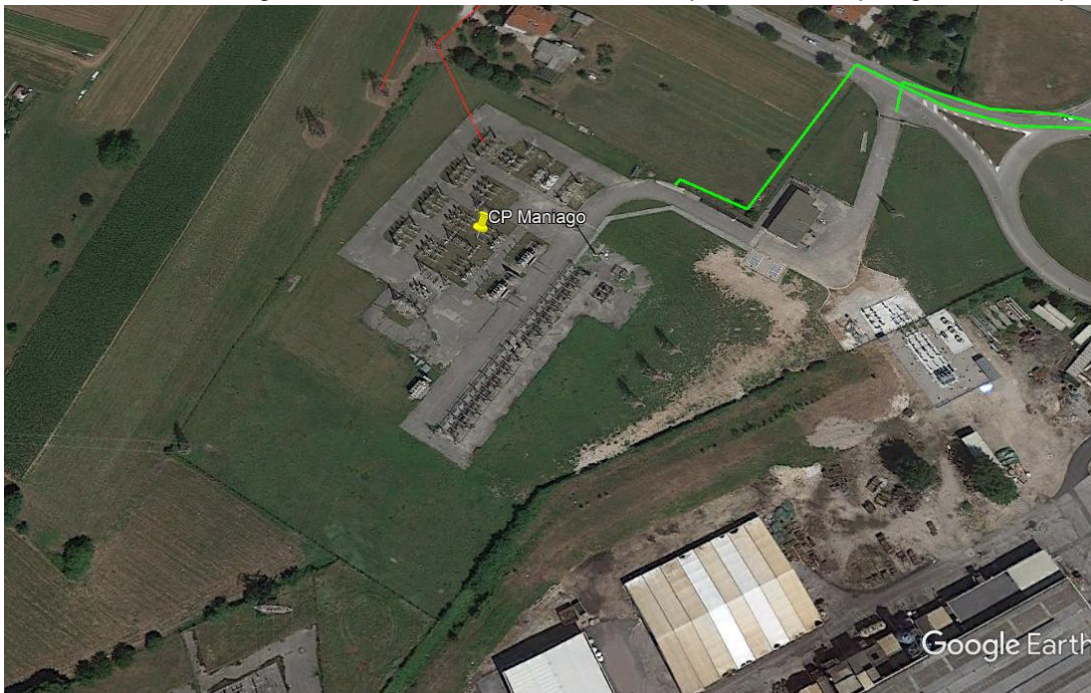




**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO**  
**DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp**  
**Maniago Solar 1**  
Comune di Maniago  
**Relazione tecnica**



Sulla tavola del collegamento alla RTN indica il tracciato previsto e le tipologie di scavo previste.



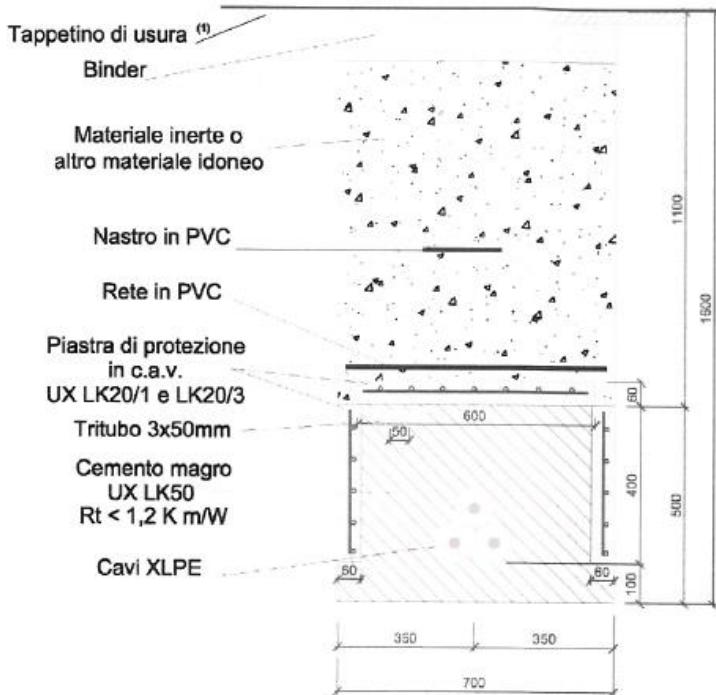
Gli elementi tecnologici della linea sono i seguenti:



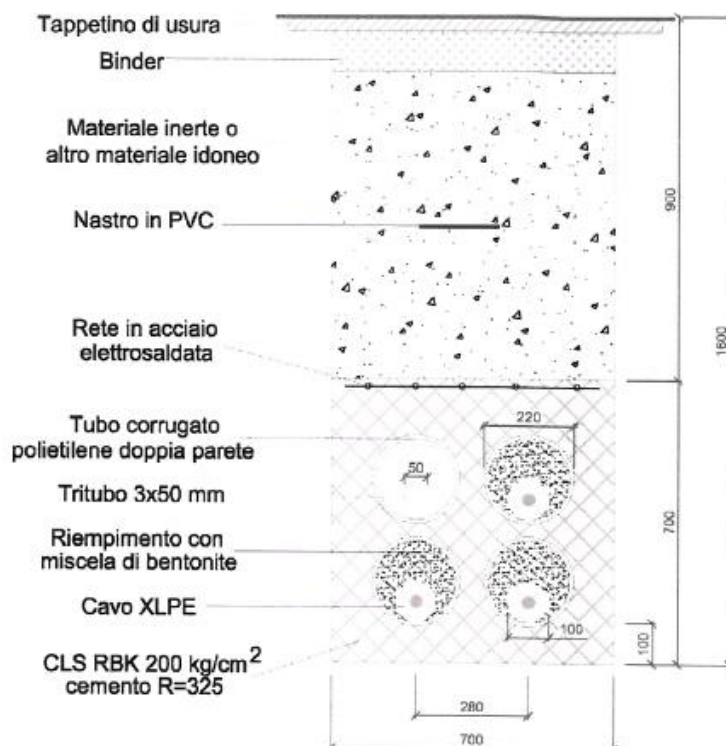




**2.6 Posa a trifoglio su strade urbane ed extraurbane – sezione tipo**

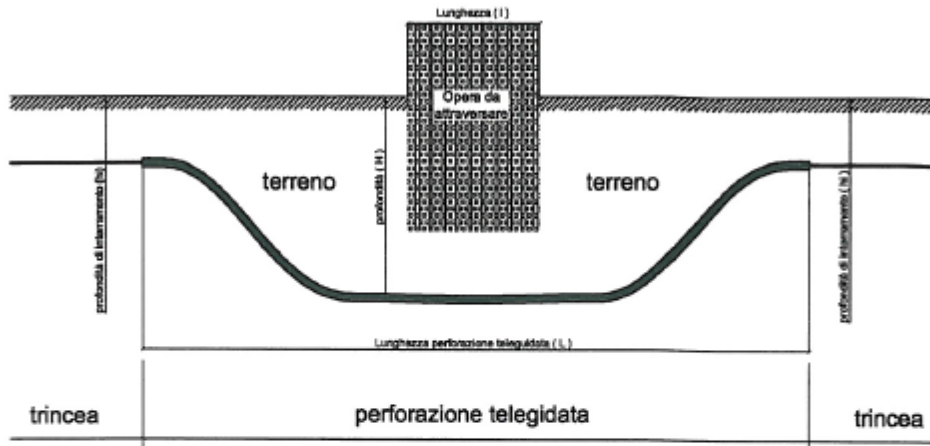


**2.8 Posa in attraversamento stradale – sezione tipo**



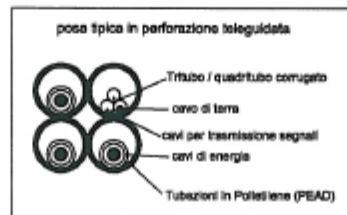


**2.9 Perforazione teleguidata orizzontale per posa cavi – schema di perforazione**



Schema delle dimensioni della perforazione teleguidata

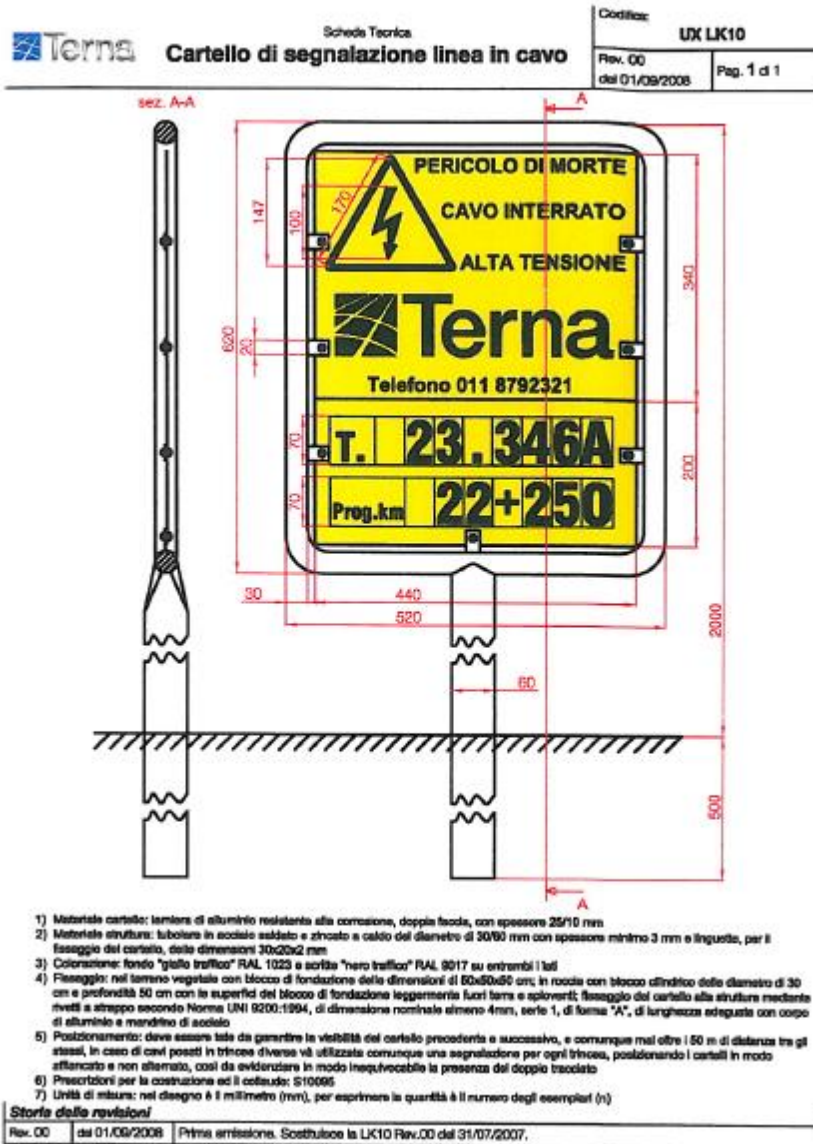
Lunghezza L	Profondità H (m)	larghezza e altezza (m)
$l = 12 \times (H - h)$	1,5 + 12 circa	> 1





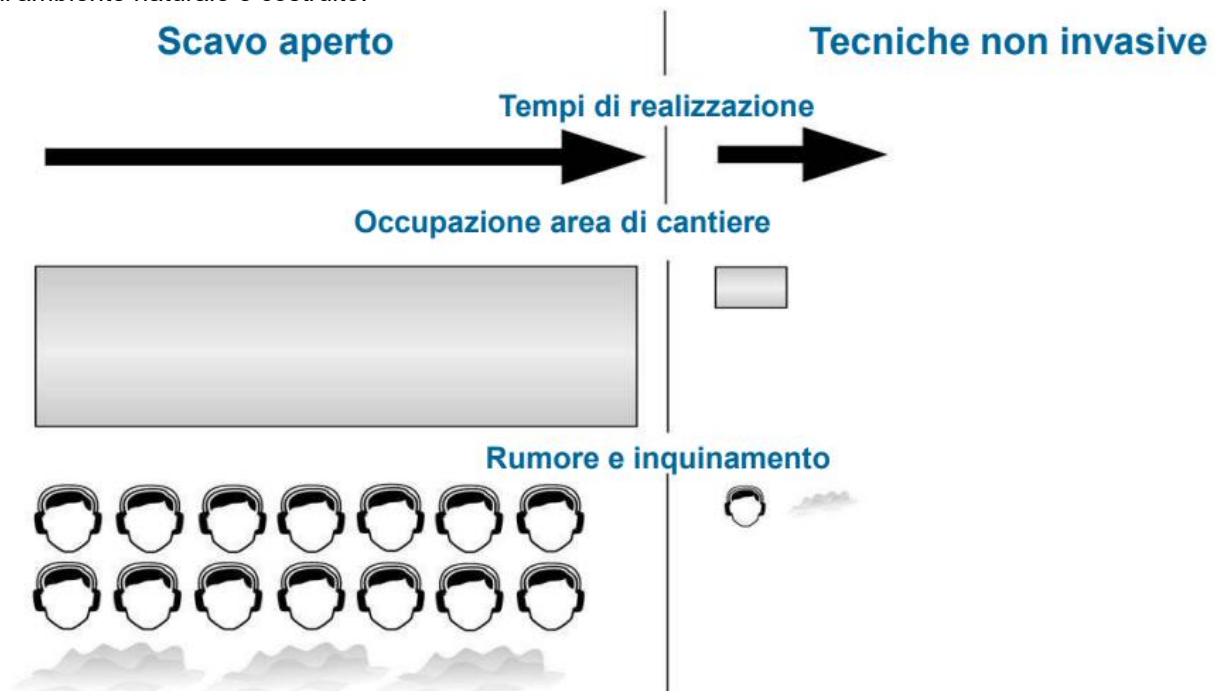
IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO  
DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp  
Maniago Solar 1  
Comune di Maniago  
Relazione tecnica

2.10 UX LK 10– Cartello di segnalazione linea in cavo



#### 4.4.8 Tecnologia No Dig

Alcuni tratti del cavidotto saranno posati con tecnologia No-Dig. La caratteristica principale della trivellazione orizzontale guidata (no-dig) è la possibilità di effettuare la posa in opera di un servizio richiesto in alternativa allo scavo a cielo aperto. La perforazione orizzontale è una tecnica innovativa molto apprezzata sia per la sua versatilità e capacità di realizzare i più comuni interventi, sia per completare con successo problematiche che fino a poco tempo fa sembravano impronibili. L'uso della tecnologia no-dig elimina inoltre i negativi impatti sull'ambiente naturale e costruito.



**Figura 5 - confronto tra scavo aperto e tecniche non invasive**

Alla realizzazione dei suddetti lavori composti principalmente di scavi ristretti a cielo aperto, mitigata dall'utilizzo in numerosi tratti della tecnica No-Dig, è associabile una modestissima immissione di polveri nell'ambiente in quanto la maggior parte del terreno verrà posto a lato dello scavo stesso per essere riutilizzato successivamente alla posa del cavo come materiale di riempimento, e sarà predisposto un sistema di bagnatura dei risultati dello scavo al fine di evitare al massimo le dispersioni di polveri in atmosfera.

Operativamente la realizzazione dell'attraversamento prevede tre macro fasi che sinteticamente si riportano nel seguito:

1. Esecuzione della postazione di partenza dove viene posizionato l'impianto di perforazione. Realizzazione di un foro pilota di piccolo diametro che, rispettando il profilo di progetto, avrà il suo punto di approdo sul lato opposto a quello di immissione ovvero oltre l'infrastruttura oggetto di interferenza. Il foro in questione è eseguito mediante lancia di perforazione e l'inserimento nel terreno della batteria di aste mentre, l'asportazione del terreno scavato avviene per mezzo di fanghi bentonitici a circolazione continua.
2. Alesatura del foro mediante allargamento del foro pilotata al fine di raggiungere il diametro richiesto per l'alloggiamento della condotta. L'operazione viene eseguita con l'ausilio di getti di fango che consentono l'asportazione del terreno e la stabilizzazione delle pareti del foro mentre gli alesatori-compattatori ruotano per effetto del moto trasmesso dalle aste ed esercitano un'azione fresante allargando il foro.
3. Tiro della tubazione – procedendo nella stessa direzione della alesatura il tubo in PEAD di attraversamento viene agganciato all'alesatore e viene trainato fino ad occupare l'intera lunghezza





della perforazione. Un apposito giunto evita che il moto rotatorio dell'alesatore possa indurre nella tubazione una sollecitazione di tipo torsionale.

La tecnologia utilizzata (HDD) permette di limitare i punti di intervento al punto di lancio e di arrivo in cui si effettueranno gli scavi per posizionare la strumentazione. Prima di effettuare la perforazione verranno eseguite una serie di indagini, quali ad esempio l'introspezione mediante radar della natura del sottosuolo e della presenza di altri impianti (indagine litologica) che consentano di ricostruire la situazione del sottosuolo nel tratto interessato dalla posa dei tubi.

La bentonite è un'argilla fine mescolata con l'acqua per formare i fanghi di trivellazione. Questi fanghi permettono il raffreddamento dello strumento di trivellazione e di alesaggio, il consolidamento delle pareti del tunnel ed agevolano anche la trivellazione grazie alla pressione. Essi contribuiscono anche all'evacuazione dei materiali di scavo prima del trascinamento della condotta. È possibile modificare leggermente la densità di questo prodotto, talvolta in corso d'opera, per facilitare la trivellazione ed il trascinamento. I fanghi di trivellazione saranno riciclati ed utilizzati in un circuito chiuso.

I punti interessati dalla tecnologia NO DIG sono i evidenziati sulle specifiche tavole di progetto.

#### **4.5 CONTROLLO E MONITORAGGIO DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO**

---

Per garantire un controllo continuo e immediato dello stato dell'impianto saranno installati sia un sistema di controllo remoto via web sia un apparato di monitoraggio ed immagazzinamento dei dati di funzionamento dell'impianto. Per i dettagli riguardanti il sistema di telecontrollo si rimanda alla relazione tecnica ed agli elaborati grafici specifici.

#### **4.6 IMPIANTO DI ANTIFURTO**

---

L'impianto sarà dotato di sistema TVCC a circuito chiuso a controllo remoto, completo di collegamenti con palo e plinto e barriere anti-intrusione.

Sia durante le fasi di realizzazione dell'impianto sia durante la vita utile un Istituto di Vigilanza installerà un sistema a ponte radio attraverso il quale potrà monitorare nelle ore notturne il parco fotovoltaico.

Il sistema garantisce che in caso di manomissioni da parte di malintenzionati, l'allarme generato sia trasferito alla sala di controllo dell'Istituto di Vigilanza che provvederà a far intervenire una pattuglia di controllo.

#### **4.7 CAVI ELETTRICI E CABLAGGIO**

---

I collegamenti elettrici lato DC dai moduli ai quadri di sottocampo, dai quadri di sottocampo ai quadri di campo, e dai quadri di campo agli inverter, verranno realizzati mediante l'utilizzo di cavi di adeguata sezione tale da garantire perdite complessive inferiori al 2% (come di seguito specificato). Inoltre, i cavi saranno a norma CEI 20-13, CEI20-22II e CEI 20-37 I, marchiatura I.M.Q., colorazione delle anime secondo norme UNEL, grado d'isolamento di 4 kV. Per non compromettere la sicurezza di chi opera sull'impianto durante la verifica o l'adeguamento o la manutenzione, i conduttori avranno la seguente colorazione:

Conduttori di protezione:           giallo-verde (obbligatorio)  
Conduttore di neutro:                blu chiaro (obbligatorio)



Conduttore di fase: grigio / marrone

Conduttore per circuiti in C.C.: chiaramente siglato con indicazione del positivo con “+” e del negativo con “-”.

I cavi sono dimensionati come descritto nel paragrafo dedicato e nei tabulati di calcolo allegati

#### 4.8 RELAZIONE DI CALCOLO DELL'IMPIANTO ELETTRICO

##### Calcolo delle correnti di impiego

Il calcolo delle correnti d'impiego viene eseguito in base alla classica espressione:

$$I_b = \frac{P_d}{k_{ca} \cdot V_n \cdot \cos \varphi}$$

nella quale:

- $k_{ca} = 1$  sistema monofase o bifase, due conduttori attivi;
- $k_{ca} = 1.73$  sistema trifase, tre conduttori attivi.

Se la rete è in corrente continua il fattore di potenza  $\cos \varphi$  è pari a 1.

Dal valore massimo (modulo) di  $I_b$  vengono calcolate le correnti di fase in notazione vettoriale (parte reale ed immaginaria) con le formule:

$$\begin{aligned} \dot{I}_1 &= I_b \cdot e^{-j\varphi} = I_b \cdot (\cos \varphi - j \sin \varphi) \\ \dot{I}_2 &= I_b \cdot e^{-j(\varphi - 2\pi/3)} = I_b \cdot \left( \cos \left( \varphi - \frac{2\pi}{3} \right) - j \sin \left( \varphi - \frac{2\pi}{3} \right) \right) \\ \dot{I}_3 &= I_b \cdot e^{-j(\varphi - 4\pi/3)} = I_b \cdot \left( \cos \left( \varphi - \frac{4\pi}{3} \right) - j \sin \left( \varphi - \frac{4\pi}{3} \right) \right) \end{aligned}$$

Il vettore della tensione  $V_n$  è supposto allineato con l'asse dei numeri reali:

$$\dot{V}_n = V_n + j0$$

La potenza di dimensionamento  $P_d$  è data dal prodotto:

$$P_d = P_n \cdot \text{coeff}$$

nella quale *coeff* è pari al fattore di utilizzo per utenze terminali oppure al fattore di contemporaneità per utenze di distribuzione.

Per le utenze terminali la potenza  $P_n$  è la potenza nominale del carico, mentre per le utenze di distribuzione  $P_n$  rappresenta la somma vettoriale delle  $P_d$  delle utenze a valle ( $\square P_d$  a valle).

La potenza reattiva delle utenze viene calcolata invece secondo la:

$$Q_n = P_n \cdot \tan \varphi$$

per le utenze terminali, mentre per le utenze di distribuzione viene calcolata come somma vettoriale delle potenze reattive nominali a valle ( $\square Q_d$  a valle).

Il fattore di potenza per le utenze di distribuzione viene valutato, di conseguenza, con la:

$$\cos \varphi = \cos \left( \arctan \left( \frac{Q_n}{P_n} \right) \right)$$

##### Dimensionamento dei cavi

Il criterio seguito per il dimensionamento dei cavi è tale da poter garantire la protezione dei conduttori alle correnti di sovraccarico.

In base alla norma CEI 64-8/4 (par. 433.2), infatti, il dispositivo di protezione deve essere coordinato con la conduttura in modo da verificare le condizioni:

- a)  $I_b \leq I_n \leq I_z$
- b)  $I_f \leq 1.45 \cdot I_z$



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO**  
**DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp**  
**Maniago Solar 1**  
Comune di Maniago  
**Relazione tecnica**

Pag 38 di 118

Per la condizione a) è necessario dimensionare il cavo in base alla corrente nominale della protezione a monte. Dalla corrente  $I_b$ , pertanto, viene determinata la corrente nominale della protezione (seguendo i valori normalizzati) e con questa si procede alla determinazione della sezione.

Il dimensionamento dei cavi rispetta anche i seguenti casi:

- condutture senza protezione derivate da una condotta principale protetta contro i sovraccarichi con dispositivo idoneo ed in grado di garantire la protezione anche delle condutture derivate;
- condotta che alimenta diverse derivazioni singolarmente protette contro i sovraccarichi, quando la somma delle correnti nominali dei dispositivi di protezione delle derivazioni non supera la portata  $I_z$  della condotta principale.

L'individuazione della sezione si effettua utilizzando le tabelle di posa assegnate ai cavi. Elenchiamo alcune tabelle, indicate per il mercato italiano:

- IEC 60364-5-52 (PVC/EPR);
- IEC 60364-5-52 (Mineral);
- CEI-UNEL 35024/1;
- CEI-UNEL 35024/2;
- CEI-UNEL 35026;
- CEI 20-91 (HEPR).

In media tensione, la gestione del calcolo si divide a seconda delle tabelle scelte:

- CEI 11-17;
- CEI UNEL 35027 (1-30kV).
- EC 60502-2 (6-30kV)
- IEC 61892-4 off-shore (fino a 30kV)

Il programma gestisce ulteriori tabelle, specifiche per alcuni paesi. L'elenco completo è disponibile nei Riferimenti normativi.

Esse oltre a riportare la corrente ammissibile  $I_z$  in funzione del tipo di isolamento del cavo, del tipo di posa e del numero di conduttori attivi, riportano anche la metodologia di valutazione dei coefficienti di declassamento.

La portata minima del cavo viene calcolata come:

$$I_{z \min} = \frac{I_n}{k}$$

dove il coefficiente  $k$  ha lo scopo di declassare il cavo e tiene conto dei seguenti fattori:

- tipo di materiale conduttore;
- tipo di isolamento del cavo;
- numero di conduttori in prossimità compresi eventuali paralleli;
- eventuale declassamento deciso dall'utente.

La sezione viene scelta in modo che la sua portata (moltiplicata per il coefficiente  $k$ ) sia superiore alla  $I_{z \min}$ . Gli eventuali paralleli vengono calcolati nell'ipotesi che abbiano tutti la stessa sezione, lunghezza e tipo di posa (vedi norma 64.8 par. 433.3), considerando la portata minima come risultante della somma delle singole portate (declassate per il numero di paralleli dal coefficiente di declassamento per prossimità).

La condizione b) non necessita di verifica in quanto gli interruttori che rispondono alla norma CEI 23.3 hanno un rapporto tra corrente convenzionale di funzionamento  $I_f$  e corrente nominale  $I_n$  minore di 1.45 ed è costante per tutte le tarature inferiori a 125 A. Per le apparecchiature industriali, invece, le norme CEI 17.5 e IEC 947 stabiliscono che tale rapporto può variare in base alla corrente nominale, ma deve comunque rimanere minore o uguale a 1.45.

Risulta pertanto che, in base a tali normative, la condizione b) sarà sempre verificata.

Le condutture dimensionate con questo criterio sono, pertanto, protette contro le sovracorrenti.

## **Integrale di Joule**



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO**  
**DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp**  
**Maniago Solar 1**  
Comune di Maniago  
**Relazione tecnica**

Pag 39 di 118

Dalla sezione dei conduttori del cavo deriva il calcolo dell'integrale di Joule, ossia la massima energia specifica ammessa dagli stessi, tramite la:

$$I^2 \cdot t = K^2 \cdot S^2$$

La costante K viene data dalla norma CEI 64-8/4 (par. 434.3), per i conduttori di fase e neutro e, dal paragrafo 64-8/5 (par. 543.1), per i conduttori di protezione in funzione al materiale conduttore e al materiale isolante. Per i cavi ad isolamento minerale le norme attualmente sono allo studio, i paragrafi sopraccitati riportano però nella parte commento dei valori prudenziali.

I valori di K riportati dalla norma sono per i conduttori di fase (par. 434.3):

Cavo in rame e isolato in PVC:	K = 115
Cavo in rame e isolato in gomma G:	K = 135
Cavo in rame e isolato in gomma etilenpropilenica G5-G7:	K = 143
Cavo in rame serie L rivestito in materiale termoplastico:	K = 115
Cavo in rame serie L nudo:	K = 200
Cavo in rame serie H rivestito in materiale termoplastico:	K = 115
Cavo in rame serie H nudo:	K = 200
Cavo in alluminio e isolato in PVC:	K = 74
Cavo in alluminio e isolato in G, G5-G7:	K = 92

I valori di K per i conduttori di protezione unipolari (par. 543.1) tab. 54B:

Cavo in rame e isolato in PVC:	K = 143
Cavo in rame e isolato in gomma G:	K = 166
Cavo in rame e isolato in gomma G5-G7:	K = 176
Cavo in rame serie L rivestito in materiale termoplastico:	K = 143
Cavo in rame serie L nudo:	K = 228
Cavo in rame serie H rivestito in materiale termoplastico:	K = 143
Cavo in rame serie H nudo:	K = 228
Cavo in alluminio e isolato in PVC:	K = 95
Cavo in alluminio e isolato in gomma G:	K = 110
Cavo in alluminio e isolato in gomma G5-G7:	K = 116

I valori di K per i conduttori di protezione in cavi multipolari (par. 543.1) tab. 54C:

Cavo in rame e isolato in PVC:	K = 115
Cavo in rame e isolato in gomma G:	K = 135
Cavo in rame e isolato in gomma G5-G7:	K = 143
Cavo in rame serie L rivestito in materiale termoplastico:	K = 115
Cavo in rame serie L nudo:	K = 228
Cavo in rame serie H rivestito in materiale termoplastico:	K = 115
Cavo in rame serie H nudo:	K = 228
Cavo in alluminio e isolato in PVC:	K = 76
Cavo in alluminio e isolato in gomma G:	K = 89
Cavo in alluminio e isolato in gomma G5-G7:	K = 94

#### **Dimensionamento dei conduttori di neutro**

La norma CEI 64-8 par. 524.2 e par. 524.3, prevede che la sezione del conduttore di neutro, nel caso di circuiti polifasi, possa avere una sezione inferiore a quella dei conduttori di fase se sono soddisfatte le seguenti condizioni:

- il conduttore di fase abbia una sezione maggiore di 16 mm<sup>2</sup>;
- la massima corrente che può percorrere il conduttore di neutro non sia superiore alla portata dello stesso
- la sezione del conduttore di neutro sia almeno uguale a 16 mm<sup>2</sup> se il conduttore è in rame e a 25 mm<sup>2</sup> se il conduttore è in alluminio.

Nel caso in cui si abbiano circuiti monofasi o polifasi e questi ultimi con sezione del conduttore di fase minore di 16 mm<sup>2</sup> se conduttore in rame e 25 mm<sup>2</sup> se conduttore in alluminio, il conduttore di neutro deve avere la stessa



sezione del conduttore di fase. In base alle esigenze progettuali, sono gestiti fino a tre metodi di dimensionamento del conduttore di neutro, mediante:

- determinazione in relazione alla sezione di fase;
- determinazione tramite rapporto tra le portate dei conduttori;
- determinazione in relazione alla portata del neutro.

Il primo criterio consiste nel determinare la sezione del conduttore in questione secondo i seguenti vincoli dati dalla norma:

$$\begin{aligned} S_f < 16\text{mm}^2: & \quad S_n = S_f \\ 16 \leq S_f \leq 35\text{mm}^2: & \quad S_n = 16\text{mm}^2 \\ S_f > 35\text{mm}^2: & \quad S_n = S_f / 2 \end{aligned}$$

Il secondo criterio consiste nell'impostare il rapporto tra le portate del conduttore di fase e il conduttore di neutro, e il programma determinerà la sezione in base alla portata.

Il terzo criterio consiste nel dimensionare il conduttore tenendo conto della corrente di impiego circolante nel neutro come per un conduttore di fase.

Le sezioni dei neutri possono comunque assumere valori differenti rispetto ai metodi appena citati, comunque sempre calcolati a regola d'arte.

#### **Dimensionamento dei conduttori di protezione**

Le norme CEI 64.8 par. 543.1 prevedono due metodi di dimensionamento dei conduttori di protezione:

- determinazione in relazione alla sezione di fase;
- determinazione mediante calcolo.

Il primo criterio consiste nel determinare la sezione del conduttore di protezione seguendo vincoli analoghi a quelli introdotti per il conduttore di neutro:

$$\begin{aligned} S_f < 16\text{mm}^2: & \quad S_{PE} = S_f \\ 16 \leq S_f \leq 35\text{mm}^2: & \quad S_{PE} = 16\text{mm}^2 \\ S_f > 35\text{mm}^2: & \quad S_{PE} = S_f / 2 \end{aligned}$$

Il secondo criterio determina tale valore con l'integrale di Joule, ovvero la sezione del conduttore di protezione non deve essere inferiore al valore determinato con la seguente formula:

$$S_p = \frac{\sqrt{I^2 \cdot t}}{K}$$

dove:

- $S_p$  è la sezione del conduttore di protezione ( $\text{mm}^2$ );
- $I$  è il valore efficace della corrente di guasto che può percorrere il conduttore di protezione per un guasto di impedenza trascurabile (A);
- $t$  è il tempo di intervento del dispositivo di protezione (s);
- $K$  è un fattore il cui valore dipende dal materiale del conduttore di protezione, dell'isolamento e di altre parti.

Se il risultato della formula non è una sezione unificata, viene presa una unificata immediatamente superiore.

In entrambi i casi si deve tener conto, per quanto riguarda la sezione minima, del paragrafo 543.1.3.

Esso afferma che la sezione di ogni conduttore di protezione che non faccia parte della conduttura di alimentazione non deve essere, in ogni caso, inferiore a:

- 2,5  $\text{mm}^2$  rame o 16  $\text{mm}^2$  alluminio se è prevista una protezione meccanica;
- 4  $\text{mm}^2$  o 16  $\text{mm}^2$  alluminio se non è prevista una protezione meccanica;

E' possibile, altresì, determinare la sezione mediante il rapporto tra le portate del conduttore di fase e del conduttore di protezione.

Nei sistemi TT, la sezione dei conduttori di protezione può essere limitata a:



- 25 mm<sup>2</sup>, se in rame;
- 35 mm<sup>2</sup>, se in alluminio;

### Calcolo della temperatura dei cavi

La valutazione della temperatura dei cavi si esegue in base alla corrente di impiego e alla corrente nominale tramite le seguenti espressioni:

$$T_{cavo}(I_b) = T_{ambiente} + \left( \alpha_{cavo} \cdot \frac{I_b^2}{I_z^2} \right)$$
$$T_{cavo}(I_n) = T_{ambiente} + \left( \alpha_{cavo} \cdot \frac{I_n^2}{I_z^2} \right)$$

esprese in °C.

Esse derivano dalla considerazione che la sovratemperatura del cavo a regime è proporzionale alla potenza in esso dissipata.

Il coefficiente  $\alpha_{cavo}$  è vincolato dal tipo di isolamento del cavo e dal tipo di tabella di posa che si sta usando.

### Cadute di tensione

Le cadute di tensione sono calcolate vettorialmente. Per ogni utenza si calcola la caduta di tensione vettoriale lungo ogni fase e lungo il conduttore di neutro (se distribuito). Tra le fasi si considera la caduta di tensione maggiore che viene riportata in percentuale rispetto alla tensione nominale:

$$c.d.t(ib) = \max \left( \left( \sum_{i=1}^k \dot{Z}f_i \cdot \dot{I}f_i - \dot{Z}n_i \cdot \dot{I}n_i \right) \right)_{f=R,S,T}$$

con  $f$  che rappresenta le tre fasi R, S, T;

con  $n$  che rappresenta il conduttore di neutro;

con  $i$  che rappresenta le  $k$  utenze coinvolte nel calcolo;

Il calcolo fornisce, quindi, il valore esatto della formula approssimata:

$$c.d.t(I_b) = k_{cdt} \cdot I_b \cdot \frac{L_c}{1000} \cdot (R_{cavo} \cdot \cos\varphi + X_{cavo} \cdot \sin\varphi) \cdot \frac{100}{V_n}$$

con:

- $K_{cdt} = 2$  per sistemi monofase;
- $K_{cdt} = 1.73$  per sistemi trifase.

I parametri  $R_{cavo}$  e  $X_{cavo}$  sono ricavati dalla tabella UNEL in funzione del tipo di cavo (unipolare/multipolare) ed alla sezione dei conduttori; di tali parametri il primo è riferito a 70° C per i cavi con isolamento PVC, a 90° C per i cavi con isolamento EPR; mentre il secondo è riferito a 50Hz, ferme restando le unità di misura in  $\Omega$ /km.

Se la frequenza di esercizio è differente dai 50 Hz si imposta

$$X'_{cavo} = \frac{f}{50} \cdot X_{cavo}$$

La caduta di tensione da monte a valle (totale) di una utenza è determinata come somma delle cadute di tensione vettoriale, riferite ad un solo conduttore, dei rami a monte all'utenza in esame, da cui, viene successivamente determinata la caduta di tensione percentuale riferendola al sistema (trifase o monofase) e alla tensione nominale dell'utenza in esame.

Sono adeguatamente calcolate le cadute di tensione totali nel caso siano presenti trasformatori lungo la linea (per esempio trasformatori MT/BT o BT/BT). In tale circostanza, infatti, il calcolo della caduta di tensione totale tiene conto sia della caduta interna nei trasformatori, sia della presenza di spine di regolazione del rapporto spire dei trasformatori stessi.

Se al termine del calcolo delle cadute di tensione alcune utenze abbiano valori superiori a quelli definiti, si ricorre ad un procedimento di ottimizzazione per far rientrare la caduta di tensione entro limiti prestabiliti (limiti dati da CEI





64-8 par. 525). Le sezioni dei cavi vengono forzate a valori superiori cercando di seguire una crescita uniforme fino a portare tutte le cadute di tensione sotto i limiti.

### Fornitura della rete

La conoscenza della fornitura della rete è necessaria per l'inizializzazione della stessa al fine di eseguire il calcolo dei guasti.

Le tipologie di fornitura possono essere:

- in bassa tensione
- in media tensione
- in alta tensione
- ad impedenza nota
- in corrente continua

I parametri trovati in questa fase servono per inizializzare il calcolo dei guasti, ossia andranno sommati ai corrispondenti parametri di guasto della utenza a valle. Noti i parametri alle sequenze nel punto di fornitura, è possibile inizializzare la rete e calcolare le correnti di cortocircuito secondo le norme CEI EN 60909-0.

Tali correnti saranno utilizzate in fase di scelta delle protezioni per la verifica dei poteri di interruzione delle apparecchiature.

### Media e Alta tensione

Nel caso in cui la fornitura sia in media o alta tensione si considerano i seguenti dati di partenza:

- Tensione di fornitura  $V_{mt}$  (in kV);
- Corrente di corto circuito trifase massima,  $I_{kmax}$  (in kA);
- Corrente di corto circuito monofase a terra massima,  $I_{k1ftmax}$  (in kA);

Se si conoscono si possono aggiungere anche le correnti:

- Corrente di corto circuito trifase minima,  $I_{kmin}$  (in kA);
- Corrente di corto circuito monofase a terra minima,  $I_{k1ftmin}$  (in kA);

Dai dati si ricavano le impedenze equivalenti della rete di fornitura per determinare il generatore equivalente di tensione.

$$Z_{ccnt} = \frac{1,1 \cdot V_{mt}}{\sqrt{3} \cdot I_{kmax}} \cdot 1000$$

da cui si ricavano le componenti dirette:

$$\cos \varphi_{ccnt} = \sqrt{1 - (0,995)^2}$$

$$X_{dl} = 0,995 \cdot Z_{ccnt}$$

$$R_{dl} = \cos \varphi_{ccnt} \cdot Z_{ccnt}$$

e le componenti omopolari:

$$R_0 = \frac{\sqrt{3} \cdot 1,1 \cdot V_{mt}}{I_{k1ftmax}} \cdot 1000 \cdot \cos \varphi_{ccnt} - (2 \cdot R_{dl})$$

$$X_0 = R_0 \cdot \sqrt{\frac{1}{(\cos \varphi_{ccnt})^2} - 1}$$

### Trasformatori

Se nella rete sono presenti dei trasformatori a due avvolgimenti, i dati di targa richiesti sono:

- potenza nominale  $P_n$  (in kVA);
- perdite di cortocircuito  $P_{cc}$  (in W);



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO**  
**DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp**  
**Maniago Solar 1**  
Comune di Maniago  
**Relazione tecnica**

Pag 43 di 118

- tensione di cortocircuito  $v_{cc}$  (in %)
- rapporto tra la corrente di inserzione e la corrente nominale  $I_{lr}/I_{rt}$ ;
- rapporto tra la impedenza alla sequenza omopolare e quella di corto circuito;
- tipo di collegamento;
- tensione nominale del primario  $V_1$  (in kV);
- tensione nominale del secondario  $V_{02}$  (in V).

Dai dati di targa si possono ricavare le caratteristiche elettriche dei trasformatori, ovvero:

Impedenza di cortocircuito del trasformatore espressa in  $m\Omega$ :

$$Z_{cct} = \frac{v_{cc}}{100} \cdot \frac{V_{02}^2}{P_n}$$

Resistenza di cortocircuito del trasformatore espressa in  $m\Omega$ :

$$R_{cct} = \frac{P_{cc}}{1000} \cdot \frac{V_{02}^2}{P_n^2}$$

Reattanza di cortocircuito del trasformatore espressa in  $m\Omega$ :

$$X_{cct} = \sqrt{Z_{cct}^2 - R_{cct}^2}$$

L'impedenza a vuoto omopolare del trasformatore viene ricavata dal rapporto con l'impedenza di cortocircuito dello stesso:

$$Z_{vot} = Z_{cct} \cdot \left( \frac{Z_{vot}}{Z_{cct}} \right)$$

dove il rapporto  $Z_{vot}/Z_{cct}$  vale usualmente 10-20.

In uscita al trasformatore si otterranno pertanto i parametri alla sequenza diretta, in  $m\Omega$ :

$$Z_d = |\dot{Z}_{cct}| = \sqrt{R_d^2 + X_d^2}$$

nella quale:

$$R_d = R_{cct}$$

$$X_d = X_{cct}$$

I parametri alla sequenza omopolare dipendono invece dal tipo di collegamento del trasformatore in quanto, in base ad esso, abbiamo un diverso circuito equivalente.

Pertanto, se il trasformatore è collegato triangolo/stella (Dy), si ha:

$$R_{ot} = R_{cct} \cdot \frac{\left( \frac{Z_{vot}}{Z_{cct}} \right)}{1 + \left( \frac{Z_{vot}}{Z_{cct}} \right)}$$

$$X_{ot} = X_{cct} \cdot \frac{\left( \frac{Z_{vot}}{Z_{cct}} \right)}{1 + \left( \frac{Z_{vot}}{Z_{cct}} \right)}$$

$$Z_{ot} = Z_{cct} \cdot \frac{\left( \frac{Z_{vot}}{Z_{cct}} \right)}{1 + \left( \frac{Z_{vot}}{Z_{cct}} \right)}$$

Diversamente, se il trasformatore è collegato stella/stella (Yy) avremmo:



$$R_{ot} = R_{cct} \cdot \left( \frac{Z_{vot}}{Z_{cct}} \right)$$

$$X_{ot} = X_{cct} \cdot \left( \frac{Z_{vot}}{Z_{cct}} \right)$$

$$Z_{ot} = Z_{cct} \cdot \left( \frac{Z_{vot}}{Z_{cct}} \right)$$

#### **Fattori di correzione per generatori e trasformatori (EN 60909-0)**

La norma EN 60909-0 fornisce una serie di fattori correttivi per il calcolo delle impedenze di alcune macchine presenti nella rete. Quelle utilizzate per il calcolo dei guasti riguardano i generatori e i trasformatori.

#### **Fattore di correzione per trasformatori (EN 60909-0 par. 6.3.3)**

Per i trasformatori a due avvolgimenti, con o senza regolazione delle spire, quando si stanno calcolando le correnti massime di cortocircuito, si deve introdurre un fattore di correzione di impedenza  $K_T$  tale che:

$$Z_{cctK} = K_T \cdot Z_{cct}$$
$$K_T = 0.95 \cdot \frac{C_{max}}{1 + 0.6 \cdot x_T}$$

dove

$$x_T = \frac{X_{cct}}{V_{02}^2 / P_n}$$

è la reattanza relativa del trasformatore e  $C_{max}$  è preso dalla tabella 1 ed è relativo alla tensione lato bassa del trasformatore.

Tale fattore deve essere applicato alla impedenza diretta, inversa ed omopolare.

#### **Fattore di correzione per generatori sincroni (EN 60909-0 par. 6.6.1)**

Nel calcolo delle correnti massime di cortocircuito iniziali nei sistemi alimentati direttamente da generatori senza trasformatori intermedi, si deve introdurre un fattore di correzione  $K_G$  tale che:

$$Z_{GK} = K_G \cdot Z_G$$

con

$$K_G = \frac{V_{02}}{U_{rG}} \cdot \frac{C_{max}}{1 + x'' \cdot \sqrt{1 - \cos \varphi_{rG}}}$$

dove

$$x'' = \frac{X''}{V_{02}^2 / P_n}$$

è la reattanza satura relativa subtransitoria del generatore.

Tale fattore deve essere applicato alla impedenza diretta, inversa ed omopolare.

Nella formula compaiono a numeratore e denominatore la tensione nominale di sistema e la tensione nominale del generatore ( $U_{rG}$ ). In Ampère  $U_{rG}$  non è gestita, quindi si considera  $V_{02} / U_{rG} = 1$ .

#### **Fattore di correzione per gruppi di produzione con regolazione automatica della tensione del trasformatore (EN 60909-0 par. 6.7.1)**

Nel calcolo delle correnti massime di cortocircuito iniziali nei gruppi di produzione, si deve introdurre un fattore di correzione di impedenza  $K_S$  da applicare alla impedenza complessiva nel lato alta del trasformatore:

$$Z_{SK} = K_S \cdot (t_r^2 \cdot Z_G + Z_{THV})$$

con



$$K_S = \frac{c_{max}}{1 + |x'' - x_T| \cdot \sqrt{1 - \cos \varphi_{rG}}}$$

Tale fattore deve essere applicato alla impedenza diretta, inversa ed omopolare. La formula per  $K_S$  non considera eventuali differenze tra valori nominali delle macchine e tensione nominale del sistema elettrico.

**Fattore di correzione per gruppi di produzione senza regolazione automatica della tensione del trasformatore (EN 60909-0 par. 6.7.2)**

Nel calcolo delle correnti massime di cortocircuito iniziali nei gruppi di produzione, si deve introdurre un fattore di correzione di impedenza  $K_{SO}$  da applicare alla impedenza complessiva nel lato alta del trasformatore:

$$Z_{SOK} = K_{SO} \cdot (t_r^2 \cdot Z_G + Z_{THV})$$

con

$$K_{SO} = (1 \pm p_T) \cdot \frac{c_{max}}{1 + x'' \cdot \sqrt{1 - \cos \varphi_{rG}}}$$

Dove  $p_T$  è la variazione di tensione del trasformatore tramite la presa a spina scelta. Nel programma viene impostato il fattore  $(1 - p_T)$ , con  $p_T = (|V_{sec} - V_{02}|) / V_{02}$ .

Tale fattore deve essere applicato alla impedenza diretta, inversa ed omopolare. La formula per  $K_{SO}$  non considera eventuali differenze tra valori nominali delle macchine e tensione nominale del sistema elettrico.

**Generatori sincroni**

In media tensione ed in bassa tensione è possibile inserire più generatori. I dati di targa richiesti per i generatori sono:

- potenza nominale  $P_n$  (in kVA);
- reattanza sincrona percentuale  $x_s$ ;
- reattanza subtransitoria percentuale  $x''$ ;
- reattanza subtransitoria in quadratura percentuale  $x''_q$ ;
- reattanza alla sequenza omopolare percentuale  $x_0$ .

La reattanza subtransitoria si calcola con la formula:

$$X'' = \frac{x''}{100} \cdot \frac{V_{02}^2}{P_n}$$

dalla quale si ricavano le componenti alla sequenza diretta da usare nel calcolo dei guasti subtransitori:

$$R_d = 0$$

$$X_d = X''$$

La componente resistiva si trascura rispetto alla componente reattiva del generatore.

L'impedenza sincrona, da usare nei guasti simmetrici permanenti, si calcola con la formula:

$$X_s = \frac{x_s}{100} \cdot \frac{V_{02}^2}{P_n}$$

Per i guasti asimmetrici, sia subtransitorio che permanente, servono le sequenze inverse ed omopolari. Per il calcolo dell'impedenza alla sequenza inversa, con la reattanza subtransitoria in quadratura:

$$X''_q = \frac{x''_q}{100} \cdot \frac{V_{02}^2}{P_n}$$

si applica la formula:



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO**  
**DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp**  
**Maniago Solar 1**  
Comune di Maniago  
**Relazione tecnica**

Pag 46 di 118

$$X_i = \frac{X'' + X''_q}{2}$$

Infine, si ricava la reattanza omopolare come:

$$R_0 = 0$$
$$X_0 = \frac{x_0}{100} \cdot \frac{V_{02}^2}{P_n}$$

#### **Attenuazione della corrente di guasto per guasti simmetrici e vicini**

Vedere Motori sincroni.

#### **Generatori asincroni**

[Olivieri e Ravelli, Elettrotecnica II° vol., Edizioni CEDAM]

Come ogni altra macchina elettrica, anche il motore asincrono è reversibile, quindi può diventare un generatore di energia elettrica. Quando la macchina funziona a vuoto, essa assorbe energia per la magnetizzazione del campo rotante e per le perdite. Se si applica al rotore una coppia motrice si passa ad uno scorrimento negativo ed una conseguente produzione di energia.

Il programma Ampère simula il funzionamento del generatore asincrono tramite lo studio del diagramma circolare. Impostata la potenza attiva, viene ricavata la potenza reattiva corrispondente assorbita dalla rete, da cui si calcolano le correnti erogate. La potenza attiva sarà quindi erogata dalla macchina, mentre quella reattiva assorbita dalla rete.

La generatrice asincrona può erogare solo correnti sfasate di un certo angolo in anticipo rispetto alla f.e.m. che genera: e questo sfasamento non può essere in alcun modo regolato, ma assume un valore suo proprio per ogni valore della corrente erogata.

I parametri caratteristici da richiedere sono:

- Potenza meccanica
- Rendimento N - nominale
- Rendimento 3/4 N
- Rendimento 2/4 N
- Fattore di potenza N - nominale
- Fattore di potenza 3/4 N
- Fattore di potenza 2/4 N
- P numero di coppie polari

Si individuano così tre punti appartenenti al diagramma circolare della macchina asincrona.

Altrimenti vengono richiesti i seguenti dati, sempre necessari per determinare il diagramma circolare:

- Potenza meccanica
- Rendimento N - nominale
- Fattore di potenza N - nominale
- Potenza assorbita a vuoto
- Fattore di potenza a vuoto
- P numero di coppie polari

I generatori asincroni trifasi contribuiscono al guasto transitorio per tutti i punti della rete dai quali sono "visti". Condizione necessaria per il calcolo del contributo al guasto è che il generatore sia alimentato da un'altra fonte, che gli fornisce la potenza reattiva necessaria al suo funzionamento.

I calcoli dei guasti seguono le stesse procedure utilizzate per i Motori asincroni.

#### **Attenuazione della corrente di guasto per guasti simmetrici e vicini**

Vedere Motori asincroni.

#### **Calcolo dei guasti**





Con il calcolo dei guasti vengono determinate le correnti di cortocircuito minime e massime immediatamente a valle della protezione dell'utenza (inizio linea) e a valle dell'utenza (fondo linea).

Le condizioni in cui vengono determinate sono:

- guasto trifase (simmetrico);
- guasto bifase (disimmetrico);
- guasto bifase-neutro (disimmetrico);
- guasto bifase-terra (disimmetrico);
- guasto fase terra (disimmetrico);
- guasto fase neutro (disimmetrico).

I parametri alle sequenze di ogni utenza vengono inizializzati da quelli corrispondenti dell'utenza a monte che, a loro volta, inizializzano i parametri della linea a valle.

#### **Calcolo delle correnti massime di cortocircuito**

Il calcolo delle correnti di cortocircuito massime viene condotto come descritto nella norma CEI EN 60909-0. Sono previste le seguenti condizioni generali:

- guasti con contributo della fornitura e dei generatori in regime di guasto subtransitorio. Eventuale gestione della attenuazione della corrente per il guasto trifase 'vicino' alla sorgente.
- tensione di alimentazione nominale valutata con fattore di tensione  $C_{max}$ ;
- impedenza di guasto minima della rete, calcolata alla temperatura di 20°C.

La resistenza diretta, del conduttore di fase e di quello di protezione, viene riportata a 20 °C, partendo dalla resistenza data dalle tabelle UNEL 35023-2012 che può essere riferita a 70 o 90 °C a seconda dell'isolante, per cui esprimendola in mΩ risulta:

$$R_{dc} = \frac{R_c}{1000} \cdot \frac{L_c}{1000} \cdot \left( \frac{1}{1 + (\alpha \cdot \Delta T)} \right)$$

dove  $\Delta T$  è 50 o 70 °C e  $\alpha = 0.004$  a 20 °C.

Nota poi dalle stesse tabelle la reattanza a 50 Hz, se  $f$  è la frequenza d'esercizio, risulta:

$$X_{dc} = \frac{X_c}{1000} \cdot \frac{L_c}{1000} \cdot \frac{f}{50}$$

possiamo sommare queste ai parametri diretti della utenza a monte ottenendo così la impedenza di guasto minima a fine utenza.

Per le utenze in condotto in sbarre, le componenti della sequenza diretta sono:

$$R_{db} = \frac{R_b}{1000} \cdot \frac{L_b}{1000}$$

La reattanza è invece:

$$X_{db} = \frac{X_b}{1000} \cdot \frac{L_b}{1000} \cdot \frac{f}{50}$$

Per le utenze con impedenza nota, le componenti della sequenza diretta sono i valori stessi di resistenza e reattanza dell'impedenza.

Per quanto riguarda i parametri alla sequenza omopolare, occorre distinguere tra conduttore di neutro e conduttore di protezione.

Per il conduttore di neutro si ottengono da quelli diretti tramite le:

$$R_{0cN} = R_{dc} + 3 \cdot R_{dcN}$$
$$X_{0cN} = 3 \cdot X_{dc}$$

Per il conduttore di protezione, invece, si ottiene:

$$R_{0cPE} = R_{dc} + 3 \cdot R_{dcPE}$$
$$X_{0cPE} = 3 \cdot X_{dc}$$

dove le resistenze  $R_{dcN}$  e  $R_{dcPE}$  vengono calcolate come la  $R_{dc}$ .



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO**  
**DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp**  
**Maniago Solar 1**  
Comune di Maniago  
**Relazione tecnica**

Pag 48 di 118

Per le utenze in condotto in sbarre, le componenti della sequenza omopolare sono distinte tra conduttore di neutro e conduttore di protezione.

Per il conduttore di neutro si ha:

$$\begin{aligned}R_{0bN} &= R_{db} + 3 \cdot R_{dbN} \\ X_{0bN} &= 3 \cdot X_{db}\end{aligned}$$

Per il conduttore di protezione viene utilizzato il parametro di reattanza dell'anello di guasto fornito dai costruttori:

$$\begin{aligned}R_{0bPE} &= R_{db} + 3 \cdot R_{dbPE} \\ X_{0bPE} &= X_{db} + 3 \cdot (X_{b-ring} - X_{db})\end{aligned}$$

I parametri di ogni utenza vengono sommati con i parametri, alla stessa sequenza, della utenza a monte, espressi in m $\square$ :

$$\begin{aligned}R_d &= R_{dc} + R_{d-up} \\ X_d &= X_{dc} + X_{d-up} \\ R_{0N} &= R_{0cN} + R_{0N-up} \\ X_{0N} &= X_{0cN} + X_{0N-up} \\ R_{0PE} &= R_{0cPE} + R_{0PE-up} \\ X_{0PE} &= X_{0cPE} + X_{0PE-up}\end{aligned}$$

Per le utenze in condotto in sbarre basta sostituire *sbarra a cavo*.

Ai valori totali vengono sommate anche le impedenze della fornitura.

Noti questi parametri vengono calcolate le impedenze (in m $\square$ ) di guasto trifase:

$$Z_{k \min} = \sqrt{R_d^2 + X_d^2}$$

Fase neutro (se il neutro è distribuito):

$$Z_{k1N \min} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot R_d + R_{0N})^2 + (2 \cdot X_d + X_{0N})^2}$$

Fase terra:

$$Z_{k1PE \min} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{(2 \cdot R_d + R_{0PE})^2 + (2 \cdot X_d + X_{0PE})^2}$$

Da queste si ricavano le correnti di cortocircuito trifase  $I_{kmax}$ , fase neutro  $I_{k1Nmax}$ , fase terra  $I_{k1PEmax}$  e bifase  $I_{k2max}$  espresse in kA:

$$\begin{aligned}I_{k \max} &= \frac{V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k \min}} \\ I_{k1N \max} &= \frac{V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1N \min}} \\ I_{k1PE \max} &= \frac{V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1PE \min}} \\ I_{k2 \max} &= \frac{V_n}{2 \cdot Z_{k \min}}\end{aligned}$$

Infine dai valori delle correnti massime di guasto si ricavano i valori di cresta delle correnti:

$$\begin{aligned}I_p &= \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k \max} \\ I_{p1N} &= \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k1N \max} \\ I_{p1PE} &= \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k1PE \max} \\ I_{p2} &= \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k2 \max}\end{aligned}$$



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO**  
**DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp**  
**Maniago Solar 1**  
Comune di Maniago  
**Relazione tecnica**

Pag 49 di 118

dove:

$$\kappa \approx 1.02 + 0.98 \cdot e^{-3 \frac{R_d}{X_d}}$$

Calcolo della corrente di cresta per guasto trifase secondo la norma IEC 61363-1: Electrical installations of ships. Se richiesto,  $I_p$  può essere calcolato applicando il metodo semplificato della norma riportato al paragrafo 6.2.5 Neglecting short-circuit current decay. Esso prevede l'utilizzo di un coefficiente  $k = 1.8$  che tiene conto della massima asimmetria della corrente dopo il primo semiperiodo di guasto.

#### Calcolo delle correnti minime di cortocircuito

Il calcolo delle correnti di cortocircuito minime viene condotto come descritto nella norma CEI EN 60909-0 par 7.1.2 per quanto riguarda:

- guasti con contributo della fornitura e dei generatori. Il contributo dei generatori è in regime permanente per i guasti trifasi 'vicini', mentre per i guasti 'lontani' o asimmetrici si considera il contributo subtransitorio;
- la tensione nominale viene moltiplicata per il fattore di tensione  $C_{min}$ , che può essere 0.95 se  $C_{max} = 1.05$ , oppure 0.90 se  $C_{max} = 1.10$  (Tab. 1 della norma CEI EN 60909-0); in media e alta tensione il fattore  $C_{min}$  è pari a 1;

Per la temperatura dei conduttori si può scegliere tra:

- il rapporto Cenelec R064-003, per cui vengono determinate le resistenze alla temperatura limite dell'isolante in servizio ordinario del cavo;
- la norma CEI EN 60909-0, che indica le temperature alla fine del guasto.

Le temperature sono riportate in relazione al tipo di isolamento del cavo, precisamente:

Isolante	Cenelec R064-003 [°C]	CEI EN 60909-0 [°C]
PVC	70	160
G	85	200
G5/G7/G10/EPR	90	250
HEPR	120	250
serie L rivestito	70	160
serie L nudo	105	160
serie H rivestito	70	160
serie H nudo	105	160

Da queste è possibile calcolare le resistenze alla sequenza diretta e omopolare alla temperatura relativa all'isolamento del cavo:

$$\begin{aligned}R_{d \max} &= R_d \cdot (1 + \alpha \cdot \Delta T) \\R_{0N \max} &= R_{0N} \cdot (1 + \alpha \cdot \Delta T) \\R_{0PE \max} &= R_{0PE} \cdot (1 + \alpha \cdot \Delta T)\end{aligned}$$

Queste, sommate alle resistenze a monte, danno le resistenze massime.

Valutate le impedenze mediante le stesse espressioni delle impedenze di guasto massime, si possono calcolare le correnti di cortocircuito trifase  $I_{k1min}$  e fase terra, espresse in kA:

$$\begin{aligned}I_{k \min} &= \frac{0.95 \cdot V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k \max}} \\I_{k1N \min} &= \frac{0.95 \cdot V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1N \max}} \\I_{k1PE \min} &= \frac{0.95 \cdot V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1PE \max}} \\I_{k2 \min} &= \frac{0.95 \cdot V_n}{2 \cdot Z_{k \max}}\end{aligned}$$

#### Calcolo guasti bifase-neutro e bifase-terra

Riportiamo le formule utilizzate per il calcolo dei guasti. Chiamiamo con  $Z_d$  la impedenza diretta della rete, con  $Z_i$  l'impedenza inversa, e con  $Z_0$  l'impedenza omopolare.



Nelle formule riportate in seguito,  $Z_0$  corrisponde all'impedenza omopolare fase-neutro o fase-terra.

$$I_{k2} = \left| -j \cdot V_n \cdot \frac{\dot{Z}_0 - \alpha \cdot \dot{Z}_i}{\dot{Z}_d \cdot \dot{Z}_i + \dot{Z}_d \cdot \dot{Z}_0 + \dot{Z}_i \cdot \dot{Z}_0} \right|$$

e la corrente di picco:

$$I_{p2} = k \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k2\max}$$

### Guasti monofasi a terra linee MT

Calcolo correnti omopolari a seguito di guasto fase-terra in circuiti di media-alta tensione.

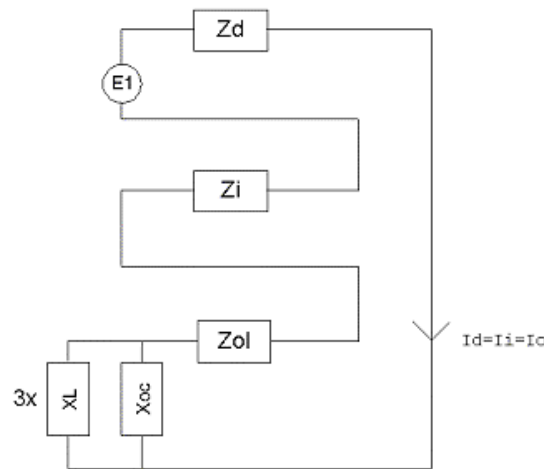
Il calcolo dei guasti a terra in reti di media e alta tensione coinvolge lo studio dell'effetto capacitivo della rete durante il regime di guasto.

Inoltre, le tecniche di determinazione delle linee guaste tramite relè varmetrici richiedono la conoscenza dei valori di corrente omopolare in funzione dei punti di guasto.

La nuova CEI 0-16 (e precedentemente la Enel DK5600), con l'introduzione del collegamento a terra del centro stella in media, richiede uno strumento per il dimensionamento della bobina di Petersen e il coordinamento delle protezioni degli utenti.

Per rispondere a tutte queste problematiche, Ampère Professional esegue il calcolo del regime di corrente omopolare a seguito di un guasto fase-terra.

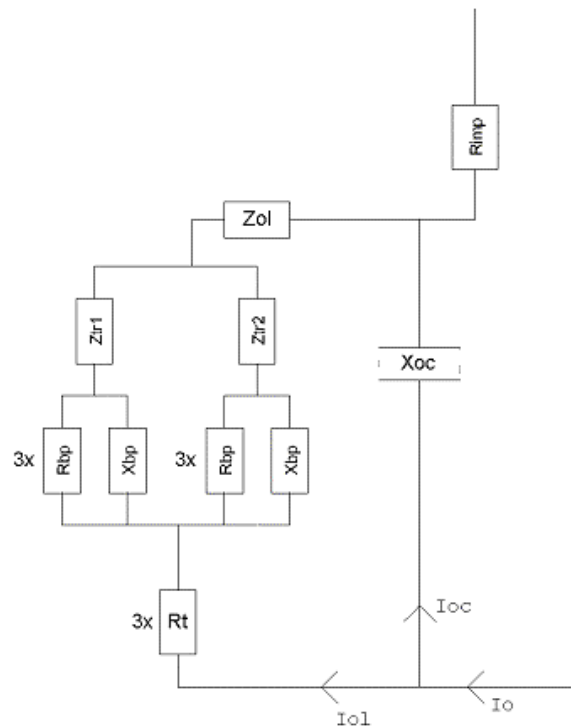
Il modello di calcolo delle correnti omopolari, seguendo la teoria delle sequenze dirette, inverse e omopolari, per un guasto fase-terra è il seguente:



Con  $Z_d$  e  $Z_i$  si intendono le impedenze alle sequenze diretta ed inversa.

Per il calcolo dell'impedenza omopolare occorre considerare più elementi (vedi figura in basso, esempio con due trasformatori in parallelo):

- $Z_{ol}$ : impedenza omopolare del tratto di linea dal punto di guasto fino al trasformatore a monte;
- $Z_{tr}$ : impedenza omopolare del trasformatore (vista a secondario);
- $Z_{bpet}$ :  $(R_{bp} + jX_{bp})$  impedenza bobina di Petersen, costituita da un resistore ed una induttanza in parallelo;
- $R_t$ : resistenza di terra punto di collegamento a terra del centro stella del trasformatore;
- $R_{imp}$ : resistenza per guasto a terra non franco;
- $X_{oc}$ : reattanza capacitiva di tutta la rete appartenente alla stessa zona dell'utenza guasta e a valle dello stesso trasformatore.



Nota: il valore di  $X_{oc}$  è praticamente lo stesso per qualsiasi punto di guasto. Riferimenti: Lezioni di Impianti elettrici di Antonio Paolucci (Dipartimento Energia Elettrica Università di Padova) e CEI 11-37.

Per calcolare con buona approssimazione la  $X_{oc}$ , si utilizzano le due formule:

$$I_g = \frac{3 \cdot E}{X_{oc}}$$

$$I_g = (0.003 \cdot L1 + 0.2 \cdot L2) \cdot V_{kv}$$

dove  $I_g$  è la corrente di guasto a terra calcolata considerando la sola reattanza capacitiva nella prima formula, mentre nella seconda è riportato il suo valore se si è a conoscenza delle lunghezze (in km) di rete aerea L1 ed in cavo L2 della rete in media.  $V_{kv}$  è il valore di tensione nominale concatenata espressa in kV.

Uguagliando le due formule, ed esplicitando per  $X_{oc}$  si ottiene:

$$X_{oc} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^9}{(0.003 \cdot l1 + 0.2 \cdot l2)} \cdot \frac{f_0}{f}$$

con  $l1$  e  $l2$  espresse in metri,  $X_{oc}$  espressa in mohm,  $f_0 = 50$  Hz e  $f$  la frequenza di lavoro.

Calcolata la corrente di guasto omopolare  $I_o$ , secondo lo schema riportato nella figura precedente, rispetto a tutti i punti di guasto (valle delle utenze), si deve calcolare come essa si ripartisce nella rete e quanta viene vista da ogni protezione omopolare 67N distribuita nella rete.

Per prima cosa la  $I_o$  va ripartita in due correnti:  $I_{oc}$  per la  $X_{oc}$ , l'altra ( $I_{ol}$ ) per il centro stella del trasformatore attraverso la bobina di Petersen.

Poi, la  $I_{ol}$  viene suddivisa tra gli eventuali trasformatori in parallelo, proporzionalmente alla potenza.

La  $I_{oc}$ , essendo la corrente capacitiva che si richiude attraverso le capacità della rete, va suddivisa tra le utenze in cavo o aeree in media proporzionalmente alla capacità di ognuna (condensatori in parallelo).

Per ora non si tiene conto dei fattori di riduzione relativi a funi di guardia delle linee elettriche aeree e degli schermi metallici dei cavi sotterranei.

Tali fattori determinerebbero una riduzione della corrente  $I_{oc}$  e  $I_{ol}$  in quanto esisterebbe una terza componente nella  $I_o$  che si richiude attraverso questi elementi.

### Scelta delle protezioni

La scelta delle protezioni viene effettuata verificando le caratteristiche elettriche nominali delle condutture ed i valori di guasto; in particolare le grandezze che vengono verificate sono:

- corrente nominale, secondo cui si è dimensionata la conduttura;





**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO**  
**DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp**  
**Maniago Solar 1**  
Comune di Maniago  
**Relazione tecnica**

Pag 52 di 118

- numero poli;
- tipo di protezione;
- tensione di impiego, pari alla tensione nominale della utenza;
- potere di interruzione, il cui valore dovrà essere superiore alla massima corrente di guasto a monte dell'utenza  $I_{km\ max}$ ;
- taratura della corrente di intervento magnetico, il cui valore massimo per garantire la protezione contro i contatti indiretti (in assenza di differenziale) deve essere minore della minima corrente di guasto alla fine della linea ( $I_{mag\ max}$ ).

#### **Verifica della protezione a cortocircuito delle condutture**

Secondo la norma 64-8 par.434.3 "Caratteristiche dei dispositivi di protezione contro i cortocircuiti.", le caratteristiche delle apparecchiature di protezione contro i cortocircuiti devono soddisfare a due condizioni:

- il potere di interruzione non deve essere inferiore alla corrente di cortocircuito presunta nel punto di installazione (a meno di protezioni adeguate a monte);
- la caratteristica di intervento deve essere tale da impedire che la temperatura del cavo non oltrepassi, in condizioni di guasto in un punto qualsiasi, la massima consentita.

La prima condizione viene considerata in fase di scelta delle protezioni. La seconda invece può essere tradotta nella relazione:

$$I^2 \cdot t \leq K^2 S^2$$

ossia in caso di guasto l'energia specifica sopportabile dal cavo deve essere maggiore o uguale a quella lasciata passare dalla protezione.

La norma CEI al par. 533.3 "Scelta dei dispositivi di protezioni contro i cortocircuiti" prevede pertanto un confronto tra le correnti di guasto minima (a fondo linea) e massima (inizio linea) con i punti di intersezione tra le curve. Le condizioni sono pertanto:

- a) Le intersezioni sono due:
  - $I_{cc\ min}^3 I_{inters\ min}$  (quest'ultima riportata nella norma come  $I_a$ );
  - $I_{cc\ max}^3 I_{inters\ max}$  (quest'ultima riportata nella norma come  $I_b$ ).
- b) L'intersezione è unica o la protezione è costituita da un fusibile:
  - $I_{cc\ min}^3 I_{inters\ min}$ .
- c) L'intersezione è unica e la protezione comprende un magnetotermico:
  - $I_{cc\ max}^3 I_{inters\ max}$ .

Sono pertanto verificate le relazioni in corrispondenza del guasto, calcolato, minimo e massimo. Nel caso in cui le correnti di guasto escano dai limiti di esistenza della curva della protezione il controllo non viene eseguito.

#### **Note:**

- La rappresentazione della curva del cavo è una iperbole con asintoti  $K^2 S^2$  e la  $I_z$  dello stesso.
- La verifica della protezione a cortocircuito eseguita dal programma consiste in una verifica qualitativa, in quanto le curve vengono inserite riprendendo i dati dai grafici di catalogo e non direttamente da dati di prova; la precisione con cui vengono rappresentate è relativa.

#### **Verifica di selettività**

E' verificata la selettività tra protezioni mediante la sovrapposizione delle curve di intervento. I dati forniti dalla sovrapposizione, oltre al grafico sono:

- Corrente  $I_a$  di intervento in corrispondenza ai massimi tempi di interruzione previsti dalla CEI 64-8: pertanto viene sempre data la corrente ai 5s (valido per le utenze di distribuzione o terminali fisse) e la corrente ad un tempo determinato tramite la tabella 41A della CEI 64.8 par 413.1.3. Fornendo una fascia di intervento delimitata da una caratteristica limite superiore e una caratteristica limite inferiore, il tempo di intervento viene dato in corrispondenza alla caratteristica limite inferiore. Tali dati sono forniti per la protezione a monte e per quella a valle;



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO**  
**DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp**  
**Maniago Solar 1**  
Comune di Maniago  
**Relazione tecnica**

Pag 53 di 118

- Tempo di intervento in corrispondenza della minima corrente di guasto alla fine dell'utenza a valle: minimo per la protezione a monte (determinato sulla caratteristica limite inferiore) e massimo per la protezione a valle (determinato sulla caratteristica limite superiore);
- Rapporto tra le correnti di intervento magnetico: delle protezioni;
- Corrente al limite di selettività: ossia il valore della corrente in corrispondenza all'intersezione tra la caratteristica limite superiore della protezione a valle e la caratteristica limite inferiore della protezione a monte (CEI 23.3 par 2.5.14).
- Selettività: viene indicato se la caratteristica della protezione a monte si colloca sopra alla caratteristica della protezione a valle (totale) o solo parzialmente (parziale a sovraccarico se l'intersezione tra le curve si ha nel tratto termico).
- Selettività cronometrica: con essa viene indicata la differenza tra i tempi di intervento delle protezioni in corrispondenza delle correnti di cortocircuito in cui è verificata.

Nelle valutazioni si deve tenere conto delle tolleranze sulle caratteristiche date dai costruttori.

Quando possibile, alla selettività grafica viene affiancata la selettività tabellare tramite i valori forniti dalle case costruttrici. I valori forniti corrispondono ai limiti di selettività in A relativi ad una coppia di protezioni poste una a monte dell'altra. La corrente di guasto minima a valle deve risultare inferiore a tale parametro per garantire la selettività.

#### **Protezione contro i contatti indiretti**

Secondo la norma 64-8 par. 413, un dispositivo di protezione deve interrompere automaticamente l'alimentazione per proteggere contro i contatti indiretti i circuiti e i componenti elettrici, in modo che, in caso di guasto, non possa persistere una tensione di contatto pericolosa per una persona.

E' definita la tensione di contatto limite convenzionale a 50 V in c.a. e 120 V in c.c. non ondulata, oltre la quale esiste pericolo. Tuttavia, in alcune circostanze, è possibile superare tale valore purché la protezione intervenga entro 5 secondi o tempi definiti dalla norma, a seconda del sistema elettrico adottato.

#### **Sistemi TN**

Tutte le masse dell'impianto devono essere collegate al punto di messa a terra del sistema di alimentazione con conduttori di protezione che devono essere messi a terra in corrispondenza o in prossimità di ogni trasformatore o generatore di alimentazione.

La norma richiede che deve essere soddisfatta la condizione:

$$Z_s \cdot I_a \leq U_0$$

dove:

$U_0$  è la tensione nominale verso terra;

$Z_s$  è l'impedenza dell'anello di guasto che comprende la sorgente, ed in Ampère corrisponde alla variabile  $Zk1(ft)_{max}$ ;

$I_a$  è la corrente che provoca l'interruzione automatica del dispositivo di protezione, entro il tempo definito nella Tab. 41A della norma.

Il programma verifica che:

$$I_a \leq I_{a.c.i.} = \frac{U_0}{Z_s}$$

Dove  $I_{a.c.i.}$  è una variabile di Ampère (Corrente contatti indiretti  $I_a$ ) utilizzata per il confronto con i valori di sgancio delle protezioni.

$I_{a.c.i.}$  normalmente è pari alla corrente di guasto a terra  $Ik1(ft)_{min}$  calcolata dal programma.

Esso calcola anche la corrente:

$$I_{50V} = \frac{50}{Z_E}$$

dove  $Z_E$  è l'impedenza che collega la massa del dispositivo al punto di messa a terra del sistema.



la *c.i.* assume il valore di  $I_{50V}$  se quest'ultima è maggiore della  $Ik1(ft) \min$ , in pratica si accettano correnti di sgancio superiori fino al valore che porta le masse alla tensione limite convenzionale, quindi:

$$I_{a.c.i.} = \max\left(\frac{50}{Z_E}, \frac{U_0}{Z_S}\right)$$

Se richiesto dal progetto, è possibile imporre a ciascuna utenza il valore di *la c.i.* a  $I_{50V}$  o  $I_{25V}$  e assicurare di non superare mai le tensioni di contatto limite.

Per i sistemi TN-C, il programma verifica la continuità del PEN e che non vi siano protezioni o sezionatori inseriti nel conduttore.

### Sistemi TT

Tutte le masse protette contro i contatti indiretti dallo stesso dispositivo di protezione devono essere collegate allo stesso impianto di terra.

Il punto neutro di ogni trasformatore o di ogni generatore deve essere collegato a terra, in modo da permettere l'interruzione dell'alimentazione al primo guasto franco su una massa collegata al dispersore di resistenza di terra  $R_E$ .

I dispositivi di protezione devono essere a corrente differenziale e deve essere soddisfatta la condizione:

$$R_E \cdot I_{dn} \leq U_L$$

dove:

$R_E$  è la resistenza del dispersore dell'impianto di terra, al quale il programma aggiunge anche l'impedenza dei cavi di protezione che collegano la massa protetta, calcolando la variabile  $Z_E$ ;

$I_{dn}$  è la corrente nominale differenziale;

$U_L$  è la tensione limite convenzionale (normalmente 50 V).

Il programma verifica che:

$$I_{dn} \leq I_{a.c.i.} = \frac{U_L}{Z_E}$$

Per completezza, quando il programma possiede tutti gli elementi per calcolare la corrente di circolazione di un guasto a terra, ossia la  $Ik1(ft) \min$ , allora *la c.i.* è scelta tra la maggiore delle due correnti, similmente al sistema TN:

$$I_{a.c.i.} = \max\left(\frac{U_L}{Z_E}, \frac{U_0}{Z_S}\right)$$

Ovviamente, per la normativa italiana, il dispositivo di protezione deve essere solo a corrente differenziale.

### Sistemi IT

Nei sistemi IT le parti attive devono essere isolate da terra oppure essere collegate a terra attraverso un'impedenza di valore sufficientemente elevato.

Le masse devono essere messe a terra, e nel caso di un singolo guasto a terra, deve essere soddisfatta la seguente condizione:

$$R_E \cdot I_d \leq U_L$$

dove:

$R_E$  è la resistenza del dispersore, al quale il programma aggiunge anche l'impedenza dei cavi di protezione che collegano la massa protetta, calcolando la variabile  $Z_E$ ;

$I_d$  è la corrente del primo guasto a terra, che per il programma sarà pari alla corrente di guasto a terra  $Ik1(ft) \min$  nelle condizioni complessive di rete definite nel progetto.



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO**  
**DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp**  
**Maniago Solar 1**  
Comune di Maniago  
**Relazione tecnica**

Pag 55 di 118

Il programma verifica che:

$$V_T = Z_E \cdot I_d \leq U_L$$

dove  $V_T$  è la tensione della massa a guasto, una variabile di Ampère che per i sistemi IT è associata al primo guasto a terra.

La norma richiede l'interruzione automatica dell'alimentazione per un secondo guasto su di un conduttore attivo differente, ovviamente appartenente alla stessa area elettrica a valle della fornitura o di un trasformatore. Viene indicata la formula che deve essere rispettata, che in generale è la seguente:

$$2 \cdot Z_s \cdot I_a \leq U_0$$

dove:

$U_0$  è la tensione nominale verso terra;

$Z_s$  è l'impedenza dell'anello di guasto che comprende la sorgente;

$I_a$  è la corrente che provoca l'interruzione automatica del dispositivo di protezione, entro il tempo definito nella Tab. 41A della norma.

Il coefficiente 2 indica che il secondo guasto può manifestarsi in un circuito differente, ed in più la norma suggerisce di considerare il caso più severo, comprendendo anche i guasti sul neutro.

Il programma Ampère assolve a queste indicazioni risolvendo il seguente algoritmo:

$$I_a \leq I_{a \text{ c.i.}} = \min_{s2} \frac{U_0}{(Z_{s1} + Z_{s2})}$$

dove:

$Z_{s1}$  è l'impedenza dell'anello di guasto della utenza in considerazione;

$Z_{s2}$  è l'impedenza dell'anello di guasto di una seconda utenza;

$I_{a \text{ c.i.}}$  è la minima corrente di guasto, calcolata permutando tutte le utenze  $s2$  appartenenti alla stessa area elettrica di  $s1$ .

Il valore  $\text{Max}(Z_{s1} + Z_{s2})$  è memorizzato nella variabile  $ZIT \text{ max}$  di Ampère.

$I_{a \text{ c.i.}}$  normalmente è pari alla corrente di guasto a terra  $I_k(IT) \text{ min}$  calcolata dal programma.

Esso calcola anche la corrente:

$$I_{50V} = \frac{50}{Z_E}$$

dove  $Z_E$  è l'impedenza che collega la massa del dispositivo al punto di messa a terra del sistema.

$I_{a \text{ c.i.}}$  assume il valore di  $I_{50V}$  se quest'ultima è maggiore della  $I_k(IT) \text{ min}$ , in pratica si accettano correnti di sgancio superiori fino al valore che portano le masse alla tensione limite convenzionale, quindi:

$$I_{a \text{ c.i.}} = \max\left(\frac{50}{Z_E}, ZIT \text{ max}\right)$$

**Nota.** Il programma permette di applicare il punto 413.1.1.1 della CEI 64-8, e quindi validare a contatti indiretti una utenza che presenta, in caso di guasto, un valore di tensione inferiore alla tensione limite convenzionale.

In pratica, a differenza di quanto spiegato finora, le tarature delle protezioni possono essere superiori anche alla corrente  $I_{50V}$ .

#### Riferimenti normativi

**Norme di riferimento per la Bassa tensione:**



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO**  
**DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp**  
**Maniago Solar 1**  
Comune di Maniago  
**Relazione tecnica**

Pag 56 di 118

- CEI 0-21: Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica.
- CEI 11-20 IVa Ed. 2000-08: Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti I e II categoria.
- CEI EN 60909-0 IIIa Ed. (IEC 60909-0:2016-12): Correnti di cortocircuito nei sistemi trifasi in corrente alternata. Parte 0: Calcolo delle correnti.
- IEC 60909-4 First ed. 2000-7: Correnti di cortocircuito nei sistemi trifasi in corrente alternata. Parte 4: Esempi per il calcolo delle correnti di cortocircuito.
- CEI 11-28 1993 I Ed. (IEC 781): Guida d'applicazione per il calcolo delle correnti di cortocircuito nelle reti radiali e bassa tensione.
- CEI EN 60947-2 (CEI 17-5) Ed. 2018-04: Apparecchiature a bassa tensione. Parte 2: Interruttori automatici.
- CEI 20-91 2010: Cavi elettrici con isolamento e guaina elastomerici senza alogeni non propaganti la fiamma con tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua per applicazioni in impianti fotovoltaici.
- CEI EN 60898-1 (CEI 23-3/1 I Ed.) 2004: Interruttori automatici per la protezione dalle sovracorrenti per impianti domestici e similari.
- CEI EN 60898-2 (CEI 23-3/2) 2007: Interruttori automatici per la protezione dalle sovracorrenti per impianti domestici e similari Parte 2: Interruttori per funzionamento in corrente alternata e in corrente continua.
- CEI 64-8 VIIa Ed. 2012: Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e a 1500V in corrente continua.
- IEC 364-5-523: Wiring system. Current-carrying capacities.
- IEC 60364-5-52 IIIa Ed. 2009: Electrical Installations of Buildings - Part 5-52: Selection and Erection of Electrical Equipment - Wiring Systems.
- CEI UNEL 35016 2016: Classe di Reazione al fuoco dei cavi in relazione al Regolamento EU "Prodotti da Costruzione" (305/2011).
- CEI UNEL 35023 2020: Cavi di energia per tensione nominale U uguale ad 1 kV - Cadute di tensione.
- CEI UNEL 35024/1 2020: Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa in aria.
- CEI UNEL 35024/2 1997: Cavi elettrici ad isolamento minerale per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa in aria.
- CEI UNEL 35026 2000: Cavi elettrici con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali di 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa interrata.
- CEI EN 61439 2012: Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT).
- CEI 17-43 IIa Ed. 2000: Metodo per la determinazione delle sovratemperature, mediante estrapolazione, per apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) non di serie (ANS).
- CEI 23-51 2016: Prescrizioni per la realizzazione, le verifiche e le prove dei quadri di distribuzione per installazioni fisse per uso domestico e similare.
- NF C 15-100 Calcolo di impianti elettrici in bassa tensione e relative tabelle di portata e declassamento dei cavi secondo norme francesi.
- UNE 20460 Calcolo di impianti elettrici in bassa tensione e relative tabelle di portata e declassamento (UNE 20460-5-523) dei cavi secondo regolamento spagnolo.
- British Standard BS 7671:2008: Requirements for Electrical Installations;
- ABNT NBR 5410, Segunda edição 2004: Instalações elétricas de baixa tensão;

**Norme di riferimento per la Media tensione**

- CEI 0-16: Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica.
- CEI 99-2 (CEI EN 61936-1) 2011: Impianti con tensione superiore a 1 kV in c.a.





**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO**  
**DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp**  
**Maniago Solar 1**  
Comune di Maniago  
**Relazione tecnica**

Pag 57 di 118

- CEI 11-17 IIIa Ed. 2006: Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica. Linee in cavo.
- CEI-UNEL 35027 IIa Ed. 2009: Cavi di energia per tensione nominale U da 1 kV a 30 kV.
- CEI 99-4 2014: Guida per l'esecuzione di cabine elettriche MT/BT del cliente/utente finale.
- CEI 17-1 VIIa Ed. (CEI EN 62271-100) 2013: Apparecchiatura ad alta tensione Parte 100: Interruttori a corrente alternata.
- CEI 17-130 (CEI EN 62271-103) 2012: Apparecchiatura ad alta tensione Parte 103: Interruttori di manovra e interruttori di manovra sezionatori per tensioni nominali superiori a 1 kV fino a 52 kV compreso.
- IEC 60502-2 2014: Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 1 kV up to 30 kV – Part 2.
- IEC 61892-4 IIa Ed. 2019-04: Mobile and fixed offshore units – Electrical installations. Part 4: Cables.



## **5. LE OPERE DI MITIGAZIONE E ATTIVITA' AGRONOMICHE**

L'impianto fotovoltaico produce energia elettrica sfruttando l'energia solare, pertanto non ha impatti sull'ambiente durante la fase di esercizio, se non la componente prettamente visiva di potenziale alterazione del paesaggio.

A tal proposito sono state proposte delle opere di mitigazione che migliorano la mimesi dell'impianto all'interno del contesto paesaggistico al fine di ridurne al massimo la vista.

Mentre per la fase di esercizio, le opere di mitigazione saranno legate alla produzione degli impatti del cantiere, che si intende comunque mitigare come di seguito descritto.

Nella fase di cantiere verranno prese tutte le misure idonee a contrastare gli impatti (rumore, produzione di polveri, ecc) attraverso l'imbibizione delle superfici sterrate e l'uso di macchinari dotati di idonei silenziatori e comunque in buona condizione di manutenzione.

Inoltre, sia per ridurre le emissioni di rumore che quelle di gas inquinanti e polveri, si provvederà a limitare la velocità dei mezzi in prossimità del cantiere e a spegnere il motore degli stessi non appena non sia necessaria la loro operatività.

La qualità dell'acqua non verrà modificata in quanto l'intervento non prevede l'utilizzo, né in fase di costruzione, né in fase di esercizio, di materiale inquinante o pericoloso. L'utilizzo di pali di ridotto diametro, infissi a poca profondità nel terreno permetterà di non interferire con i serbatoi idrici sotterranei o con i livelli di falda acquifera. Tale soluzione risulta essere quella di minor impatto ai fini dell'invarianza del terreno lasciando inalterata la distribuzione delle acque di falda presenti, nella fattispecie, a più di 1,5 metri di profondità.

Nell'area di progetto sono previsti interventi progettuali quali:

- Inserimenti di due nuove aree di sosta, un nuovo percorso ciclo-pedonale da valorizzare e un'area umida;
- Cabine con tetto a falda e texture coerenti al contesto di inserimento;
- Recinzione e cancello con pali in legno;
- Modifica sul perimetro delle mitigazioni al fine di migliorare la percezione paesaggistica nel suo insieme.

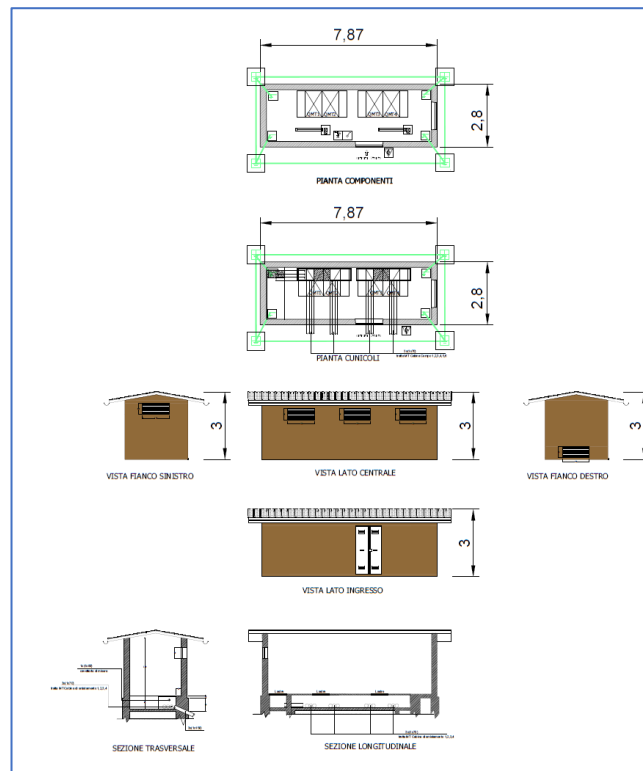
### **5.1 INSERIMENTO NUOVE AREE DI SOSTA E NUOVO PERCORSO CICLOPEDONALE**

Il progetto prevede l'inserimento di un nuovo percorso ciclo-pedonale all'interno del terreno di progetto e l'inserimento di due aree di sosta lungo la Roggia di Maniago. Come riportato all'interno delle tavole di progetto: *TAVag-02 - AREA DI SOSTA*, *TAV09 – MITIGAZIONI E OPERE AGRONOMICHE* e *TAV07 – PLANIMETRIA DI PROGETTO*. Nella figura viene riportato il layout di progetto dove si individuano le posizioni della ciclo-pedonale, delle due aree di sosta e dell'area umida.



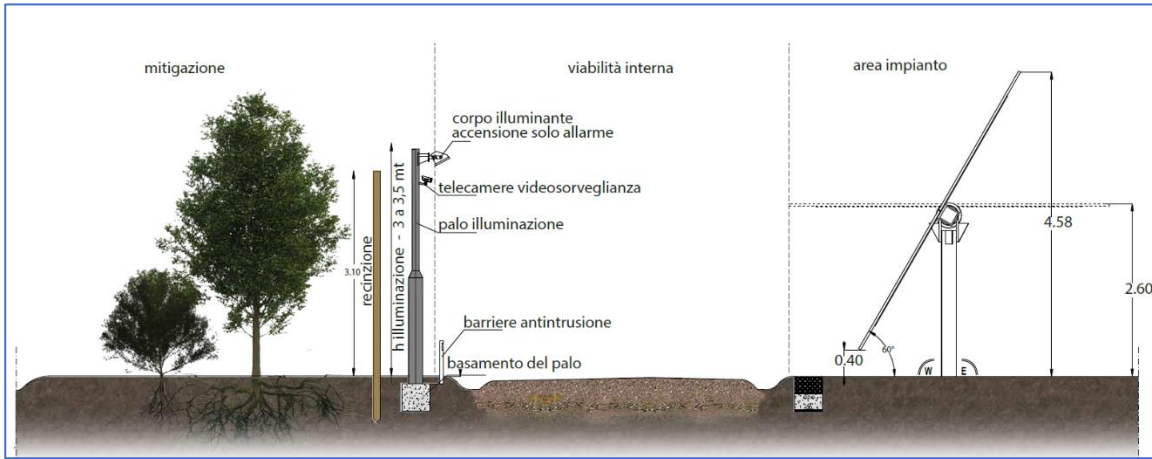
## 5.2 CABINE CON TETTO A FALDA

A seguito del recepimento delle osservazioni, sono state prodotte le versioni aggiornate delle cabine elettriche e locali di deposito prefabbricati al fine del miglior inserimento nel contesto paesaggistico rurale, con tetto a due falde e con texture coerenti al contesto di inserimento. Si riportano le cabine modificate:





### 5.3 RECINZIONE E CANCELLO CON PALI IN LEGNO



### CANCELLO DI INGRESSO



### 5.4 PROGETTO DEL VERDE

Nella **relazione agronomica** sono ampiamente illustrate le opere di mitigazione vegetali previste.

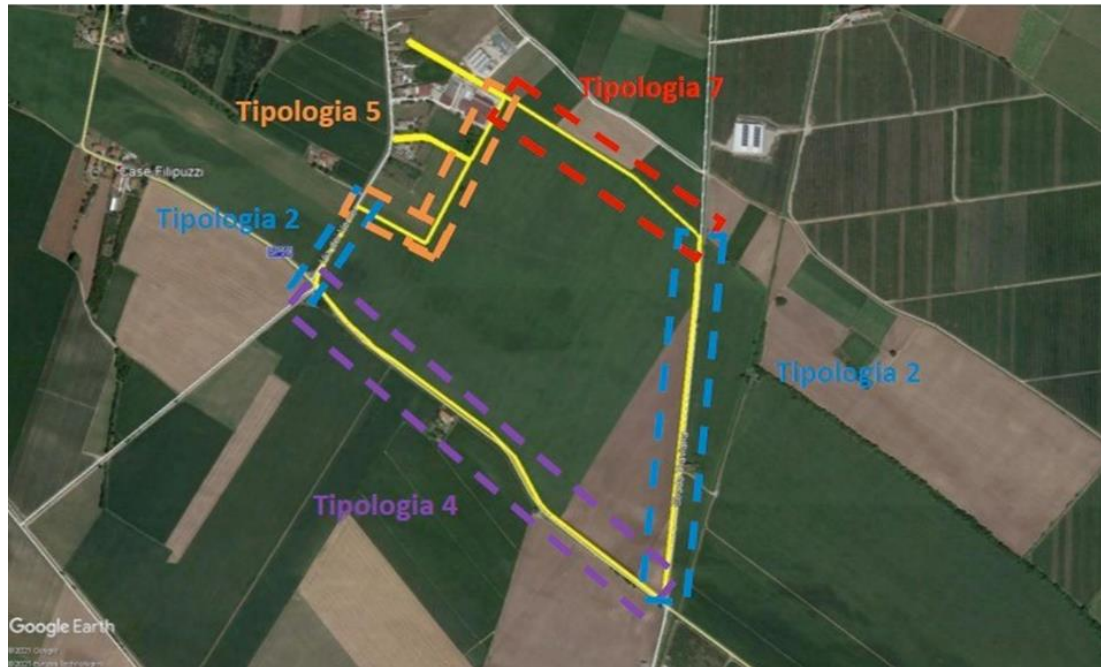
#### Applicazioni tipologiche di mascheramento

Censiti gli elementi infrastrutturali presenti sul territorio e la relativa ubicazione si è provveduto ad assegnare le diverse tipologie di mascheramento come di seguito esemplificato.

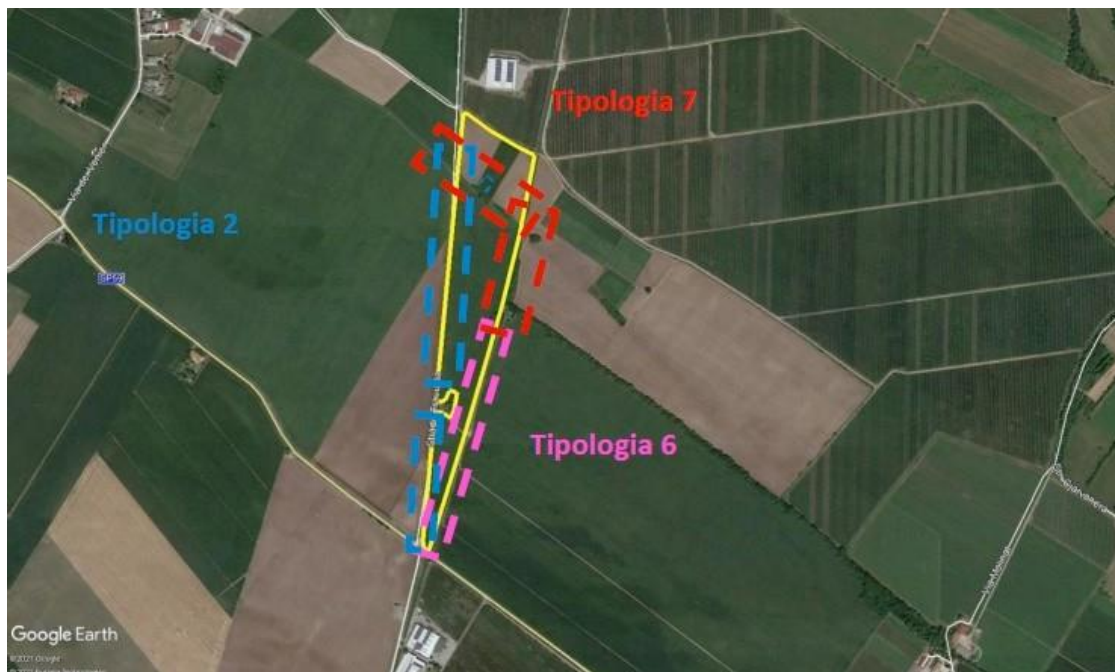




**Area settentrionale**



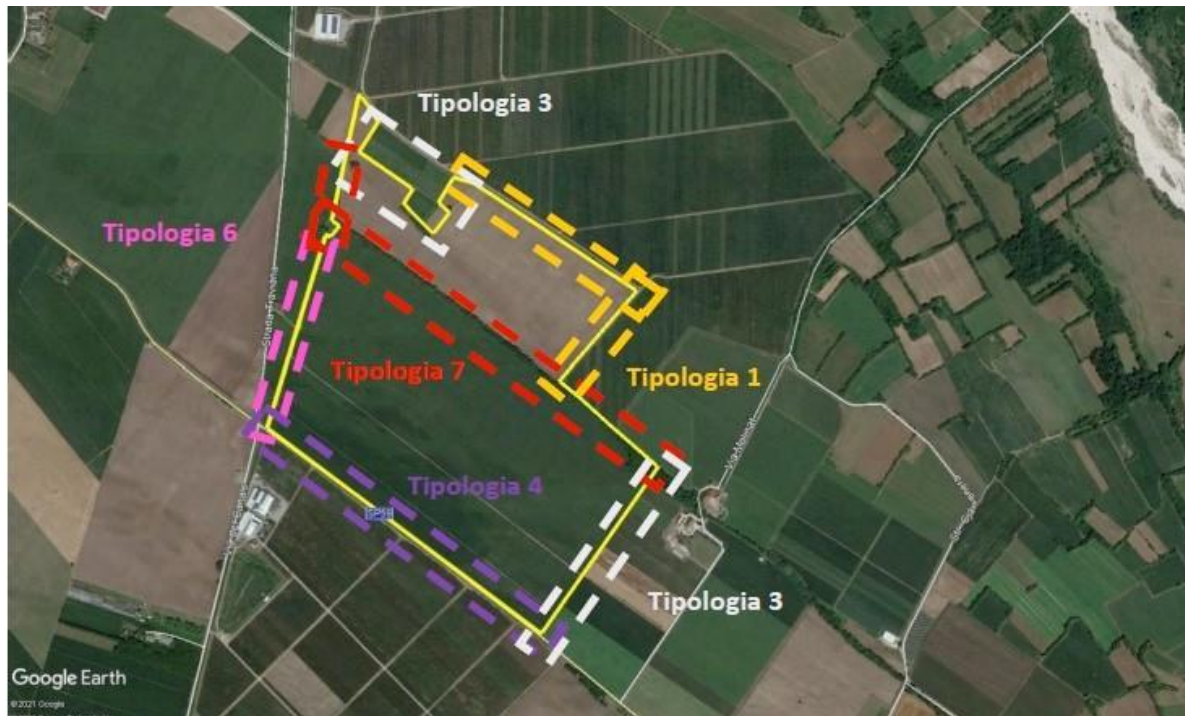
**Area centrale**





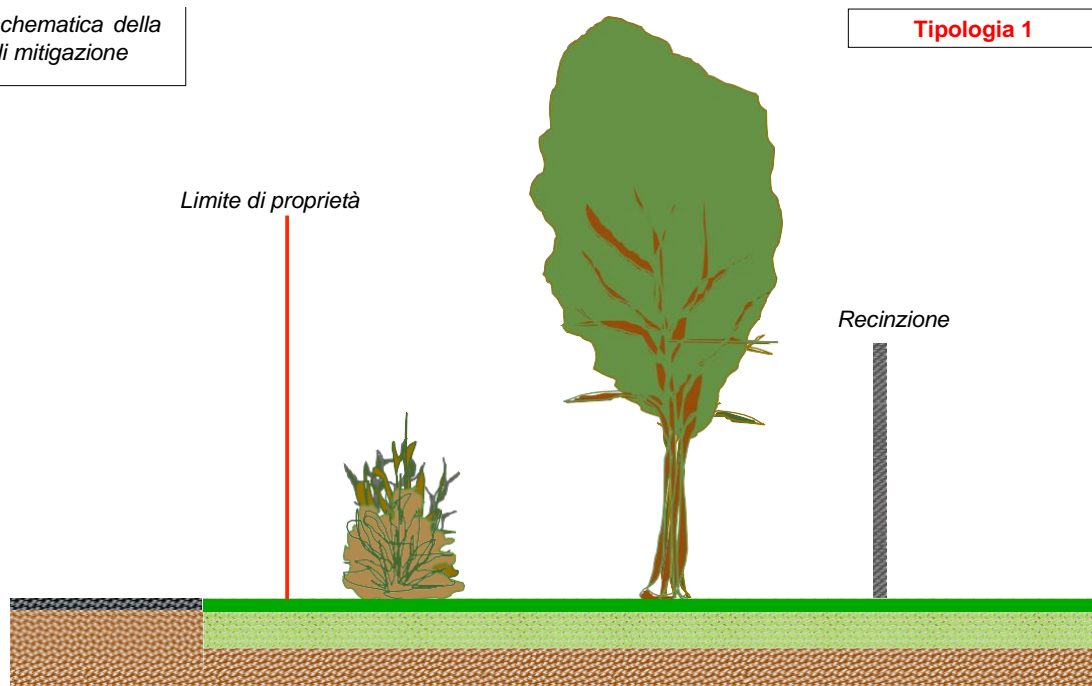


**Area meridionale**



**Tipologia 1.** Viene prevista per il mascheramento delle opere a margine della viabilità interpodereale generalmente inserita in un contesto di intenso utilizzo agricolo.

Sezione schematica della fascia di mitigazione



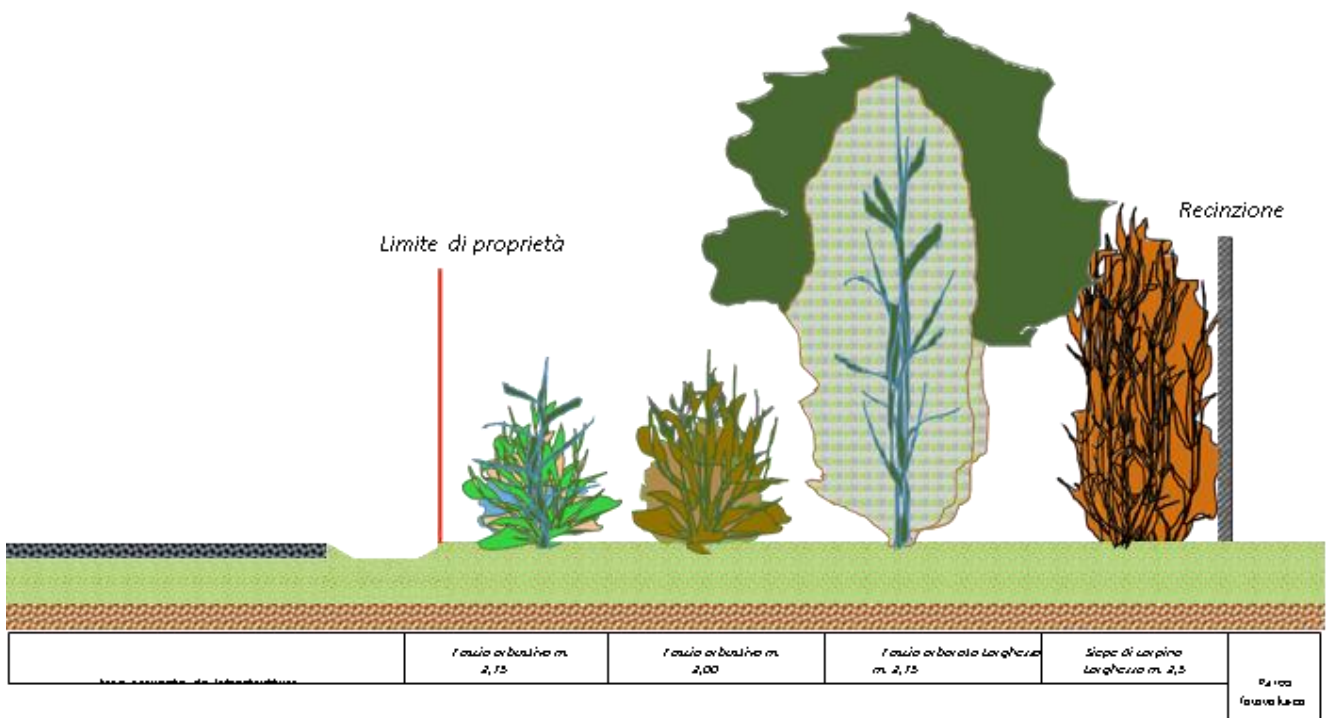
Area occupata da infrastrutture	Fascia arbustiva m 2,00	Fascia arborata m 3,00	Parco fotovoltaico
Strada interpodereale	Fascia arboreo arbustiva di cornice: larghezza complessiva 5,00 m		



**Tipologia 2.** Adatta per il mascheramento delle opere a margine della viabilità di livello superiore come le strade comunali. L'intensità del mascheramento viene aumentata sia in termini di ampiezza che di complessità mediante la realizzazione di un numero maggiore di filari alberati ed un sesto d'impianto più fitto

Sezione schematica della fascia di mitigazione

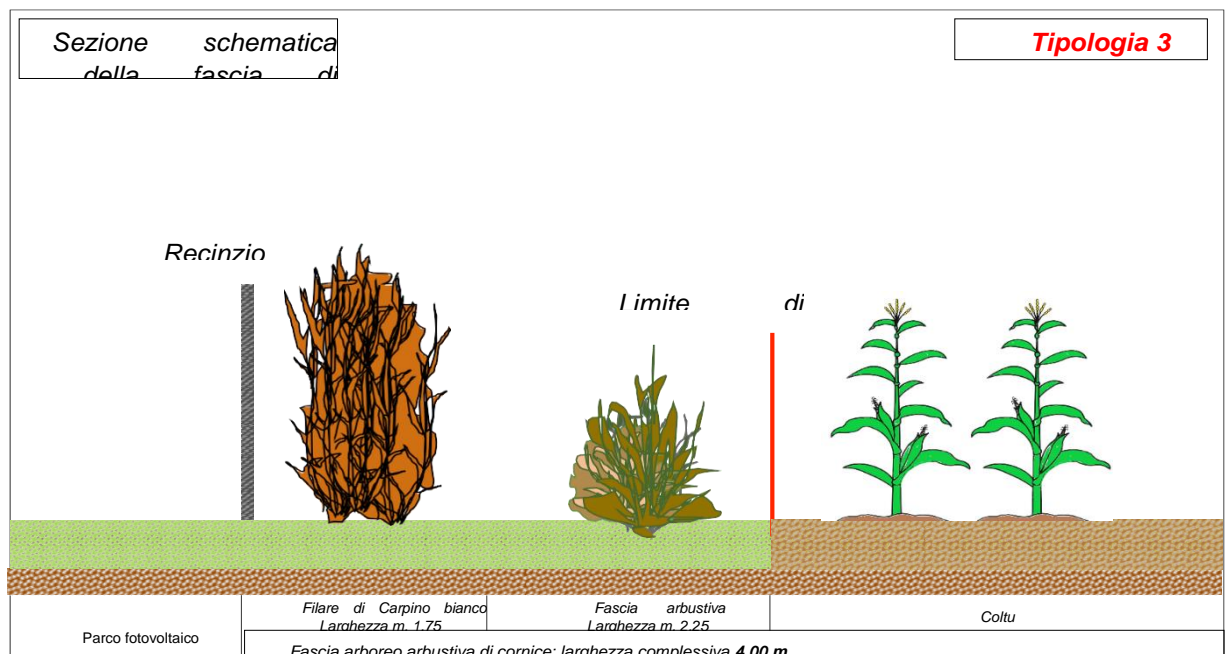
**Tipologia 2**



**Tipologia 3.** La tipologia di mascheramento n. 3 verrà posta lungo i confini dell'impianto fotovoltaico rivolti verso le coltivazioni agrarie senza ove cioè non c'è contatto visivo con infrastrutture che portano all'assidua presenza dell'uomo o l'adiacenza con elementi del territorio di rilevanza paesaggistica o ecologica.

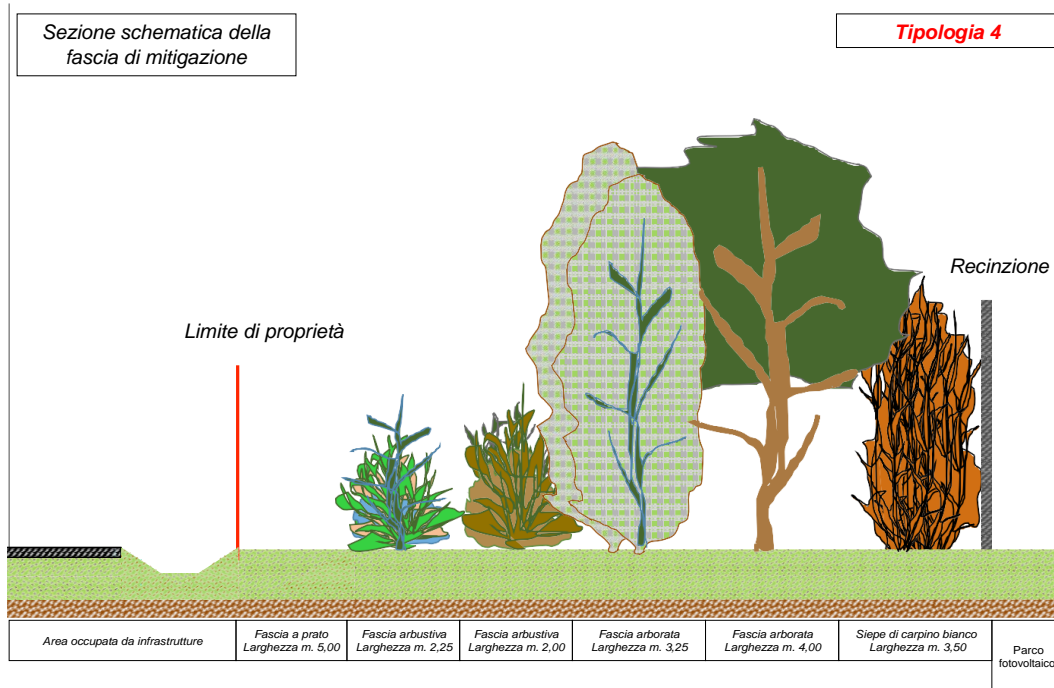
Sezione schematica della fascia di

**Tipologia 3**

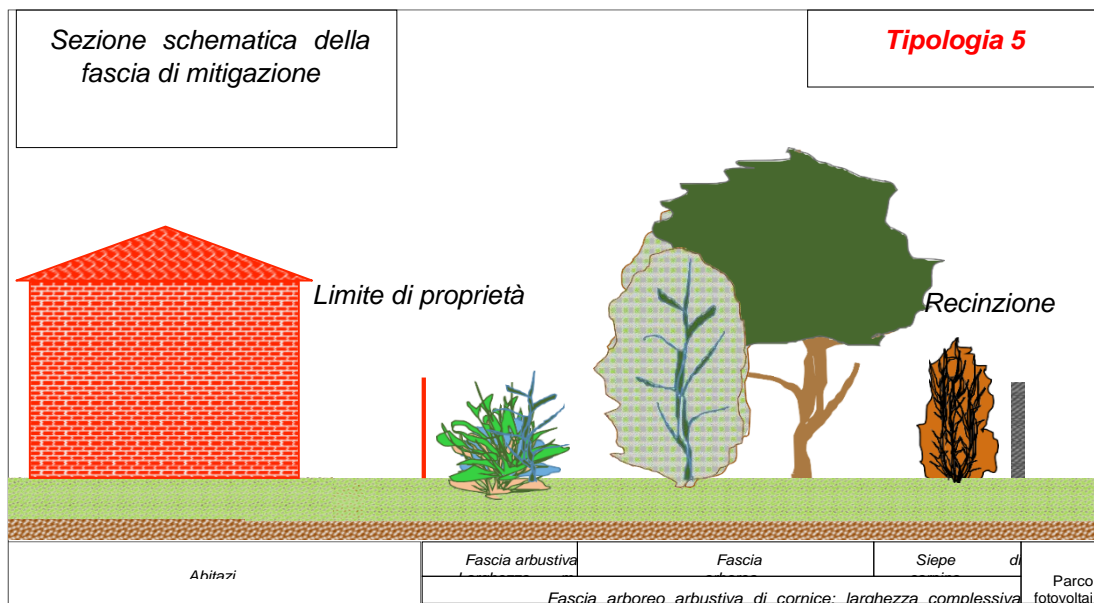




**Tipologia 4.** Lungo l'ex Strada Provinciale 59 - Tesana è prevista la realizzazione di un mascheramento a margine del corpo stradale di un'intensità ancor maggiore sia in termini di ampiezza che di complessità mediante la realizzazione di 5 filari alberati ed arbustivi ed un sesto d'impianto più fitto.



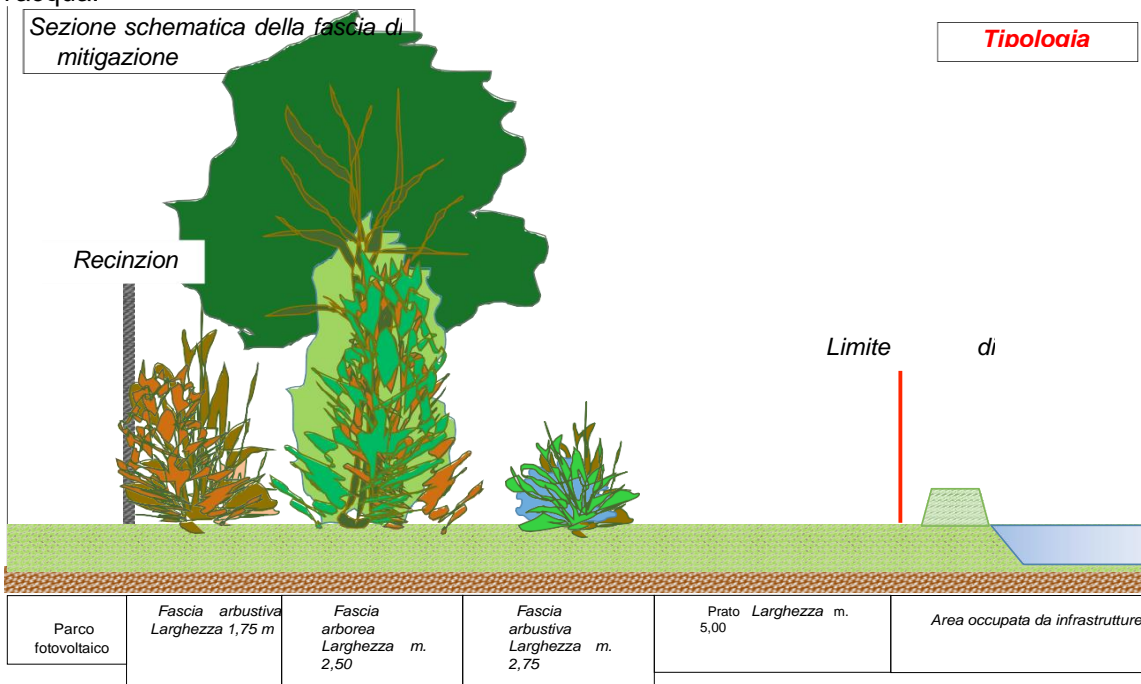
**Tipologia 5.** Questa tipologia di fascia di mitigazione è destinata a produrre mascheramento in prossimità del centro abitato di Luogo dei Venier. Si ripete la modalità applicativa sulla base di una serie di 5 filari composti da arbusti e piante arboree che in questo caso comprendono anche specie da frutto.



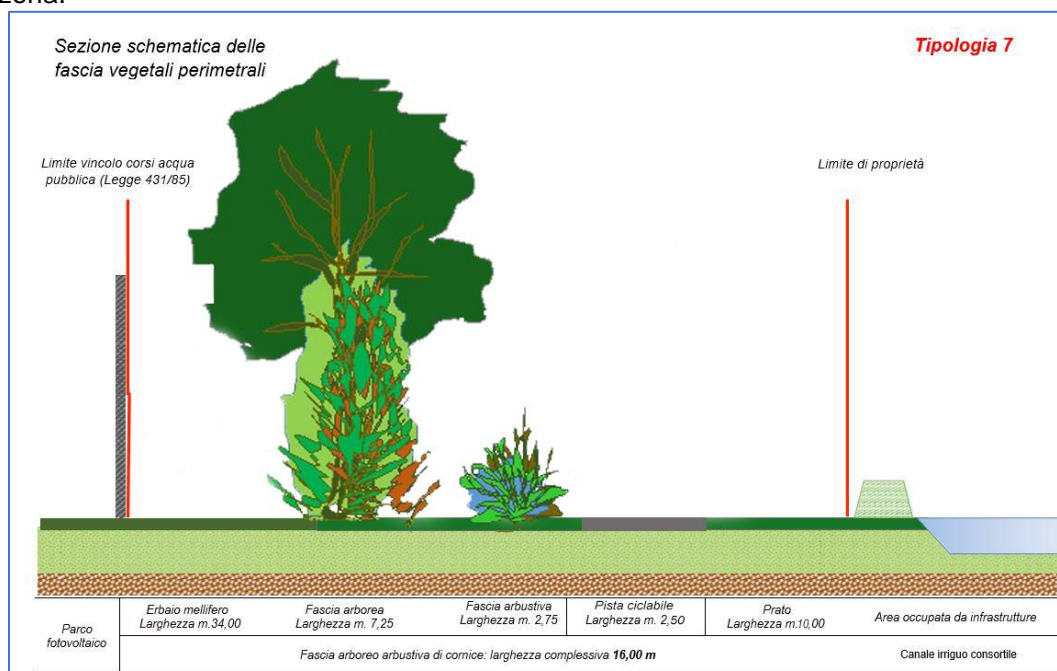




**Tipologia 6.** Adatta per il mascheramento delle opere a margine di canali irrigui consortili. L'intensità del mascheramento è adeguata alla mera creazione di una quinta alberata a ridosso del corso d'acqua con lo scopo di ricreare un micro habitat fruibile dalla fauna terrestre e dall'avifauna favorendone l'interazione con l'acqua.



**Tipologia 7.** Viene previsto una unica fascia destina a prato stabile da realizzare con specie erbacee autoctone. Nel miscuglio polifita verranno aggiunte specie mellifere utilizzando il florume generato dai prati stabili della zona.



L'obiettivo di questa fascia di decelerazione ambientale, consentirà sia la creazione di una potenziale area per il pascolo, sua un biotopo di richiamo naturale per gli insetti pronubi, in cui installare postazioni apistiche, importanti per fornire al territorio un servizio ecologico funzionale ad ottimizzare l'impollinazione sia di specie vegetali selvatiche che produttive come i fruttiferi delle estese coltivazioni frutticole della zona.



Il mascheramento della Tipologia 7 viene affiancato alla Roggia di Maniago che percorre in senso longitudinale il lotto di interesse. Essa confina lungo tutto il suo tracciato con colture agrarie a seminativo, Solo a tratti, lungo gli argini, si riscontrano boschette lineari di acacia, gelso, nocciolo e ontano. Pertanto il progetto di mitigazione consentirà di ridurre l'impatto visivo dell'impianto fotovoltaico ed anche contribuire a ricostruire elementi vegetazionali (micro habitat) utili per la proliferazione di specie faunistiche anche di pregio (avifauna).

## 5.5 L'ATTIVITÀ AGRONOMICA



Il progetto, come meglio descritto nella **relazione agronomica**, prevede l'insediamento di attività agronomica ed in particolare:





**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO**  
**DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp**  
**Maniago Solar 1**  
Comune di Maniago  
**Relazione tecnica**

Pag 67 di 118

- Allevamento apistico in tutte e tre le aree. Sul layout dell'impianto sono indicate le posizioni delle installazioni. E' prevista la semina di essenze floreali per una porzione significativa dei campi fotovoltaici.
- Attività sperimentale di coltivazioni officinali nelle aree coinvolte dal limite dell'elettrodotto, quindi a Trivignano Sud e Pradamano.
- Rinaturalizzazione in generale delle superfici prative.



## **6. MOVIMENTAZIONE TERRE E ROCCE DA SCAVO**

Lo scopo del presente capitolo è quello di illustrare la procedura da adottare per la gestione delle terre e rocce prodotte dalle attività di scavo che riguardano la realizzazione dell'impianto fotovoltaico, con Potenza nominale di 96,10 MWp, che si intende realizzare su terreno privato a destinazione seminativo e seminativo arborato. Il progetto prevede due aree situate in provincia di Pordenone nel comune di Maniago di cui è soggetto proponente la società Ellomay Solar Italy Eleven S.r.l.

In considerazione del fatto che la normativa inerente la gestione delle terre e rocce da scavo, sia a livello nazionale che locale, è in costante e dinamica evoluzione, l'approccio gestionale alle terre da scavo riportato nel presente documento potrà essere aggiornato e consolidato nelle successive fasi progettuali (Progetto esecutivo) e prima dell'inizio delle attività in sito ovvero in seguito alle prossime attività tecnico-amministrative previste dall'iter procedurale/autorizzativo (conferenze di servizio, tavoli tecnici con enti competenti).

### 6.1 DIMENSIONI E CARATTERISTICHE DELL'IMPIANTO

Il presente progetto è relativo alla realizzazione di un impianto fotovoltaico avente moduli in silicio monocristallino per una potenza di picco complessiva di circa **84,16128 MWp**

L'impianto fotovoltaico sarà realizzato utilizzando:

- n. 135.744 moduli in silicio monocristallino
- n 30 inverter centralizzati.

Il progetto prevede la suddivisione elettrica dell'impianto fotovoltaico in due aree. Per un totale di trenta sottocampi. I pannelli sono su tracker doppi da 48 e 24 pannelli, posti a interasse di **8,25 m**.

I moduli fotovoltaici saranno posati a terra tramite idonee strutture in acciaio zincato con inseguimento mono-assiale, che permettono al contempo di aumentare significativamente la redditività degli impianti e di ridurre l'impatto visivo degli stessi, avendo altezze inferiori, disposti in file parallele opportunamente distanziate onde evitare fenomeni di ombreggiamento reciproco. L'impianto sarà di tipo GRID-CONNECTED (connesso alla rete elettrica per l'immissione dell'energia).

I trenta sottocampi in cui è diviso l'impianto sono serviti ciascuno da inverter, trasformatori.

L'energia prodotta dall'impianto sarà veicolata all'interno della Step-Up interna all'area di progetto trasformata in AT e veicolata in uscita dalla Step-Up fino alla CP di Maniago di proprietà di e-distribuzione, mediante un cavidotto AT interrato.

Le tavole di progetto del layout e del cavidotto revisionate sono: **TAV07 - PLANIMETRIA DI PROGETTO**, **TAV11 – COLLEGAMENTO CP MANIAGO 132 kV a RTN**.

I cavidotti delle linee BT e MT corrono all'interno dell'impianto fotovoltaico.

Essi prevedono delle sezioni di scavo, per l'alloggiamento di tubazioni e cavi, di dimensioni differenti in funzione del numero delle linee/cavo da collocare al loro interno.

Si riportano i riferimenti delle tavole di progetto prodotte a corredo di questo documento:

- **TAVii-01 - MANIAGO (A-D-E) PLANIMETRIA E SEZIONI PROFONDITÀ SCAVI;**
- **TAVii-02 - MANIAGO (B) PLANIMETRIA E SEZIONI PROFONDITÀ SCAVI;**
- **TAVii-03 - MANIAGO (C) PLANIMETRIA E SEZIONI PROFONDITÀ SCAVI;**
- **TAVsi-01 - MANIAGO PLANIMETRIA GENERALE SCAVI;**
- **TAVsi-02 - CABLAGGIO TRA TRACKER.**

L'impianto sarà dotato di viabilità interna e perimetrale, accesso carrabile, recinzione perimetrale, sistema di illuminazione e videosorveglianza.



Gli accessi carrabili presenti sono cinque e le loro ubicazioni sono segnalati all'interno della tavola planimetria di progetto.

Saranno costituiti da cancello a due ante in rete in acciaio zincato plastificata verde, largo 6 m su pali in acciaio fissati al suolo con plinti di fondazione in cls armato collegati da cordolo.

La recinzione perimetrale sarà realizzata con rete in acciaio zincato plastificata verde alta da 2,6 m, collegata a pali metallici alti 3 m, infissi direttamente nel suolo per una profondità di 60 cm.

Per consentire il passaggio della fauna selvatica di piccola taglia la recinzione sarà innalzata di 20 cm su tutto il perimetro.

La viabilità sarà perimetrale e sarà larga da 2,5 a 11 m e sarà realizzata con uno spessore di 20 cm di "misto stradale" e 10 cm di ghiaia di pezzatura media e fine (materiale inerte di cava a diversa granulometria) da approvvigionare dalle cave di zona.

Si riportano in sintesi tutti gli interventi che prevedono movimenti terra e infissioni nel terreno, successivamente verranno trattati nel dettaglio:

Movimenti terra	
scavi	Aree di risulta e Viabilità
	Viabilità in quota
	Cabine Smistamento
	Cabine inverter
	Cabine inverter Vasca
	Fossi esterni
	Linee illuminazione
	Linee CC
	Linee MT
	riporto
Mitigazione con argine	
Linee illuminazione	
Linee CC	
Linee MT	

Infissioni
Pali Tracker
Pali illuminazione
Pali recinzione

## 6.2 STIMA DEI VOLUMI DI SCAVO

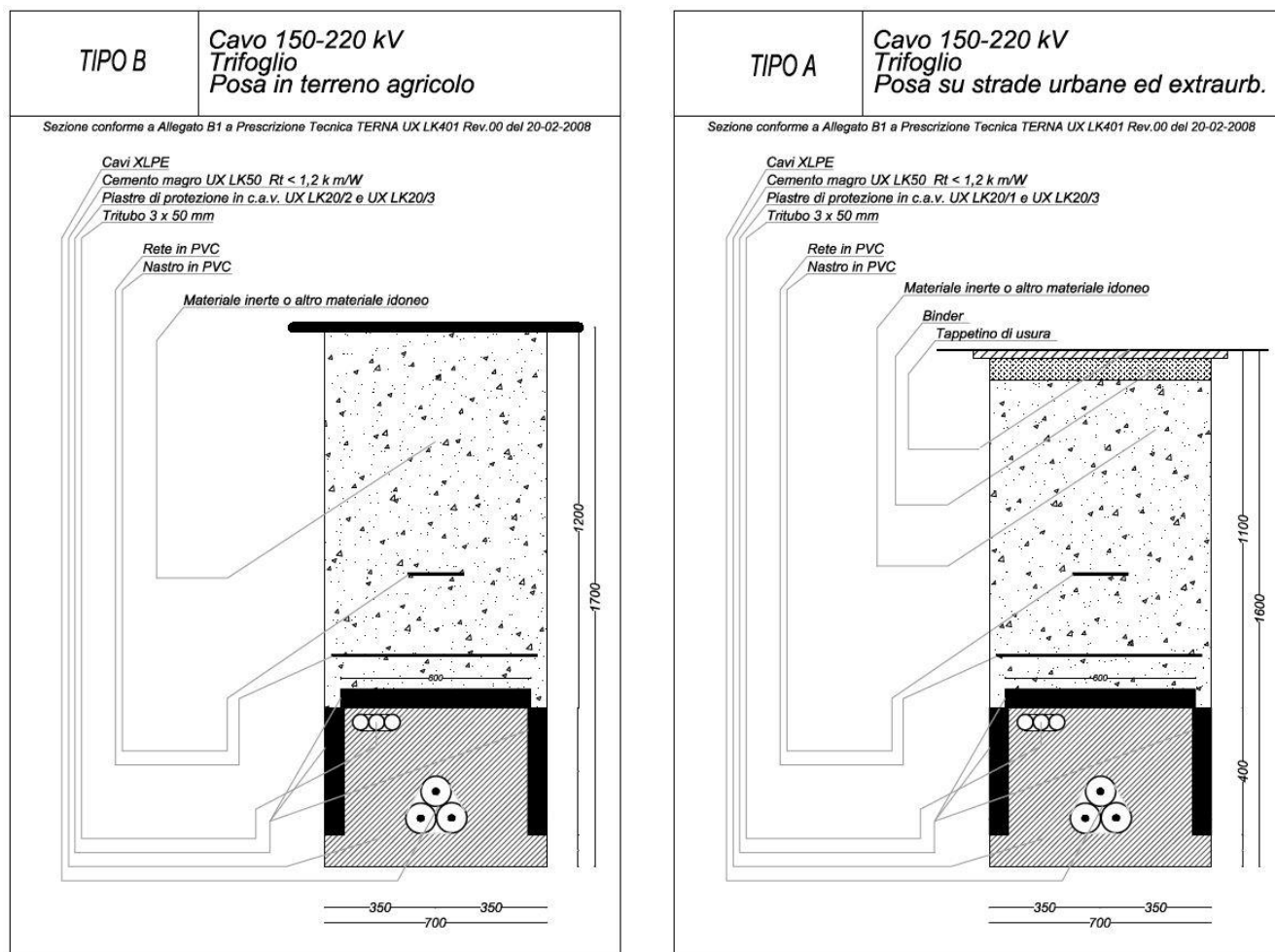
---

In riferimento alle opere e alle attività previste dal progetto è possibile definire per ognuna di esse le caratteristiche geometriche e volumetriche volte alla definizione dei volumi totali di terreno che dovranno essere scavati.

Cavidotto AT- da realizzare esternamente all'impianto

---

Per quanto riguarda l'alloggiamento delle linee AT (Alta tensione) esterne all'impianto si prevedono scavi a sezione obbligata come rappresentati nella seguente figura:



**Figura 6 - TIPOLOGIE SEZIONI DI SCAVO LINEE AT ESTERNE ALL'IMPIANTO**

I movimenti terra esterni all'area di progetto per la realizzazione degli allacciamenti alla CP di Maniago dalla Step-Up interna al lotto saranno trattati come rifiuti speciali, relativamente al materiale conferito, e verrà invece procurato in cave di prestito il materiale nuovo di riempimento.

I materiali di risulta delle rotture stradali verranno gestiti mediante la Norma UNI EN 13108-8 che descrive il tipo di classificazione, i modi per smaltirlo correttamente e i controlli da effettuare per accertare eventuali impurità del fresato. Per conferire l'asfalto al gestore autorizzato allo smaltimento sarà necessario fornirgli le analisi sul rifiuto condotte ai sensi del DM 5/02/98 verranno consegnati all'apposito stabilimento di recupero e trasformazioni di materiale riciclato. Nel caso il conferimento ad un centro autorizzato è necessario:

- individuare un centro autorizzato al recupero o smaltimento terre e rocce da scavo (CER 170504);
- individuare l'eventuale deposito temporaneo presso cantiere di produzione (non deve superare i 3 mesi o i 20 mc);
- il trasporto deve essere effettuato da ditte iscritte all'Albo Gestori Ambientali o dell'impresa previa richiesta all'Albo per il trasporto in conto proprio;
- emettere Formulario di Identificazione per il trasporto.

In sede progettuale o al più prima dell'Inizio Lavori il centro autorizzato prescelto deve essere comunicato all'Ente per le necessarie verifiche. Il recupero delle terre e rocce da scavo CER 17 05 04 "terra e rocce",



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO**  
**DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp**  
**Maniago Solar 1**  
Comune di Maniago  
**Relazione tecnica**

Pag 71 di 118

qualora debbano essere considerate rifiuti e quindi non ricomprese nell'ambito dell'art.186 D.Lgs 152/06 e s.m.i.

Per tali cavidotti la lunghezza planimetrica, geometria della sezione di scavo e il volume complessivo di terreno da scavare sono riportati nelle seguenti tabelle:

Linee cavidotto MT	lunghezza (m)	larghezza (m)	altezza (m)	Volume (mc)
Collegamento ST tratto: S0-S1	123,6	0,7	1,6	138,4
Collegamento ST tratto: S1-S2	48,2	0,7	1,6	54,0
Collegamento ST tratto: S2-S3	516,7	0,7	1,6	578,7
Collegamento ST tratto: S3-S4	325,4	0,7	1,6	364,4
Collegamento ST tratto: S4-S5	265,9	0,7	1,6	297,8
Collegamento ST tratto: S5-S6	191,5	0,7	1,6	214,5
Collegamento ST tratto: S6-S7	782	0,7	1,6	875,8
Collegamento ST tratto: S7-S8	659,4	0,7	1,6	738,5
Collegamento ST tratto: S8-S9	147,7	0,7	1,6	165,4
Collegamento ST tratto: S9-S10	62,1	0,7	1,6	69,6
Collegamento ST tratto: S10-S11	87,5	0,7	1,7	104,1
Numero Giunti: 6	8	2,8	2	268,8
<b>TOTALE</b>	<b>3218</b>			<b>3601,3</b>

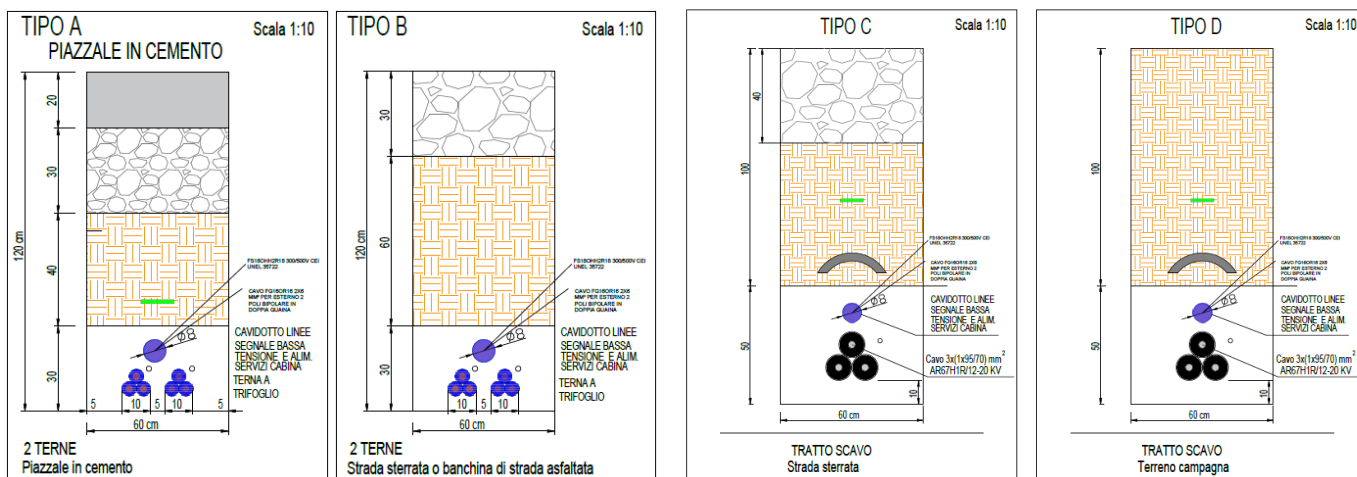
Il volume totale di terreno da scavare per la realizzazione degli alloggiamenti delle linee AT esterne all'impianto è pari a **3 601,3 mc**.





Cavidotto MT – da realizzare internamente all'impianto

Per quanto riguarda l'alloggiamento delle linee MT (media tensione) scavi a sezione obbligata come rappresentati nella seguente Figura:



**FIGURA 7 - TIPOLOGIE SEZIONI DI SCAVO LINEE MT**

Per tali cavidotti la lunghezza planimetrica, geometria della sezione di scavo e il volume complessivo di terreno da scavare sono riportati nella seguente:

Linee cavidotto MT	lunghezza (m)	larghezza (m)	altezza (m)	Volume (mc)
SMT1 - SSC1	96,7	0,6	1,5	87,0
SSC1 - SMT2	65,2	0,6	1,5	58,7
SMT2 - SMT3	99,8	0,6	1,5	89,8
SMT3 - SMT4	79,0	0,6	1,5	71,1
SMT4 - STM6	171,7	0,6	1,5	154,5
SSC1 - SSC7	200,1	0,6	1,5	180,1
SSC2 - SMT5	83,7	0,6	1,5	75,3
SMT5 - SMT8	140,3	0,6	1,5	126,3
SMT8 - SMT9	120,1	0,6	1,5	108,1
SMT9 - SMT13	136,8	0,6	1,5	123,1
SMT13 - SMT12	215,4	0,6	1,5	193,9
SSC2 - SSC8	196,8	0,6	1,5	177,1
SMT11 - SSC3	18,7	0,6	1,5	16,9
SSC3 - SMT14	948,9	0,6	1,5	854,0
SMT14 - SMT15	16,5	0,6	1,5	14,8
SMT15 - SMT17	477,1	0,6	1,5	429,4
SMT17 - SMT16	30,7	0,6	1,5	27,6
SSC3 - SSC7	796,4	0,6	1,5	716,8
SSC4 - SMT7	5,0	0,6	1,5	4,5



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO**  
**DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp**  
**Maniago Solar 1**  
Comune di Maniago  
**Relazione tecnica**

Pag 73 di 118

Linee cavidotto MT	lunghezza (m)	larghezza (m)	altezza (m)	Volume (mc)
SMT7 - SMT10	176,7	0,6	1,5	159,0
SMT10 - SMT18	487,2	0,6	1,5	438,5
SMT18 - SMT19	64,8	0,6	1,5	58,3
SMT19 - SMT24	32,1	0,6	1,5	28,9
SSC4 - SSC7	678,3	0,6	1,5	610,5
SMT23 - SMT22	57,3	0,6	1,5	51,6
SMT22 - SMT21	55,0	0,6	1,5	49,5
SMT21 - SMT25	50,8	0,6	1,5	45,7
SMT25 - SMT20	14,7	0,6	1,5	13,2
SMT20 - SSC5	13,6	0,6	1,5	12,3
SSC5 - SSC7	1547,2	0,6	1,5	1392,5
SMT27 - SMT26	72,4	0,6	1,5	65,2
SMT26 - SMT30	159,9	0,6	1,5	143,9
SMT30 - SMT29	56,9	0,6	1,5	51,2
SMT29 - SSC6	57,2	0,6	1,5	51,4
SSC6 - SMT28	17,9	0,6	1,5	16,1
SSC6 - SSC7	1610,6	0,6	1,5	1449,6
<b>TOTALE</b>	<b>9051,2</b>			<b>8146,1</b>

Il volume totale di terreno da scavare per la realizzazione degli alloggiamenti delle linee MT interne all'impianto è pari a **8146,1 mc**.

Cavidotto BT

Per quanto riguarda l'alloggiamento delle linee BT (bassa tensione) si prevedono scavi a sezione obbligata 600x700 mm.

Per tali cavidotti la lunghezza planimetrica, geometria della sezione di scavo e il volume complessivo di terreno da scavare sono riportati nella seguente:

SOTTOCAMPO	lunghezza (m)	larghezza (m)	altezza (m)	Volume (mc)
1	153,0	0,6	0,6	55,1
	3,7	0,6	0,6	1,3
2	85,0	0,6	0,6	30,6
	4,5	0,6	0,6	1,6
3	59,5	0,6	0,6	21,4
	4,1	0,6	0,6	1,5
4	51,0	0,6	0,6	18,4
	3,1	0,6	0,6	1,1
5	51,0	0,6	0,6	18,4



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO**  
**DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp**  
**Maniago Solar 1**  
Comune di Maniago  
**Relazione tecnica**

SOTTOCAMPO	lunghezza (m)	larghezza (m)	altezza (m)	Volume (mc)
	5,3	0,6	0,6	1,9
6	42,5	0,6	0,6	15,3
	2,4	0,6	0,6	0,9
7	34,0	0,6	0,6	12,2
	12,0	0,6	0,6	4,3
8	42,5	0,6	0,6	15,3
	4,6	0,6	0,6	1,6
9	34,0	0,6	0,6	12,2
	74,7	0,6	0,6	26,9
10	42,5	0,6	0,6	15,3
	53,4	0,6	0,6	19,2
11	34,0	0,6	0,6	12,2
	21,1	0,6	0,6	7,6
12	51,0	0,6	0,6	18,4
	5,1	0,6	0,6	1,8
13	161,5	0,6	0,6	58,1
	5,1	0,6	0,6	1,8
	13,6	0,6	0,6	4,9
	11,1	0,6	0,6	4,0
	65,9	0,6	0,6	23,7
14	187,0	0,6	0,6	67,3
	12,0	0,6	0,6	4,3
	168,0	0,6	0,6	60,5
15	93,5	0,6	0,6	33,7
	36,4	0,6	0,6	13,1
16	110,5	0,6	0,6	39,8
	107,0	0,6	0,6	38,5
17	153,0	0,6	0,6	55,1
	3,8	0,6	0,6	1,4
18	110,5	0,6	0,6	39,8
	202,5	0,6	0,6	72,9
19	51,0	0,6	0,6	18,4
	229,4	0,6	0,6	82,6
20	51,0	0,6	0,6	18,4
	191,6	0,6	0,6	69,0
21	42,5	0,6	0,6	15,3
	210,6	0,6	0,6	75,8
22	42,5	0,6	0,6	15,3
	210,6	0,6	0,6	75,8



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO**  
**DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp**  
**Maniago Solar 1**  
Comune di Maniago  
**Relazione tecnica**

Pag 75 di 118

SOTTOCAMPO	lunghezza (m)	larghezza (m)	altezza (m)	Volume (mc)
23	51,0	0,6	0,6	18,4
	210,6	0,6	0,6	75,8
24	59,5	0,6	0,6	21,4
	6,2	0,6	0,6	2,2
25	127,5	0,6	0,6	45,9
	1,9	0,6	0,6	0,7
26	153,0	0,6	0,6	55,1
	4,8	0,6	0,6	1,7
27	68,0	0,6	0,6	24,5
	40,4	0,6	0,6	14,5
28	59,5	0,6	0,6	21,4
	4,7	0,6	0,6	1,7
	24,3	0,6	0,6	8,8
29	51,0	0,6	0,6	18,4
	152,7	0,6	0,6	55,0
30	127,5	0,6	0,6	45,9
	160,8	0,6	0,6	57,9
<b>TOTALE</b>	<b>4648,1</b>			<b>1673,3</b>

Il volume totale di terreno da scavare per la realizzazione degli alloggiamenti delle linee BT è pari a **1673,3 mc**.

Nella seguente *Tabella* riassuntiva sono riportati i volumi parziali e il volume totale di terreno da scavare per la realizzazione dei cavidotti:

	Lunghezze (m)	Volumi (mc)
<b>Linea AT</b>	3218,0	3601,3
<b>Linea MT</b>	9051,2	8146,1
<b>Linea BT</b>	4648,1	1673,3
<b>Totale</b>	<b>16917,3</b>	<b>13420,7</b>

*E' opportuno precisare che circa il 60% del terreno scavato per la realizzazione dei cavidotti esterni sarà riutilizzato per il riempimento dello scavo stesso; la restante parte sarà conferito a discarica autorizzata, di tratta di circa 1.440,53 mc di materiale da conferire in discarica.*

*Gli altri movimenti terra interni ai layout di progetto saranno riutilizzati e non si prevede alcun conferimento in discarica.*

*La parte eccedente sarà sparsa uniformemente su tutta l'area del sito a disposizione, per uno spessore limitato a pochi centimetri, mantenendo la morfologia originale dei terreni.*



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO**  
**DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp**  
**Maniago Solar 1**  
Comune di Maniago  
**Relazione tecnica**

Pag 76 di 118

Movimenti terra interni ai layout di progetto

In questo paragrafo di riportano le tabelle presenti all'interno della tavola di progetto (TAVsi-01 - MANIAGO PLANIMETRIA GENERALE SCAVI).

All'interno delle tavole è possibile visionare gli interventi su planimetria di progetto.

Nello specifico si rimanda anche alle tavole di progetto che analizzano le sezioni di scavo e l'andamento naturale del terreno (TAVii-01 - MANIAGO (A-D-E) PLANIMETRIA E SEZIONI PROFONDITÀ SCAVI; TAVii-02 - MANIAGO (B) PLANIMETRIA E SEZIONI PROFONDITÀ SCAVI; TAVii-03 - MANIAGO (C) PLANIMETRIA E SEZIONI PROFONDITÀ SCAVI).

Bilancio movimenti terra		MANIAGO					
		lunghezza (m)	larghezza (m)	profondità/altezza (m)	numero elementi	area (mq)	Volume (mc)
scavi	Aree di risulta e Viabilità	469,1	5	0,5	-	7140,7	778,8
	Viabilità in quota	7172,3	3	0,2	-	21517,0	4303,4
	Step-Up	-	-	0,5	-	1377,0	688,5
	Cabine Smistamento	7,9	2,8	0,6	8	176,29	105,77
	Cabine inverter	7,9	2,8	0,6	30	795,83	238,75
	Cabine inverter Vasca	10,7	2,5	0,3	30	166,8	123,4
	Linee illuminazione	8495,6	0,3	0,3		2123,9	637,2
	Linee CC	4648,1	0,6	0,6		2788,9	1673,3
	Linee MT	9051,2	0,6	1,5		5430,7	8146,1
riporto	Innalzamento Mitigazione 30 cm	2805,0	10	0,3	-	28050,449	6609,2
	Mitigazione con argine	-	-	0,3	-	24607,8	7382,3
	Linee illuminazione	8495,6	0,3	0,3		2123,9	637,2
	Linee CC	4648,1	0,6	0,3		2788,9	836,7
	Linee MT	9051,2	0,6	1,0		5430,7	4265,3
<b>Totale scavi (mc)</b>		<b>16695,1</b>					
<b>Volumi espansi 30% (mc)</b>		<b>21703,7</b>					
<b>Volumi recuperati 10% (mc)</b>		<b>21703,7</b>					
<b>bilancio terre (mc)</b>		<b>(*) 0,0</b>					

(\*) **Bilancio terre Negativo.** Da considerare bilanciato. Non è necessario apporto di Tabella denominazione scavi MT mc di terra.

Viabilità

La viabilità interna al campo fotovoltaico, considerata nel suo complesso, si sviluppa per una lunghezza totale di 8 368,71 m e copre una superficie di 25 106,13 m<sup>2</sup>.

Per la loro realizzazione si prevede di effettuare, il recupero dell'eccedenza di terreno proveniente dagli scavi e dai riempimenti e la compattazione del fondo scavo e la successiva realizzazione di sottofondo con materiale di cava a diversa granulometria fino al raggiungimento delle quote originali di piano campagna.

Il volume totale di terreno escavato per la realizzazione della viabilità tutta ammonta a circa **7 058 m<sup>3</sup>**





**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO**  
**DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp**  
**Maniago Solar 1**  
Comune di Maniago  
**Relazione tecnica**

Pag 77 di 118

Il terreno scavato verrà riutilizzato per la modellazione della viabilità interna e l'eventuale eccedenza di terreno prodotto dagli scavi di approntamento della viabilità sarà riutilizzato in sito per rimodellamenti puntuali.

Nell'ambito complessivo del sito il volume di terra movimentato e mantenuto all'interno del sito è pari a **18 597,35 m<sup>3</sup>** che, considerando un incremento volumetrico del 30% per effetto dello scavo, diviene un volume di circa **25 000 m<sup>3</sup>**.

### **6.3 MODALITÀ ESECUTIVE DEGLI SCAVI**

---

Per la realizzazione degli scavi e sbancamenti superficiali saranno impiegati mezzi meccanici e se necessario si procederà con scavo a mano; i mezzi impiegati saranno escavatore tipo terna, bobcat e pala meccanica.

È prevista la realizzazione di cumuli temporanei del terreno scavato; quello derivato dagli scavi per la realizzazione dei cavidotti sarà temporaneamente posizionato su un lato degli stessi mentre per quello derivante dagli altri scavi saranno individuate apposite aree di accumulo temporaneo dove verrà allocato anche il terreno eccedente derivato dagli altri scavi.

### **6.4 CAVE DI PRESTITO**

---

Il sottofondo di entrambi i tipi di viabilità, interna e perimetrale, sarà realizzato in battuto di inerti di cava misto ghiaia-sabbia approvvigionato presso le cave autorizzate ubicate nel territorio della provincia di Pordenone; il volume stimato del materiale inerte occorrente è pari a circa **9282,56 m<sup>3</sup>**.

<b>Viabilità interna</b>	<b>Viabilità esterna</b>
8606,78	675,78

Per l'identificazione delle cave di inerti si è fatto riferimento a quelle censite nell'ambito del Piano Cave della Provincia di Pordenone, dove per ogni cava è indicata la specifica ubicazione ed il litotipo di materiale estratto/cavato.



## **7. ORGANIZZAZIONE DEL CANTIERE E RICADUTE OCCUPAZIONALI**

### **7.1 CRONOPROGRAMMA**

La realizzazione dell'impianto in oggetto si prevede a decorrere dal 01/09/2023.

Per l'intervento si presume l'impiego di massimo 50 operai contemporaneamente, si stimano:

- n. 22.656 unità giorno per la fase di costruzione;
- n. 13.611 unità giorno per la fase di dismissione;
- n. 6.656 unità giorno ogni anno per la fase di gestione ripartite

In funzione della pianificazione proposta la data di entrata in esercizio dell'impianto potrà avvenire nel caso più favorevole a decorrere dal 17/07/2025.

#### Cronoprogramma Costruzione impianto

<b>Nome attività</b>	<b>Giorni</b>	<b>Operai richiesti</b>	<b>Totale uomini giorno</b>
Consegna lavori	0	0	0
Allestimento, messa in sicurezza ed eventuale pulizia del cantiere	15	47	705
Scotico terreno	14	32	448
Picchettamento terreno	11	32	352
Realizzazione viabilità e piazzole	30	24	720
Realizzazione recinzione	11	50	550
Sbancamenti e sistemazione piano di posa per cabine	13	16	208
Infissione pali/viti e montaggio delle strutture di supporto	110	50	5500
Realizzazione impianto di illuminazione	53	50	2650
Posizionamento cabine e realizzazione impianto di terra cabina	30	24	720
Realizzazione impianto antifurto	30	31	930
Realizzazione cavidotti, posa corrugati e pozzetti, reinterro	60	24	1440
Installazione quadri di campo e parallelo cc	30	31	930
Stringatura e cablaggi cc	48	50	2400
Montaggio dei moduli fotovoltaici	48	50	2400
Connessione cabine inverter e trasformazione preallestite	30	28	840
Allestimento cabina di consegna	5	16	80
Comunicazione fine lavori al gestore di rete ed all'Agenzia delle Dogane	3	0	0
Cablaggi MT	25	47	1175
Realizzazione opere di rete	90	0	0



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO**  
**DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp**  
**Maniago Solar 1**  
Comune di Maniago  
**Relazione tecnica**

Pag 79 di 118

Nome attività	Giorni	Operai richiesti	Totale uomini giorno
Smantellamento opere provvisorie di cantiere, rimozione rifiuti e pulizia aree	10	11	110
Ultimazione lavori	0	0	0
<b>Totale</b>	<b>490</b>		<b>22158</b>

**Max operai in cantiere contemporanei 50**

*Cronoprogramma cavidotto su strada*

Nome attività	Giorni	Operai richiesti	Totale uomini giorno
SP59 - Via Tesana Nord e Costruzione di 4 giunti	57	6	342
SP59 - Via Maniago e Costruzione di 2 giunti	25	6	150
Via Arba	1	6	6
<b>Realizzazione Cavidotto AT</b>	<b>83</b>	<b>6</b>	<b>498</b>

Si riporta il riferimento alla tavola di progetto TAV11 - COLLEGAMENTO CP MANIAGO 132KV A RTN;

*Cronoprogramma Dismissione Impianto*

Nome attività	Giorni	Operai richiesti	Totale uomini giorno
Consegna lavori	1	0	0
Allestimento, messa in sicurezza ed eventuale pulizia del cantiere	20	47	940
Comunicazione fine attività agli Enti	3	31	93
Smantellamento opere di rete	20	31	620
Smantellamento cablaggio MT	30	24	720
Dismissione cabina di consegna	5	50	250
Disconnessione cabine inverter	30	16	480
Smontaggio dei moduli fotovoltaici	34	40	1360
Rimozione stringatura e cablaggi cc	34	50	1700
Rimozione quadri di campo e parallelo	20	21	420
Rimozione cavidotti, posa corrugati e pozzetti, reinterro	40	28	1120
Rimozione impianto antifurto	10	21	210
Rimozione cabine e impianto di terra cabina	6	28	168
Demolizione impianto illuminazione	17	50	850
Rimozione pali/viti e smontaggio delle strutture di supporto	50	50	2500
Smantellamento viabilità e piazzole	20	25	500
Rimozione recinzione	30	14	420
Sistemazione e ripristino terreno alla stato ante operam	40	0	0



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO**  
**DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp**  
**Maniago Solar 1**  
Comune di Maniago  
**Relazione tecnica**

Pag 80 di 118

Nome attività	Giorni	Operai richiesti	Totale uomini giorno
Smantellamento opere provvisorie di cantiere, rimozione rifiuti e pulizia aree	30	42	1260
Ultimazione lavori	0	0	0
<b>Totale</b>	<b>205</b>		<b>13611</b>

**Max operai in cantiere contemporanei 50**

## 7.2 LA RICADUTA OCCUPAZIONALE

L'efficienza energetica è il nuovo eldorado dell'occupazione italiana visto che, da oggi al 2023, ogni 5 nuovi posti di lavoro creati dalle imprese attive in Italia 1 sarà generato da aziende ecosostenibili. Si tratta di un numero di nuovi posti di lavoro oltre il 50% in più di quelli generati dal digitale, che non riuscirà ad andare oltre 214mila nuovi occupati, e il 30% in più di quelli prodotti da tutte le imprese della filiera salute e benessere, che si attesterà a quota 324 mila assunzioni.

I dati, elaborati dal Sistema Informativo Exclesior, sono contenuti nel Focus Censis - Confcooperative "Smart & Green, l'economia che genera futuro" presentato a Roma nel 2019. La transizione verso un'economia pulita, argomenta lo studio, "sta determinando una modifica strutturale all'interno dell'occupazione nei paesi avanzati e in quelli emergenti". Il bisogno di competenze green e l'adozione di tecnologie nuove nel campo della sostenibilità "rappresentano alcune delle tante derive che stanno accompagnando la generale riconversione dei modi di produrre" e, di conseguenza, l'orientamento della crescita economica perseguita a livello globale.

Complessivamente nell'ultimo anno il numero delle imprese del settore energia è cresciuto di 700 unità ed in molte regioni, specialmente del centro-sud, le imprese energetiche sono più che raddoppiate.

Lo studio realizzato dall'Osservatorio Energia e Innovazione dell'IRES-CGIL "Lotta ai cambiamenti climatici, efficienza energetica e fonti rinnovabili: gli investimenti, le ricadute occupazionali e le nuove professionalità", commissionato dalla Filctem-Cgil, riprendendo alcuni contributi quantitativi sul tema, e proponendo alcune originali valutazioni statistiche ed econometriche dell'impatto della nuova politica energetica europea sulla crescita economica e sull'occupazione nel settore delle fonti di energia rinnovabile in Italia, fornisce un quadro sintetico di riferimento che possa essere d'aiuto nell'interpretazione e nella implementazione del "Pacchetto Clima Energia 20-20-20". Lo studio IRES-CGIL mostra un contributo netto all'incremento occupazionale diretto dal 2019 al 2020 di 9.000 unità solo nel Sud, che a livello nazionale dovrebbe raggiungere 12.000 unità nette permanenti. Considerando anche l'occupazione indiretta e quella temporanea si raggiungerebbero al 2020 le 60.500 unità circa.

occupazione	Employ RES	NEMESIS	ASTRA	Cnel Issi	GSE IEFE	Oss. Energia
Eolico	32 000	-	-	24 200	77 500	-
Fotovoltaico	35 000	-	-	69 700	47 500	-
Biomasse	41 000	-	-	-	100 000	-
Complessiva lorda	120 000				250 000	60 500
Complessiva netta(*)		97 500	67 500	75 700	-	-

**TABELLA 1. OCCUPAZIONE POTENZIALE (LORDA E NETTA) IN ITALIA AL 2020**

(\*) Per occupazione complessiva netta si intende il saldo della nuova occupazione al 2020 considerando non solo i guadagni ma anche le perdite stimate di posti di lavoro a seguito dell'applicazione del pacchetto 20-20-20. In termini di valore aggiunto si stima che l'industria



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO**  
**DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp**  
**Maniago Solar 1**  
Comune di Maniago  
**Relazione tecnica**

Pag 81 di 118

italiana potrà realizzare un fatturato medio annuo compreso tra i 2,5 e i 5,5 miliardi di euro l'anno per i prossimi dieci anni. Tuttavia, per valori inferiori a 3,5/4 miliardi di euro l'anno, dall'analisi dei dati emerge che la dinamica della produttività non appare sufficiente a garantire l'autonomo e duraturo sviluppo del settore.

Il forte sviluppo delle energie rinnovabili comporterà una grande trasformazione delle reti elettriche di trasporto e distribuzione che dovranno offrire più elevati parametri di sicurezza, affidabilità ottimizzazione del servizio. La realizzazione di reti intelligenti - Smart-grid- comporterà in Italia investimenti stimati attorno a 1,5 mld di euro. Anche in questo caso le ricadute occupazionali attese potrebbero risultare molto consistenti.

### 7.3 ANALISI QUANTITATIVA

Calcolo unità lavorative all'anno nella fase di gestione		
	quantità	u.m.
<b>Attività di pulizia dei moduli</b>		
metri quadri da pulire	375.604	mq
numero pulizie/anno	1	n./anno
metri quadri puliti giornalmente per ogni operaio	800	mq/uomo
<b>uomini giorno pulizia</b>	<b>470</b>	<b>uomini giorno/anno</b>
<b>Attività di taglio dell'erba e manutenzione delle aree verdi</b>		
metri quadri da pulire	1.148.516	mq
numero pulizie/anno	4	n./anno
metri quadri manutenzionati giornalmente per ogni operaio	3000	mq/uomo
<b>uomini giorno pulizia</b>	<b>1.531</b>	<b>uomini giorno/anno</b>
<b>Attività di videosorveglianza e monitoraggio della produzione energetica</b>		
Ore/giorno dedicate al monitoraggio	24	h/giorno
numero di giorni/anno di videosorveglianza	365	g/anno
<b>uomini giorno videosorveglianza</b>	<b>1.095</b>	<b>uomini giorno/anno</b>
<b>Altre attività di manutenzione ordinaria</b>		
<b>Uomini giorno</b>	<b>1.500</b>	<b>uomini giorno/anno</b>
<b>Attività di manutenzione straordinaria</b>		
<b>Uomini giorno</b>	<b>2.060</b>	<b>uomini giorno/anno</b>
<b>Calcolo unità lavorative all'anno nella fase di gestione</b>		
<b>totale uomini giorno fase di gestione e manutenzione</b>	<b>6.656</b>	<b>uomini giorno/anno</b>

TABELLA 7.2. CALCOLO UNITÀ LAVORATIVE NELLA FASE DI GESTIONE





**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO**  
**DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp**  
**Maniago Solar 1**  
Comune di Maniago  
**Relazione tecnica**

Pag 82 di 118

In considerazione della vita utile stimata per l'impianto in 30 anni si ottengono complessivamente i valori riportati alla tabella seguente:

	Unità impiegate	Mesi solari
Fase di costruzione	22.656	21
Fase di gestione	199.676	320
Fase di dismissione	13.611	9
<b>totale</b>	<b>235.943</b>	<b>350</b>
<b>anni/uomo corrispondenti</b>	<b>7.865</b>	

**TABELLA 6. CALCOLO UNITÀ LAVORATIVE COMPLESSIVE**

I valori di occupazione generati risultano particolarmente interessanti e per una corretta interpretazione possono essere confrontati rispetto a quanto si otterrebbe in caso perdurasse una coltivazione agricola del fondo o all'occupazione generata da altre tecnologie di produzione di energia.

Nel primo scenario si è fatto riferimento alla produzione cerealicola che risulta quella per cui l'area oggetto di intervento risulta maggiormente vocata; nel secondo alla produzione di energia con centrali termoelettriche alimentate da carbone o da gas naturale. Il raffronto tra gli scenari delineati è riportato alle tabelle seguenti:

<b>Raffronto con attività agricola</b>		
Superficie coltivabile occupata dall'impianto	71,5	Ha
Uomini giorno impiegati annualmente per ettaro di produzione cerealicola	8,0	
Uomini/giorno generati complessivamente nei 30 anni di vita utile dell'impianto	17152,1	
<b>anni/uomo complessivamente impiegati dalla conduzione agricola</b>	<b>571,7</b>	
<b>anni/uomo complessivamente impiegati dall'impianto fotovoltaico</b>	<b>6655,9</b>	
<b>Incremento occupazione fotovoltaico/agricoltura</b>	<b>10,6</b>	
<b>Raffronto con produzione di energia da fonti non rinnovabili</b>		
<b>Impianto fotovoltaico</b>		
Uomini/anno impiegati nella vita utile dell'impianto	7.865	
Produzione energetica attesa della vita utile dell'impianto	3.729	GWh
<b>Uomini/anno impiegati per GWh dall'impianto fotovoltaico</b>	<b>211%</b>	
<b>Centrale Enel a Carbone Torre Valdaliga Nord (alimentazione a carbone) (1)</b>		
Uomini/anno impiegati nella vita utile dell'impianto	6655,9	
Produzione energetica attesa della vita utile dell'impianto	300.000	GWh
<b>Uomini/anno impiegati per GWh</b>	<b>11%</b>	
<b>Incremento occupazione fotovoltaico/termoelettrico a carbone</b>	<b>1827%</b>	
<b>Centrale Turbogas di Scandale (alimentazione a gas naturale) (2)</b>		
Uomini/anno impiegati nella vita utile dell'impianto	19714,3	
Produzione energetica attesa della vita utile dell'impianto	150.000	GWh



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO**  
**DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp**  
**Maniago Solar 1**  
Comune di Maniago  
**Relazione tecnica**

Pag 83 di 118

<b>Uomini/anno impiegati per GWh</b>	<b>13%</b>	
<b>Incremento occupazione fotovoltaico/termoelettrico a gas naturale</b>	<b>1522%</b>	

**TABELLA 4. CONFRONTO OCCUPAZIONALE CON ALTRE ATTIVITÀ**

- (1) per la centrale Enel di Torre Valdaliga Nord in Civitavecchia (RM) da 1980 MW si è fatto riferimento ai dati ufficiali Enel pubblicati sul sito internet della Presidenza del Consiglio dei Ministri [http://www.governo.it/GovernoInforma/Dossier/centrale\\_enel/scheda.pdf](http://www.governo.it/GovernoInforma/Dossier/centrale_enel/scheda.pdf) di cui si riporta uno stralcio:
- investimento per la conversione della centrale pari a quasi 2 miliardi di euro;
  - impiego medio in cantiere di personale durante la costruzione di 1.600 persone per complessive 15 milioni di ore lavorate;
  - fase di esercizio a pieno regime con l'impiego di circa 380 unità, per tutta la vita utile dell'impianto, e di altre 350 per la manutenzione da parte di imprese locali.
- È stata inoltre assunta una vita utile della centrale pari a 30 anni e una quantità di personale impiegato per le operazioni di dismissione pari al 50% del personale impiegato per la costruzione.
- (2) Per la centrale Turbogas a ciclo combinato di Scandale (KR) da 814 MW si è fatto riferimento ai dati ufficiali pubblicati da E.On Italia proprietaria in compartecipazione con il gruppo A2A della società Ergosud – titolare dell'impianto. I dati sono pubblicati sul sito <http://www.eon-italia.com/cms/it/newsDetail.do?quid=2F0CC2FD-14B5-4E7C-AA89-4AE7CA11AA22> e prevedono:
- investimento per la costruzione della centrale pari a 450 milioni di euro;
  - fase di esercizio a pieno regime con l'impiego di circa 600 unità inclusi gli addetti per la manutenzione da parte di imprese locali.
- È stata inoltre assunta una vita utile della centrale pari a 30 anni e una quantità di personale impiegato per le operazioni di costruzione pari a 1500 uomini/anno e dismissione pari a 500 uomini/anno sulla base della letteratura scientifica.

In conclusione si è dimostrato come la tipologia di impianto a progetto interesserà positivamente, dal punto di vista economico ed occupazionale, alcune imprese locali per la realizzazione delle opere e la futura dismissione.

Si utilizzeranno operatori locali anche in fase di gestione per il monitoraggio e la manutenzione dell'impianto, nonché per la sorveglianza nel corso della sua vita utile.

Da un punto di vista socio economico l'intervento consente un incremento molto rilevante dell'occupazione rispetto al caso in cui il fondo agricolo rimanesse tale, non si è ritenuto indicativo il confronto con la destinazione a servizi comunali di altro tipo.

Inoltre, rispetto alle fonti convenzionali, le fonti rinnovabili hanno la caratteristica di impiegare molta più manodopera (in questo caso tra 2 e 3 volte in più) a parità di energia prodotta: questo aspetto rappresenta uno dei pilastri della "green economy", insieme alla tutela delle risorse naturali di energia ed alla mancata emissione in atmosfera di sostanze tossiche o climalteranti o radioattive.



## **8. PIANO DI DISMISSIONE E RIPRISTINO – GESTIONE DEI RIFIUTI**

In merito al piano di dismissione e ripristino sono considerate tutte le norme relative all'operazione in oggetto, gli aspetti tecnici e le operazioni da svolgere, al fine di determinare il costo della dismissione e ripristino dello stato dei luoghi, di cui al decreto ministeriale dello Sviluppo economico del 10.09.2010 recante le "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili" punto 113, e quindi la relativa cauzione a garanzia dell'esecuzione dei relativi interventi, mediante fideiussione bancaria o assicurativa.

Come verrà dettagliato nel corso della presente relazione, il valore complessivo da garantire è pari a 25.000 € per ogni MW installato. Di conseguenza la cifra esatta da tenere in considerazione, e quindi da garantire con fideiussione bancaria o assicurativa, è di circa 2.105.000 €.

Un impianto fotovoltaico oltre ad essere tra le più efficienti e pulite tecnologie per la generazione di energie permette anche, alla fine del suo ciclo di vita, di essere rimosso con estrema facilità, rapidità ed economicità. Rendendo, per la natura poco invasiva della tecnologia di supporto prevista, estremamente veloce il ripristino del sito così come era precedentemente all'installazione dell'impianto stesso. Nei paragrafi successivi verranno approfondite le caratteristiche e le metodologie di riciclo dei materiali e delle forniture impiegate.

### **8.1 RIFERIMENTI NORMATIVI**

Le principali normative cui riferirsi nel pianificare i lavori di dismissione e ripristino dei luoghi, sono essenzialmente le seguenti:

- Dlgs 152/2006: "Norme in materia ambientale";
- Dlgs 49/2014: "Attuazione della direttiva 2012/19/UE sui rifiuti di apparecchiature elettriche ed elettroniche (RAEE)";
- Dlgs 221/2015: "Disposizioni in materia ambientale per promuovere misure di green economy e per il contenimento dell'uso eccessivo di risorse naturali";
- GSE: "Istruzioni operative per la gestione e lo smaltimento dei pannelli fotovoltaici incentivati".

In particolare il Dlgs n. 49 del 14 marzo 2014 definisce i RAEE: "le apparecchiature elettriche o elettroniche che sono rifiuti ai sensi dell'articolo 183, comma 1, lettera a), del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, inclusi tutti i componenti, sottoinsiemi e materiali di consumo che sono parte integrante del prodotto al momento in cui il detentore si disfi, abbia l'intenzione o l'obbligo di disfarsene". Per quanto riguarda moduli fotovoltaici dismessi, elettricamente o meccanicamente danneggiati, è chiaro che nel caso in cui il loro detentore desideri disfarsene, essi diventano ipso facto RAEE. Secondo il Dlgs 152/2006 i produttori e gli importatori dei moduli fotovoltaici sono i "produttori del rifiuto". Sono essi quindi a doversi occupare della corretta gestione del fine vita dei prodotti che immettono sul mercato. Per ottemperare a tali obblighi inoltre, secondo il Dlgs 221/2015 "collegato ambientale", i produttori del RAEE devono aderire ad un consorzio dotato di un'adeguata struttura operativa e TRUST autorizzato, in cui versare una quota finanziaria (eco contributo) come garanzia per il finanziamento dello smaltimento dei moduli a fine vita.

### **8.2 RICICLO DEI MATERIALI**

Per un impianto fotovoltaico le materie prime recuperate durante lo smaltimento dei moduli fotovoltaici diventeranno una risorsa. Il sistema di riciclo dei principali operatori del settore (tra cui ad esempio ECO-PV)



consente di recuperare la gran parte delle materie prime originariamente utilizzate per produrre un modulo fotovoltaico, le strutture di sostegno di tali moduli, i cavi e le apparecchiature elettriche e le cabine.

In particolare, per i moduli fotovoltaici realizzati con celle in silicio cristallino si ha:

- 74% di vetro (rivestimento, copertura del modulo, vetro di altissima qualità);
- 10% di plastica (supporto del modulo, viene riciclata in vasi o altro);
- 10% di alluminio (della cornice);
- 6% di altri componenti (polvere di silicio derivante dalle celle fotovoltaiche, rame per le connessioni elettriche, argento, metalli rari, EVA, Tedlar, adesivo in silicone).

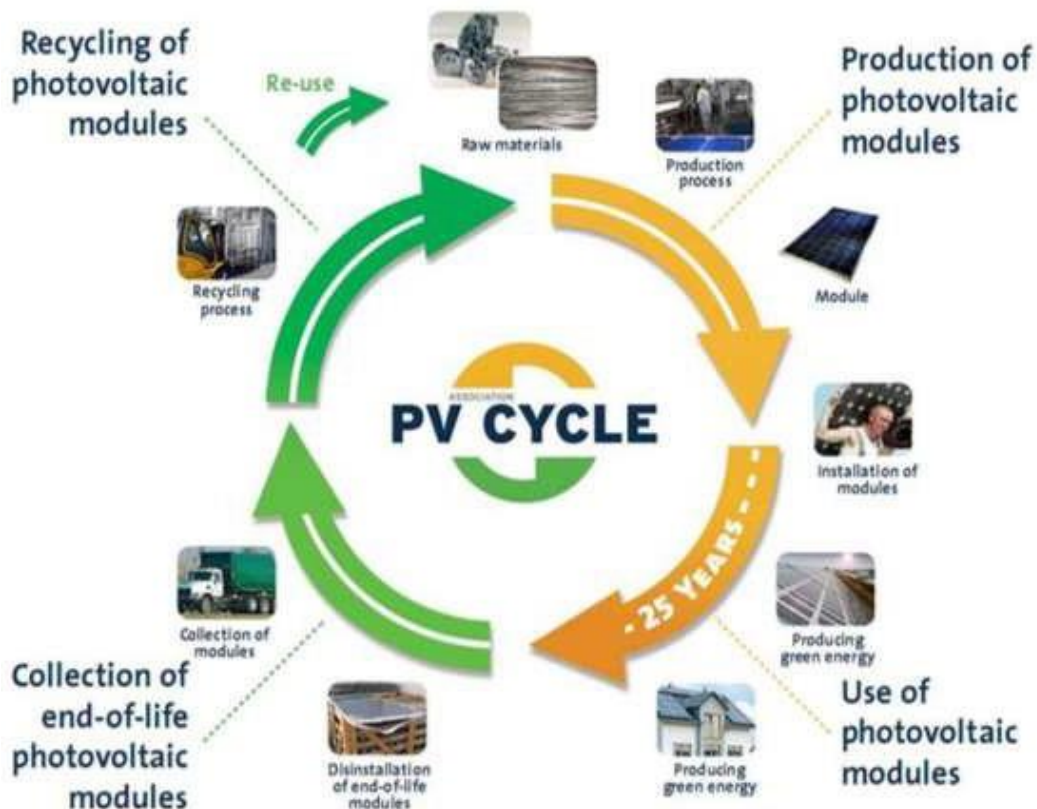
Il processo del riciclo di un modulo fotovoltaico a fine vita si articola su tre fasi essenziali:

1. rimozione di cornice e cavi di collegamento elettrico;
2. triturazione;
3. processi di separazione delle materie prime.

### 8.3 DISMISSIONE E RICICLO DEI MODULI FOTOVOLTAICI

I moduli fotovoltaici utilizzati, in silicio cristallino, a fine ciclo vita verranno ritirati e riciclati quasi integralmente. In particolare, in Germania è nato un consorzio nel 2007, il PV CYCLE, che raggruppa impianti per lo smaltimento dei pannelli, capaci di recuperare l'85% dei materiali. Questo permette alla tecnologia fotovoltaica di essere doppiamente ecologica.

Per lo smaltimento dei moduli fotovoltaici, una volta disinstallati sul campo dalle strutture di sostegno, che nel progetto in oggetto sono di tipologia standard, si deve provvedere al corretto trasporto ad apposito centro di smaltimento.





**FIGURA 8 - CICLO DI VITA DEI MODULI FOTOVOLTAICI IN SILICIO CRISTALLINO SECONDO IL PROGRAMMA "DOUBLE GREEN" DELL'ASSOCIAZIONE PV CYCLE**

In particolare, ai sensi dell'art. 193 del Dlgs n. 152 del 3 aprile 2006, un trasportatore autorizzato carica i moduli FV per il trasporto secondo la procedura di cui all'art 193 medesimo. I moduli devono essere accompagnati da un formulario di identificazione dal quale devono risultare almeno i seguenti dati:

- a) nome ed indirizzo del produttore dei rifiuti e del detentore;
- b) origine, tipologia e quantità del rifiuto;
- c) impianto di destinazione;
- d) data e percorso dell'istradamento;
- e) nome ed indirizzo del destinatario.

Le copie del formulario devono essere conservate per cinque anni.

#### **8.4 RECUPERO DELLE MATERIE PRIME**

---

In questa fase del processo avviene il recupero delle materie prime che costituivano i moduli FV e saranno utili per la realizzazione di nuovi moduli fotovoltaici, come promosso dal Dlgs n. 49 del 14 marzo 2014. l'impianto di trattamento consegna al detentore dei moduli un certificato di avvenuto trattamento riportante la lista dei medesimi ordinata per numero di serie, marca e modello trattati e con l'indicazione precisa del FIR di riferimento.

#### **8.5 SPECIFICHE TECNICHE IMBALLAGGIO MODULI SU BANCALI**

---

I moduli dovranno essere disposti sul bancale con il vetro anteriore rivolto verso l'alto, inoltre dovranno essere adagiati con precisione, con spigoli adiacenti, in modo da poter scaricare il loro peso in modo uniforme sul bancale. Le dimensioni ottimali della base di appoggio di un bancale sono (lux la) 1100 – 1700 x 1000 mm ovvero in grado di far poggiare i moduli nella loro interezza al lato corto sulla base del bancale stesso. Il bancale deve essere di tipo robusto, strutturato per sopportare un peso fino a 900 kg. I moduli dovranno essere adeguatamente immobilizzati sui bancali tramite opportuna e salda reggiatura, come illustrato nella foto esempio.



**FIGURA 9 - IMBALLAGGIO DEI PANNELLI**





## 8.6 DISMISSIONE E RICICLO DELLE STRUTTURE DI SOSTEGNO

Le strutture previste, essendo installate senza utilizzare calcestruzzo, possono essere smontate e riciclate completamente; viene utilizzato solo acciaio zincato a caldo per i pali di fondazione ed alluminio per tutto il resto. L'alluminio ha anche un valore di rottura abbastanza alto quindi può essere venduto quando verrà smontato l'impianto.



**FIGURA 10 - STRUTTURE DI SOSTEGNO (TRACKER)**

L'acciaio non ha un valore di rottura alto ma comunque un costo ridotto di smaltimento. I pali possono essere tirati fuori dal terreno con delle macchine apposite (vedi come esempio fig.2) ed il terreno viene con rapidità e facilità ripristinato come prima dell'intervento. Non ci sono plinti di cemento che hanno un costo molto elevato per lo smaltimento.

I pali di fondazione vengono infissi nel terreno e saranno estratti con estrema facilità e rapidità grazie all'utilizzo di mezzi appositamente progettati.



**FIGURA 11 - IMMAGINI DI ESTRAZIONE DEI PALI**



## 8.7 DISMISSIONE E RICICLO DELLE FORNITURE ELETTRICHE

Le apparecchiature elettriche, quadri di campo, inverter, trasformatori ecc., verranno prelevate e riciclate quasi completamente in apposito centro di recupero.

### *Dismissione e riciclo delle cabine elettriche*

I locali che alloggiavano inverter e trasformatori, nonché quello per la consegna all'ENEL, sono cabine elettriche prefabbricate monoblocco omologate che a fine ciclo possono essere prelevate e ricollocate in altro sito e sono comunque recuperabili integralmente sia per quanto riguarda le cabine che per tutte le apparecchiature interne, inclusi i collegamenti MT e BT.



FIGURA 12 - IMMAGINI DI UNA CABINA DI TRASFORMAZIONE

### *Dismissione e riciclo dei cablaggi*

L'intero cablaggio viene ritirato e riciclato completamente, rappresentando anche un rientro economico non trascurabile in fase di dismissione.

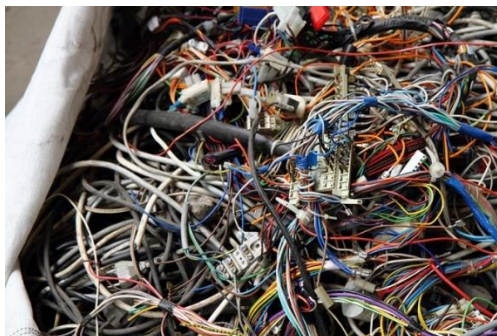


FIGURA 13 - IMMAGINI DI CABLAGGI RACCOLTO PER IL RICICLO



## 9. ILLUMINAZIONE CAMPI FOTOVOLTAICI – IMPATTO NOTTURNO

Il sistema di illuminazione previsto è progettato in modo da consentire ove necessario l'attivazione di specifici settori.

I pali di illuminazione previsti saranno posizionati lungo il perimetro dell'impianto e saranno dotati di telecamere a infrarossi che riducono al minimo l'utilizzo dell'illuminazione. L'illuminazione verrà attivata solo in caso di interventi di manutenzione straordinaria, per le attività agricolo-pastorali nel settore di interesse e in caso di eventuale intrusione.

Si riportano sotto (Figura 14) i componenti tipo che saranno utilizzati.



Figura 14 – Componenti sistema di Illuminazione

È stato prodotto il fotorender atto a dimostrare che l'inquinamento luminoso non risulta essere un fattore impattante; la suddivisione dell'illuminazione sarà fatta a settori e tutti i proiettori saranno orientati verso i moduli fotovoltaici in modo da limitare le superfici illuminate soltanto a casi di necessità.

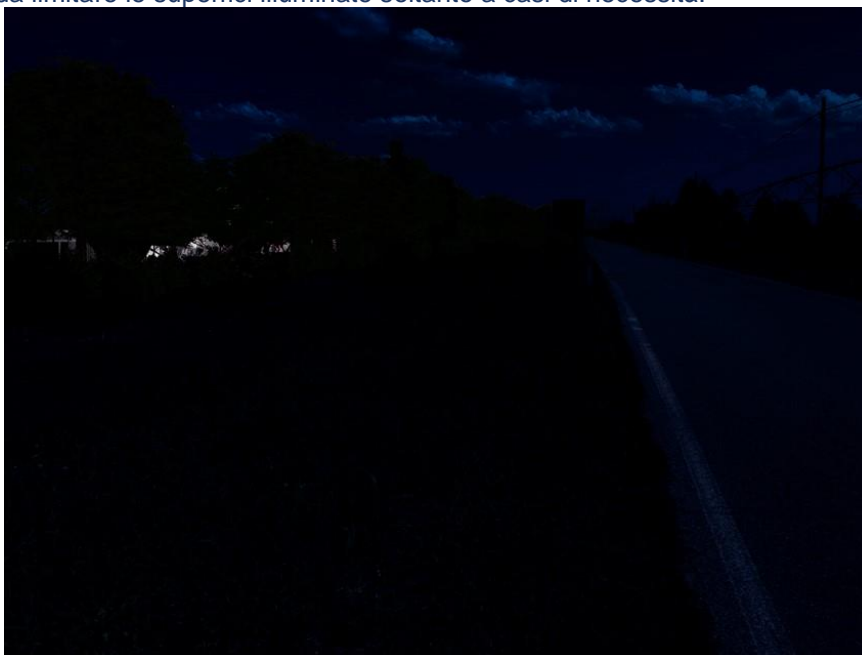


Figura 15 - Simulazione visione notturna inquinamento luminoso accesso impianto



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO**  
**DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp**  
**Maniago Solar 1**  
Comune di Maniago  
**Relazione tecnica**

Pag 90 di 118

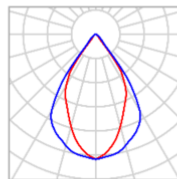
Si riporta inoltre il calcolo illuminotecnico del sistema di illuminazione perimetrale a LED dotato di telecamere di videosorveglianza.

I sistemi di sicurezza saranno installati in modo da salvaguardare la vita della fauna locale che potrebbe essere disturbata da un eccesso di illuminazione. L'illuminazione prevista sarà quella minima atta a consentire una visione efficace del perimetro attraverso le telecamere nei soli casi di attivazione del sistema antintrusione e attività straordinarie.

Viene in questa sede fornita una indicazione tipologica dell'impianto, prevedendo un distanziamento dei punti luce pari a circa 40 m.

Sulla base di questa indicazione è stato sviluppato il calcolo mediante il software Dialux per una striscia di 4 pali.

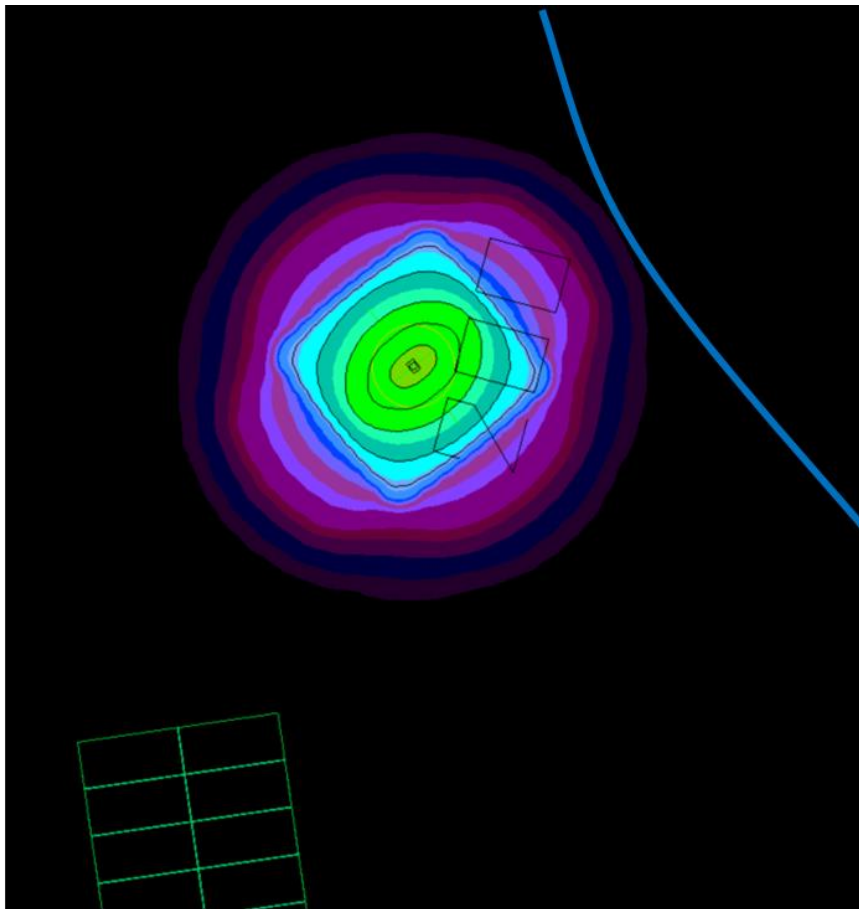
### Disposizione lampade



Produttore	Disano Illuminazione S.p.A	P	30.0 W
Articolo No.	413749-00	$\Phi_{Lampada}$	2660 lm
Nome articolo	1130 Punto LED - COB		
Dotazione	1x LEM18780_1130_30		



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO**  
**DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp**  
**Maniago Solar 1**  
Comune di Maniago  
**Relazione tecnica**







**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO**  
**DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp**  
**Maniago Solar 1**  
 Comune di Maniago  
**Relazione tecnica**



Proprietà	$\bar{E}$	$E_{min.}$	$E_{max}$
Superficie di calcolo 5 Illuminamento perpendicolare (adattivo) Altezza: 0.000 m	0.15 lx	0.00 lx	220 lx

Dall'analisi fatta emerge che il punto massimo di illuminazione avrebbe un valore pari a 220 lux.



Considerando che l'illuminazione si attiverà per i settori di interesse nei soli casi di intrusione e attività straordinarie e che le lampade saranno orientate esclusivamente verso il campo fotovoltaico, si ritiene che l'illuminazione non sia un elemento di disturbo alla fauna locale

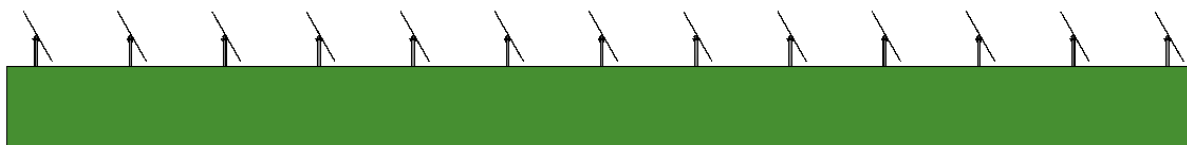


## **10. INTERFERENZA DEI MODULI CON L'IRRAGGIAMENTO SOLARE AL SUOLO**

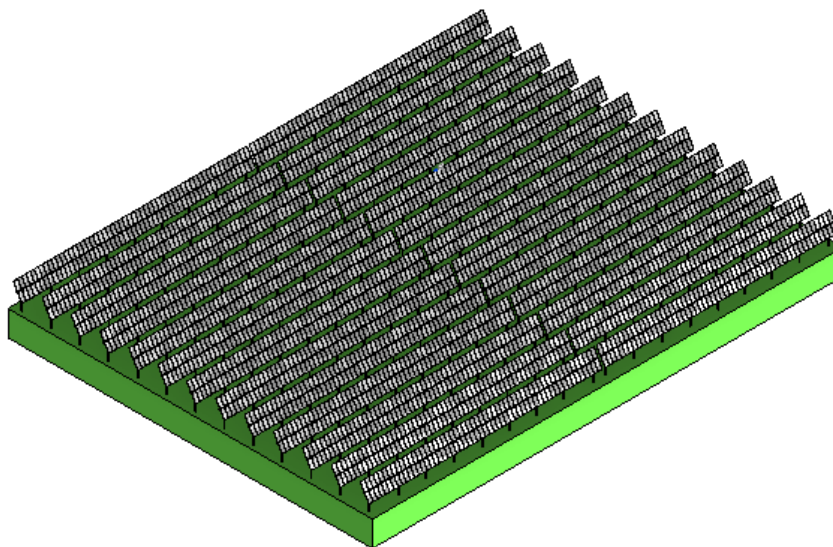
### *Radiazione solare sotto i tracker*

Su una porzione di impianto fotovoltaico composta da 2912 moduli che corrispondono a 7.961,6 mq di superficie rispetto ad un lotto di 13.000 mq di terreno (lotto di 100x130 m), è stata svolta l'analisi della luce solare annua con lo strumento di analisi di luce solare integrato in Revit nel plug-in di Insight. Questo strumento consente di prendere in considerazione le ombreggiature degli oggetti adiacenti.

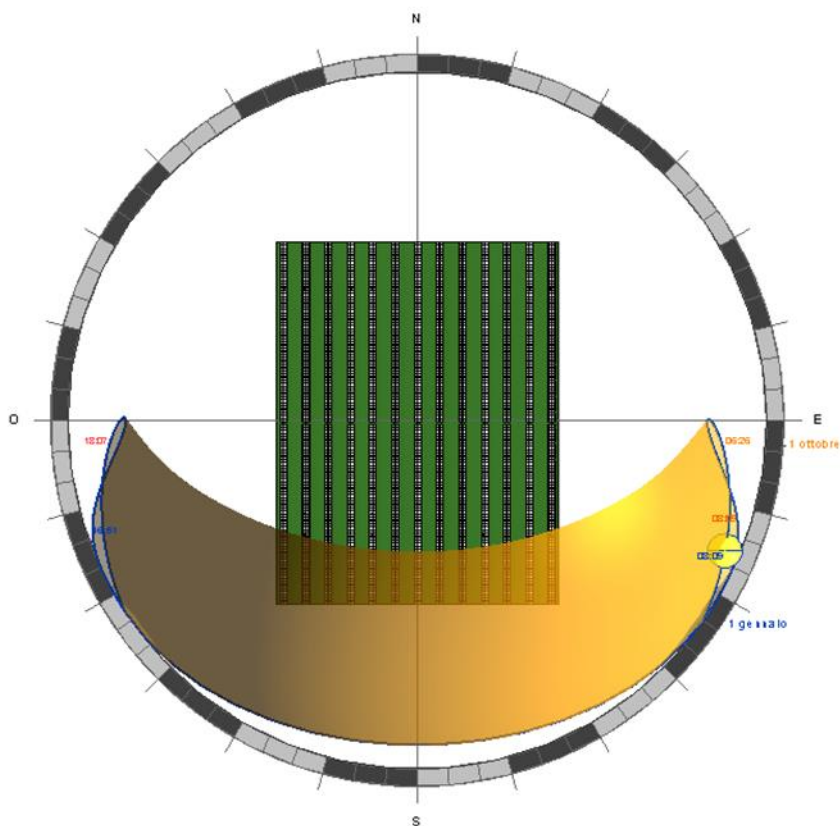
Il calcolo tiene conto dell'incidenza oraria nelle varie inclinazioni dei moduli fotovoltaici posizionati sui tracker, il range delle inclinazioni va da 30° a 150° rispetto l'asse verticale del tracker.



Sezione frontale nella prima inclinazione (30°)



Modello per analisi della luce solare annua



Percorso solare annuo

Il percorso solare annuo permette di valutare l'angolazione dei tracker per ogni ora del giorno. Dal grafico si nota che la permanenza del sole completa durante l'anno è alle 9 alle 16.

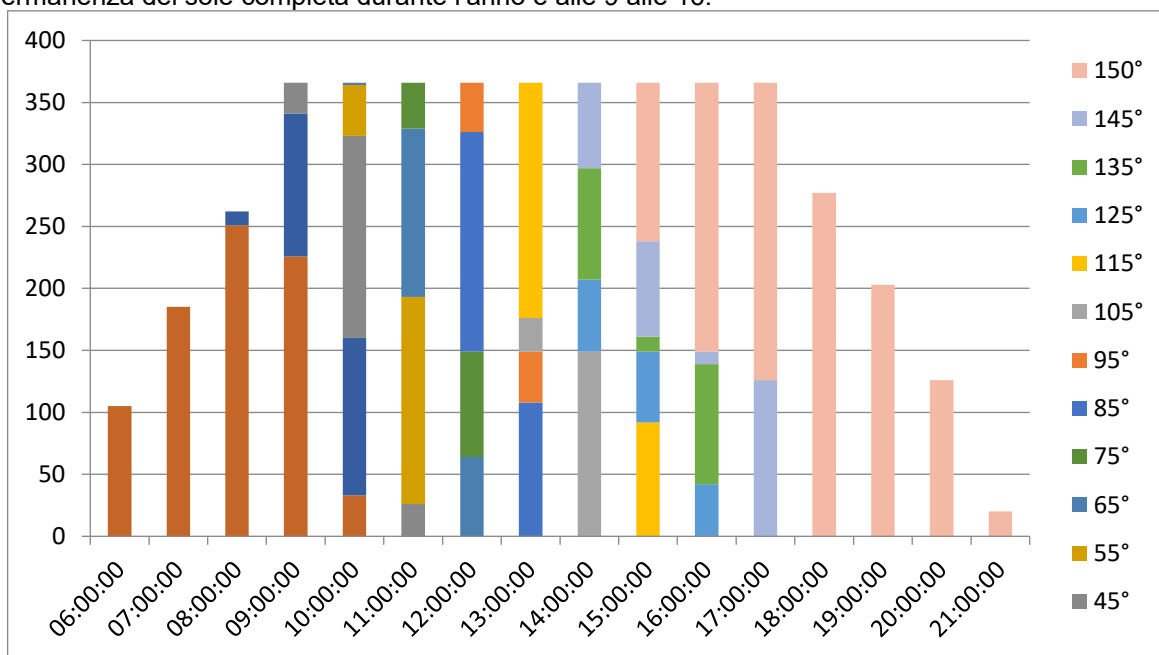


Figura 4 – Ore annuali in ogni inclinazione per ogni

Lo studio l'incidenza annuale si è svolto in quattordici diverse inclinazioni (30°, 35°, 45°, 55°, 65°, 75°, 85°, 95°, 105°, 115°, 125°, 135°, 145°, 150°) per ognuna di queste è stata calcolata la radiazione a terra.



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO**  
**DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp**  
**Maniago Solar 1**  
Comune di Maniago  
**Relazione tecnica**

Pag 95 di 118

Eseguito il calcolo della radiazione solare media ponderata che risulta 2.210.533,15 kWh/anno e considerata l'altezza dei tracker di 2,5 m si confronta con la radiazione solare annua della superficie senza i tracker pari a 2.232.474 kWh/anno.



**Dalla simulazione risulta una perdita dell'irraggiamento limitata al 1,0%**

La verifica è stata effettuata nelle seguenti condizioni, corrispondenti al sito di **Maniago**:

	Irraggiamento orizzontale globale  kWh/m <sup>2</sup> /mese	Irraggiamento diffuso orizz.  kWh/m <sup>2</sup> /mese	Temperatura  °C	Velocità del vento  m/s
Gennaio	44,6	22,1	4	2
Febbraio	65	31,4	5,4	2,5
Marzo	105,4	48,1	9,8	2,6
Aprile	122,5	68,1	13,8	2,5
Maggio	167,2	89,2	18,6	2,3
Giugno	178	83,1	22,7	2,19
Luglio	185,5	77,1	24,9	2,19
Agosto	160,8	72,2	24,6	2,21
Settembre	108,6	50,4	19,4	2,2
Ottobre	68,8	46	14,9	2,1
Novembre	40,7	23,5	9,7	2,1
Dicembre	32,9	18,8	5,1	2
<b>Anno</b>	<b>1280,0</b>	<b>630,0</b>	<b>14,4</b>	<b>2,2</b>



## **11. IMPATTO ACUSTICO**

Allegato al presente studio è stata redatta dal Per. Ind. Agelio Mantoani la relazione di valutazione previsionale di impatto acustico da cui si riportano in linea di massima i contenuti, ma si rimanda alla relazione specialistica per la completa espressione dei dati.

La presente relazione illustra i risultati della valutazione previsionale di impatto acustico volta a quantificare il livello di rumorosità ambientale ai ricettori sensibili individuati, in seguito alle attività rumorose temporanee di cantiere che si protraggono in periodo diurno, previste per la realizzazione di un impianto solare agrivoltaico che si estende su un'area di circa 120 ettari, all'interno di un proprietà privata in Comune di Maniago (PN), verificando quindi il rispetto dei limiti stabiliti dalle vigenti disposizioni di Legge.

Nello specifico la seguente relazione viene allegata all'autorizzazione in deroga per lo svolgimento nel territorio comunale delle attività di cantiere rumorose.

Per quanto riguarda questa relazione, il Comune di Maniago ha adottato un Piano Comunale di Classificazione Acustica; pertanto, vengono applicati i limiti previsti dal DPCM 14/11/97.

### **11.1 NORMATIVA DI RIFERIMENTO**

Per effettuare l'indagine fonometrica si è rispettato quanto contenuto nella normativa attualmente vigente in materia:

- Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 01/03/1991

Limiti massimi di esposizione al rumore negli ambienti abitativi e nell'ambiente esterno.

- Legge ordinaria del Parlamento n° 447 del 26/10/1995

Legge quadro sull'inquinamento acustico.

- Decreto Ministeriale del 11/12/1996

Applicazione del criterio differenziale per gli impianti a ciclo produttivo continuo.

- Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 14/11/1997

Determinazione dei valori limite delle sorgenti sonore.

- Decreto Ministeriale del 16/03/1998

Tecniche di rilevamento e di misurazione dell'inquinamento acustico.

- Legge Regionale del 18/06/2007 n.16

Norme in materia di tutela dall'inquinamento atmosferico e dall'inquinamento acustico.

- Delibera della Giunta regionale del Friuli Venezia Giulia 17 dicembre 2009, n. 2870

Adozione di criteri per la redazione della documentazione di impatto e clima acustico.

- Regolamento Comunale per la disciplina delle attività rumorose del Comune di Udine

- P.C.C.A. Comune di Maniago (Ud)

• Linee guida per il controllo dell'inquinamento acustico ai fini dell'autorizzazione, anche in deroga ai valori limite, per lo svolgimento di attività temporanee e di manifestazioni in luogo pubblico o aperto al pubblico e per spettacoli a carattere temporaneo ovvero mobile

### **11.2 METODOLOGIA DI MISURA**

• **Le misurazioni sono state eseguite in conformità a quanto prescritto dal DM 16/03/1998**, collocando il fonometro su apposito sostegno e posizionando il microfono all'altezza di circa 1,5 m e ad una distanza di almeno 1 m da superfici interferenti e orientato verso la sorgente di rumore.

• **Le condizioni meteorologiche**, all'atto dei rilevamenti, **sono risultate conformi a quanto prescritto dal DPCM 01/03/91**. Il microfono era comunque dotato di cuffia antivento.





**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO**  
**DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp**  
**Maniago Solar 1**  
Comune di Maniago  
**Relazione tecnica**

Pag 97 di 118

- I tempi di campionamento adottati per le rilevazioni del rumore sono stati scelti di volta in volta a seconda delle caratteristiche di variabilità del rumore, ciò al fine di coprire un intervallo sufficiente per pervenire alla determinazione del livello equivalente con buon grado di stabilità dell'indicazione nel tempo.
- **L'incertezza della misura** è stata considerata tenendo conto dei 4 elementi principali di errore che possono pregiudicare la corretta effettuazione della misura (strumentale, ambientale, temporale e posizionamento dello strumento). Essendo state rispettate tutte le condizioni previste dalla normativa l'incertezza complessiva è stata stimata pari a  $\pm 1$ dB.

### 11.3 FASI IMPATTI ACUSTICI

---

- **Fase 1: Predisposizione strade (viabilità interna al cantiere)**  
Il lavoro consiste nella realizzazione delle vie di accesso al sito precedentemente individuate e tracciate, rendendole adeguate al passaggio dei mezzi di cantiere.
- **Fase 2: Battitura pali**  
Il lavoro consiste nell'infissione dei pali con macchina battipalo per l'ancoraggio a terra della struttura portante del generatore fotovoltaico.
- **Fase 3: Scavi linee elettriche**  
Il lavoro consiste nel compiere gli scavi per poter posizionare tutti i cavidotti attraverso i quali saranno stesi i diversi cavi necessari al funzionamento dell'impianto.  
La prima fase è quella di compiere mediante pala meccanica le operazioni di scavo dopo gli opportuni tracciamenti. Successivamente vengono posizionati i cavidotti che saranno poi ricoperti con il materiale proveniente dagli scavi.
- **Fase 4: Realizzazione cavidotto**  
Per la realizzazione del cavidotto si effettuerà la posa dei cavi con tecnica HDD Horizontal Directional Drilling prevedendo la esecuzione dei pozzi di lancio ed arrivo a distanza non inferiore a 5 m dal confine di proprietà delle aree di pertinenza delle ferrovie dello Stato.  
Si procederà alla posa dei cavi con l'ausilio di tecnica non invasiva No Dig.  
Nello specifico si prevede di adottare la tecnologia del Horizontal Directional Drilling (HDD) che prevede la esecuzione della perforazione eseguita mediante utensile direzionabile. La capacità di controllo della traiettoria piano altimetrica è data dall'impiego contemporaneo di un sistema di guida e di una testa perforante direzionabile. La posizione della testa di scavo è monitorata in continuo grazie alla presenza di una sonda: è così possibile controllare il tracciato della perforazione con il profilo di progetto, riscontrare e correggere in tempo reale eventuali deviazioni. Il controllo elettronico piano altimetrico della perforazione in uno all'utilizzo di tubazioni flessibili (tipo in PEAD) permettono la realizzazione di tracciati di notevole curvatura in cui l'impatto acustico della stessa risulta trascurabile.  
  
Oltre alle fasi sopra descritte, si aggiunge una fase d'opera preliminare, di preparazione del cantiere, da cui si ritiene non derivino attività rumorose significative.  
Al fine di limitare in maniera consapevole il contributo rumoroso delle suddette fasi, le diverse attività lavorative non saranno svolte in sovrapposizione.



#### 11.4 LOCALIZZAZIONE DEI RECETTORI SENSIBILI



I ricettori denominati con le sigle R1, R2 e R3, corrispondono alle principali abitazioni limitrofe al cantiere, e dunque più soggette al disturbo, sebbene si presuma che questo avvenga in periodi temporali distinti, vista la grande estensione del cantiere.

Per questa ragione, lo studio previsionale contemplerà una simulazione di impatto acustico in cui, ciascuna delle tre fasi di cantiere precedentemente descritte, verrà analizzata quando opera nelle immediate vicinanze dei ricettori individuati.

Per la **Fase 4 - Realizzazione del cavidotto** si ritiene che la fase operativa lungo tutto il tracciato possa essere acusticamente rappresentata dalla Fase n°3 di cantiere (Scavi linee elettriche), visto che le operazioni di scavo saranno le stesse e in diversi punti verrà utilizzata la tecnica No-Dig che risulta acusticamente trascurabile e quindi avrà un impatto acustico totale minore rispetto ad uno scavo tradizionale.

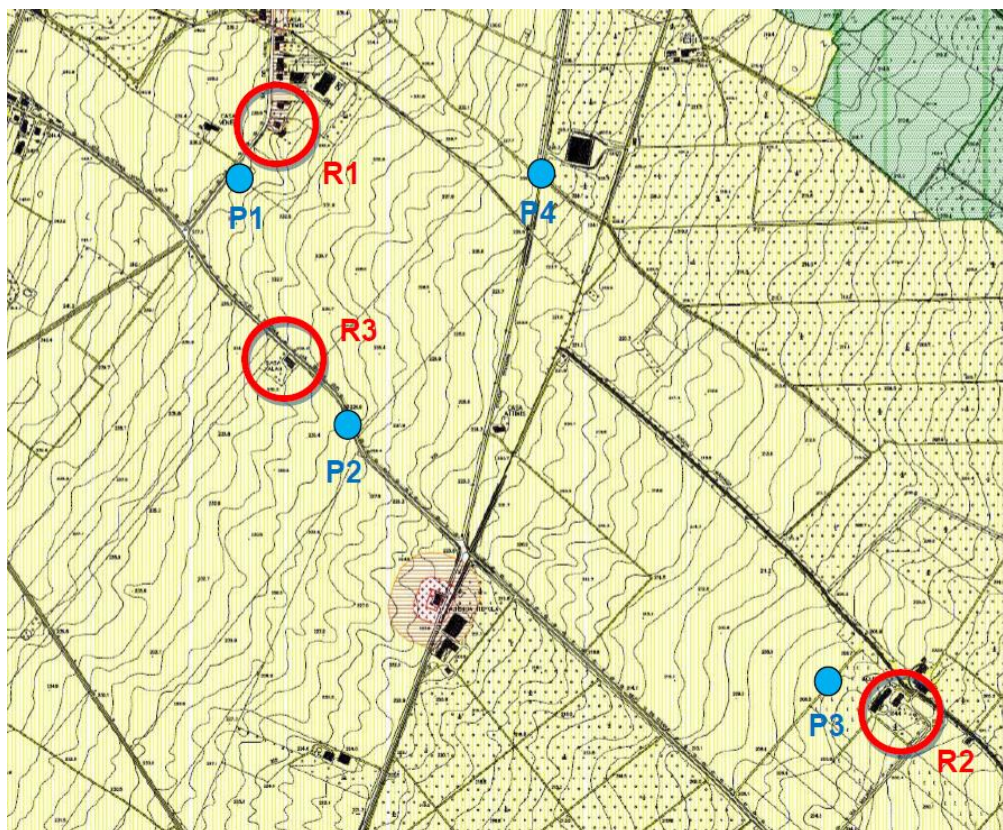
In ottica di maggior tutela dei vari recettori sensibili posti lungo il percorso del cavidotto si prende a riferimento come recettore sensibile per tutto il percorso di tracciamento del cavidotto il recettore R3 che è posto nelle immediate vicinanze del cantiere stesso.

Inoltre, il punto di misura P2 posto nelle vicinanze di R3 è quello che ha il rumore di fondo più elevato e viene preso come riferimento per tutta l'area di cantiere del cavidotto.

**Così facendo tutti i recettori posti sia nelle vicinanze che a distanze maggiori rispetto all'area di scavo del cavidotto saranno tutti in egual misura tutelati.**

#### 11.5 ZONIZZAZIONE ACUSTICA

Il Comune di Maniago ha adottato un Piano Comunale di Classificazione Acustica. All'interno del suddetto piano, il cantiere così come i ricettori civili più sensibili, sono ubicati all'interno della **classe II (Aree prevalentemente residenziali)**.



I rilievi strumentali si sono svolti per evidenziare il clima acustico zona con particolare riguardo all'area che ospiterà il cantiere e le zone limitrofe ospitanti strade e ricettori civili, in modo da poter tarare il modello previsionale che simulerà il rumore emesso dalle lavorazioni di progetto.

Durante le misurazioni si è tenuto conto del rumore proveniente dalle strade che corrono lungo e attraverso il sito, come descritto nel capitolo introduttivo.

In tutte le misure sotto riportate si è tenuto conto di eventuali correzioni dovute a componenti tonali, impulsive o di bassa frequenza.

Di seguito vengono riportate le misure dei rilievi fonometrici riferiti allo stato di fatto effettuate:

ID	T <sub>R</sub> (min)	T <sub>O</sub> (min)	T <sub>M</sub> (min)	L <sub>Aeq</sub> , dB(A)	LIMITE IMMISSIONE
P1	06:00 – 22:00	09:00 – 12:00	15 minuti	<b>64,3</b>	55 dB(A)
P2	06:00 – 22:00	09:00 – 12:00	20 minuti	<b>66,1</b>	55 dB(A)
P3	06:00 – 22:00	09:00 – 12:00	10 minuti	<b>37,5</b>	55 dB(A)
P4	06:00 – 22:00	09:00 – 12:00	20 minuti	<b>61,0</b>	55 dB(A)

Le due strade che affiancano l'area di cantiere, ovvero Via Tesana Sud (SP56) e Via Traviana, risultano percorse da un traffico di bassa intensità, composto prevalentemente da mezzi leggeri e mezzi agricoli. Questo vale anche per Via Venier, la via di ingresso al paese di Campagna dove si trova il ricettore R1.

Il flusso veicolare, quantificabile sulla base del tempo di osservazione in circa 60 mezzi/h, tuttavia caratterizza il clima acustico di zona con particolare riguardo ai recettori sensibili presenti nell'area. Quanto detto è sostenibile dal fatto che, per tutte le rilevazioni del rumore residuo effettuate ai recettori limitrofi al cantiere e al contempo alle suddette strade (punti P1, P2 e P4), risultano superiori ai limiti di emissione e immissione previsti per la Classe II della zonizzazione nel periodo diurno (rispettivamente 50 e 55 dB(A)).

L'unica rilevazione che rispetta i limiti della Classe II è quella in corrispondenza del punto di misura P3, inserito in un contesto agricolo distante da strade e attività rumorose riconducibili all'attività umana.





## 11.6 DESCRIZIONE ATTIVITÀ DI CANTIERE

Analizzando la relazione tecnica pervenuta dalla Committenza, le fasi lavorative saranno caratterizzate dalla presenza di diverse macchine operatrici che si alterneranno in cantiere, occupando man mano che l'opera prenderà forma, i 120 ettari circa di insediamento.

Di seguito un elenco delle macchine operatrici con la rispettiva potenza sonora  $L_w$  espressa in dB(A):

Macchine operatrici	$L_w$ dB(A)
Autobetoniera	100
Autocarro ribaltabile quattro assi	92
Autocarro con gru	96
Autopompa cls	106
Dumper	106
Escavatore gommato terna	103
Escavatore cigolato	108
Grader	106
Rullo compressore	103
Pala meccanica gommata	103
Macchina battipalo	90

In particolare, le macchine operatrici ed il relativo impiego temporale (secondo cronoprogramma dei lavori) può così essere riassunto:

Fase	Oggetto	Mezzi principali	N.	Presenza giornaliera	Potenza sonora singola macchina
1	Predisposizione strade	Autocarro	1	5 ore/gg	100 dB
		Escavatore	1		
		Rullo compattatore	1		
2	Battitura pali	Battipali	3	8 ore/gg	90 dB
3	Scavi linee elettriche	Escavatore	1	2 ore/gg	100 dB
		Manitou	1		
		Rullo compattatore	1		

L'attivazione dei suddetti macchinari è prevista dalle ore 08:00 alle ore 12:00 e dalle ore 13:00 alle ore 17:00.

Per le restanti attività, fermo restando gli orari riportati, non si ravvisano lavorazioni rumorose impattanti.

Le fasi di lavoro previste nei diversi lotti di cantiere non verranno svolte in contemporanea in modo da aver il minore impatto acustico possibile sui recettori sensibili.

**In considerazione delle caratteristiche operative della fase di cantiere n°1 (numero di mezzi, tipologia e impiego giornaliero), si ritiene che questa possa essere acusticamente rappresentativa anche della Fase n°3.**

**Per questa ragione nello studio previsionale non si è proceduto alla simulazione di quest'ultima fase.**

## 11.7 RELAZIONE PREVISIONALE

Per la relazione previsionale sono state analizzate singolarmente le fasi di lavoro nelle aree previste in modo da caratterizzare in maniera dettagliata l'emissione sonora.



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO**  
**DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp**  
**Maniago Solar 1**  
Comune di Maniago  
**Relazione tecnica**

Pag 101 di  
118

Con i dati riportati sulle schede tecniche dei mezzi e delle attrezzature di lavoro è stato possibile simulare, con l'ausilio del software "SoundPlan", la propagazione del rumore prodotto dalla sorgente nell'ambiente circostante. Preventivamente si è creato un Modello Digitale del Terreno (DGM) considerando un'ampia area intorno al cantiere oggetto dello studio.

Quindi, si sono modellati i fabbricati limitrofi al cantiere di progetto e le strade, individuando i ricettori sensibili. Nelle tabelle seguenti si riportano i valori di pressione sonora immessi in direzione dei ricettori sensibili e su quattro punti di controllo corrispondenti alle misure eseguite durante la campagna di rilievo a seconda delle fasi di cantiere svolte di volta in volta.

FASE 1: Predisposizione strade e livellamento terreno			
ID	T <sub>R</sub> (min)	L <sub>Aeq</sub> dB(A)	LIMITE IN DEROGA PER LA CLASSE II
P1	06:00 – 22:00	65,2	70 dB(A)
P2	06:00 – 22:00	66,6	70 dB(A)
P3	06:00 – 22:00	34,0	70 dB(A)
P4	06:00 – 22:00	60,8	70 dB(A)
R1	06:00 – 22:00	59,4	70 dB(A)

Rumore immesso Fase 1 nei confronti di R1

FASE 1: Predisposizione strade e livellamento terreno			
ID	T <sub>R</sub> (min)	L <sub>Aeq</sub> dB(A)	LIMITE IN DEROGA PER LA CLASSE II
P1	06:00 – 22:00	65,1	70 dB(A)
P2	06:00 – 22:00	66,6	70 dB(A)
P3	06:00 – 22:00	67,0	70 dB(A)
P4	06:00 – 22:00	60,8	70 dB(A)
R2	06:00 – 22:00	46,4	70 dB(A)

Rumore immesso Fase 1 nei confronti di R2

FASE 1: Predisposizione strade e livellamento terreno			
ID	T <sub>R</sub> (min)	L <sub>Aeq</sub> dB(A)	LIMITE IN DEROGA PER LA CLASSE II
P1	06:00 – 22:00	65,2	70 dB(A)
P2	06:00 – 22:00	66,7	70 dB(A)
P3	06:00 – 22:00	34,2	70 dB(A)
P4	06:00 – 22:00	60,8	70 dB(A)
R3	06:00 – 22:00	65,9	70 dB(A)

Rumore immesso Fase 1 nei confronti di R3





**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO**  
**DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp**  
**Maniago Solar 1**  
Comune di Maniago  
**Relazione tecnica**

Pag 102 di  
118

FASE 2: Battitura pali			
ID	T <sub>R</sub> (min)	L <sub>Aeq</sub> , dB(A)	LIMITE IN DEROGA PER LA CLASSE II
P1	06:00 – 22:00	65,2	70 dB(A)
P2	06:00 – 22:00	66,6	70 dB(A)
P3	06:00 – 22:00	34,0	70 dB(A)
P4	06:00 – 22:00	60,8	70 dB(A)
R1	06:00 – 22:00	59,4	70 dB(A)

Rumore immesso Fase 2 nei confronti di R1

FASE 2: Battitura pali			
ID	T <sub>R</sub> (min)	L <sub>Aeq</sub> , dB(A)	LIMITE IN DEROGA PER LA CLASSE II
P1	06:00 – 22:00	65,1	70 dB(A)
P2	06:00 – 22:00	66,6	70 dB(A)
P3	06:00 – 22:00	45,4	70 dB(A)
P4	06:00 – 22:00	60,8	70 dB(A)
R2	06:00 – 22:00	38,0	70 dB(A)

Rumore immesso Fase 2 nei confronti di R2

FASE 2: Battitura pali			
ID	T <sub>R</sub> (min)	L <sub>Aeq</sub> , dB(A)	LIMITE IN DEROGA PER LA CLASSE II
P1	06:00 – 22:00	65,1	70 dB(A)
P2	06:00 – 22:00	66,6	70 dB(A)
P3	06:00 – 22:00	33,6	70 dB(A)
P4	06:00 – 22:00	60,8	70 dB(A)
R3	06:00 – 22:00	64,7	70 dB(A)

Rumore immesso Fase 2 nei confronti di R3

FASE 3: Scavi linee elettriche			
ID	T <sub>R</sub> (min)	L <sub>Aeq</sub> , dB(A)	LIMITE IN DEROGA PER LA CLASSE II
P1	06:00 – 22:00	65,2	70 dB(A)
P2	06:00 – 22:00	66,6	70 dB(A)
P3	06:00 – 22:00	34,0	70 dB(A)
P4	06:00 – 22:00	60,8	70 dB(A)
R1	06:00 – 22:00	59,4	70 dB(A)

Rumore immesso Fase 3 nei confronti di R1



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO**  
**DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp**  
**Maniago Solar 1**  
Comune di Maniago  
**Relazione tecnica**

Pag 103 di  
118

FASE 3: Scavi linee elettriche			
ID	T <sub>R</sub> (min)	L <sub>Aeq</sub> , dB(A)	LIMITE IN DEROGA PER LA CLASSE II
P1	06:00 – 22:00	65,1	70 dB(A)
P2	06:00 – 22:00	66,6	70 dB(A)
P3	06:00 – 22:00	67,0	70 dB(A)
P4	06:00 – 22:00	60,8	70 dB(A)
R2	06:00 – 22:00	46,4	70 dB(A)

Rumore immesso Fase 3 nei confronti di R2

FASE 3: Scavi linee elettriche			
ID	T <sub>R</sub> (min)	L <sub>Aeq</sub> , dB(A)	LIMITE IN DEROGA PER LA CLASSE II
P1	06:00 – 22:00	65,2	70 dB(A)
P2	06:00 – 22:00	66,7	70 dB(A)
P3	06:00 – 22:00	34,2	70 dB(A)
P4	06:00 – 22:00	60,8	70 dB(A)
R3*	06:00 – 22:00	65,9	70 dB(A)

Rumore immesso Fase 3 nei confronti di R3

\* Come definito a pagina 11 della presente relazione, in ottica di maggior tutela dei vari recettori sensibili posti lungo il percorso del cavidotto, si prende a riferimento come recettore sensibile per tutto il percorso di tracciamento del cavidotto (Fase 4 – Realizzazione cavidotto) il recettore R3 che è posto nelle immediate vicinanze del cantiere stesso.

Il rispetto dei limiti acustici al recettore R3 permette di considerare rispettati i limiti anche per tutti i recettori presenti lungo la linea di realizzazione del cavidotto.

E' stato condotto uno studio previsionale di acustica ambientale rivolto a descrivere il possibile disturbo delle attività di cantiere finalizzate alla realizzazione di un impianto agrovoltaiico in Comune di Maniago.

L'esito della simulazione ha dimostrato che le fasi di cantiere previste rispettano i limiti assoluti di immissione fissati secondo le classi acustiche in deroga al PCCA del Comune di Maniago.

Secondo le norme tecniche di attuazione al PCCA non si è proceduto alla verifica del criterio differenziale ai ricettori civili più prossimi all'insediamento di progetto.



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO**  
**DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp**  
**Maniago Solar 1**  
Comune di Maniago  
**Relazione tecnica**

Pag 104 di  
118

## ALLEGATO 1 – PVSYST

Nelle pagine seguenti è riportata la verifica PVSyst in merito alla produzione fotovoltaica:



### PVsyst V7.2.21

VC2, Simulation date:  
25/11/22 14:45  
with v7.2.21

### Project: Maniago

Variant: 620 Wp, Trackers\_versione finale

Studio Ing. Valz Gris (Italy)

#### Project summary

Geographical Site	Situation	Project settings
<b>Campagna</b> Italy	Latitude 46.14 °N Longitude 12.75 °E Altitude 224 m Time zone UTC+1	Albedo 0.20
<b>Meteo data</b> Case Filipuzzi PVGIS-SARAH2 - 2020		

#### System summary

Grid-Connected System	Unlimited Trackers with backtracking	Near Shadings
Simulation for year no 1		No Shadings
<b>PV Field Orientation</b> Orientation Tracking horizontal axis	<b>Tracking algorithm</b> Astronomic calculation Backtracking activated	
<b>System information</b> <b>PV Array</b> Nb. of modules 135744 units Pnom total 84.16 MWp	<b>Inverters</b> Nb. of units 30 units Pnom total 75.00 MWac Pnom ratio 1.122	
<b>User's needs</b> Unlimited load (grid)		

#### Results summary

Produced Energy	133.5 GWh/year	Specific production	1587 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	92.01 %
-----------------	----------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

#### Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	11
Loss diagram	12
Special graphs	13
Aging Tool	14



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO**  
**DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp**  
**Maniago Solar 1**  
 Comune di Maniago  
**Relazione tecnica**

Pag 105 di  
118



**PVsyst V7.2.21**  
 VC2, Simulation date:  
 25/11/22 14:45  
 with v7.2.21

Project: Maniago

Variant: 620 Wp, Trackers\_versione finale

Studio Ing. Valz Gris (Italy)

**General parameters**

<b>Grid-Connected System</b>		<b>Unlimited Trackers with backtracking</b>	
<b>PV Field Orientation</b>		<b>Tracking algorithm</b>	
<b>Orientation</b>		Astronomic calculation	
Tracking horizontal axis		Backtracking activated	
		<b>Backtracking array</b>	
		Nb. of trackers 10 units	
		Unlimited trackers	
		<b>Sizes</b>	
		Tracker Spacing 8.25 m	
		Collector width 4.53 m	
		Ground Cov. Ratio (GCR) 54.9 %	
		Left inactive band 0.02 m	
		Right inactive band 0.02 m	
		Phi min / max. +/- 60.0 °	
		<b>Backtracking strategy</b>	
		Phi limits +/- 56.3 °	
		Backtracking pitch 8.25 m	
		Backtracking width 4.53 m	
<b>Models used</b>		<b>Near Shadings</b>	
Transposition Perez		No Shadings	
Diffuse Imported DHI			
Circumsolar separate			
<b>Horizon</b>		<b>User's needs</b>	
Free Horizon		Unlimited load (grid)	
<b>Bifacial system</b>			
Model 2D Calculation			
unlimited trackers			
<b>Bifacial model geometry</b>		<b>Bifacial model definitions</b>	
Tracker Spacing 8.25 m		Ground albedo 0.30	
Tracker width 4.57 m		Bifaciality factor 80 %	
GCR 55.4 %		Rear shading factor 5.0 %	
Axis height above ground 2.10 m		Rear mismatch loss 10.0 %	
		Shed transparent fraction 0.0 %	

**PV Array Characteristics**

<b>PV module</b>		<b>Inverter</b>	
Manufacturer Suntech		Manufacturer Siemens	
Model STP620S-C78/Nmh+		Model Sinacon PV2500	
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power 620 Wp		Unit Nom. Power 2500 kWac	
Number of PV modules 135744 units		Number of inverters 30 units	
Nominal (STC) 84.16 MWp		Total power 75000 kWac	
<b>Array #1 - Sub-array 1</b>			
Number of PV modules 4464 units		Number of inverters 1 unit	
Nominal (STC) 2768 kWp		Total power 2500 kWac	
Modules 186 Strings x 24 In series			
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage 1006-1500 V	
Pmpp 2581 kWp		Phom ratio (DC:AC) 1.11	
U mpp 1013 V			
I mpp 2549 A			



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO**  
**DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp**  
**Maniago Solar 1**  
Comune di Maniago  
**Relazione tecnica**



**PVsyst V7.2.21**

VC2, Simulation date:  
25/11/22 14:45  
with v7.2.21

Project: Maniago

Variant: 620 Wp, Trackers\_versione finale

Studio Ing. Valz Gris (Italy)

**PV Array Characteristics**

**Array #2 - Sub-array 2**

Number of PV modules	4464 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	2768 kWp	Total power	2500 kWac
Modules	186 Strings x 24 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	1006-1500 V
Pmpp	2581 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.11
U mpp	1013 V		
I mpp	2549 A		

**Array #3 - Sub-array 3**

Number of PV modules	4464 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	2768 kWp	Total power	2500 kWac
Modules	186 Strings x 24 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	1006-1500 V
Pmpp	2581 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.11
U mpp	1013 V		
I mpp	2549 A		

**Array #4 - Sub-array 4**

Number of PV modules	4464 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	2768 kWp	Total power	2500 kWac
Modules	186 Strings x 24 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	1006-1500 V
Pmpp	2581 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.11
U mpp	1013 V		
I mpp	2549 A		

**Array #5 - Sub-array 5**

Number of PV modules	4464 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	2768 kWp	Total power	2500 kWac
Modules	186 Strings x 24 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	1006-1500 V
Pmpp	2581 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.11
U mpp	1013 V		
I mpp	2549 A		

**Array #6 - Sub-array 6**

Number of PV modules	4464 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	2768 kWp	Total power	2500 kWac
Modules	186 Strings x 24 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	1006-1500 V
Pmpp	2581 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.11
U mpp	1013 V		
I mpp	2549 A		

**Array #7 - Sub-array 7**

Number of PV modules	4464 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	2768 kWp	Total power	2500 kWac
Modules	186 Strings x 24 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	1006-1500 V
Pmpp	2581 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.11
U mpp	1013 V		
I mpp	2549 A		





**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO**  
**DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp**  
**Maniago Solar 1**  
Comune di Maniago  
**Relazione tecnica**

Pag 107 di  
118



**PVsyst V7.2.21**

VC2, Simulation date:  
25/11/22 14:45  
with v7.2.21

Project: Maniago

Variant: 620 Wp, Trackers\_versione finale

Studio Ing. Valz Gris (Italy)

**PV Array Characteristics**

**Array #8 - Sub-array 8**

Number of PV modules	4464 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	2768 kWp	Total power	2500 kWac
Modules	186 Strings x 24 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	1006-1500 V
Pmpp	2581 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.11
U mpp	1013 V		
I mpp	2549 A		

**Array #9 - Sub-array 9**

Number of PV modules	4464 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	2768 kWp	Total power	2500 kWac
Modules	186 Strings x 24 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	1006-1500 V
Pmpp	2581 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.11
U mpp	1013 V		
I mpp	2549 A		

**Array #10 - Sub-array 10**

Number of PV modules	4512 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	2797 kWp	Total power	2500 kWac
Modules	188 Strings x 24 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	1006-1500 V
Pmpp	2609 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.12
U mpp	1013 V		
I mpp	2576 A		

**Array #11 - Sub-array 11**

Number of PV modules	4512 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	2797 kWp	Total power	2500 kWac
Modules	188 Strings x 24 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	1006-1500 V
Pmpp	2609 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.12
U mpp	1013 V		
I mpp	2576 A		

**Array #12 - Sub-array 12**

Number of PV modules	4512 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	2797 kWp	Total power	2500 kWac
Modules	188 Strings x 24 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	1006-1500 V
Pmpp	2609 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.12
U mpp	1013 V		
I mpp	2576 A		

**Array #13 - Sub-array 13**

Number of PV modules	4512 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	2797 kWp	Total power	2500 kWac
Modules	188 Strings x 24 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	1006-1500 V
Pmpp	2609 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.12
U mpp	1013 V		
I mpp	2576 A		



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO**  
**DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp**  
**Maniago Solar 1**  
Comune di Maniago  
**Relazione tecnica**

Pag 108 di  
118



**PVsyst V7.2.21**

VC2, Simulation date:  
25/11/22 14:45  
with v7.2.21

Project: Maniago

Variant: 620 Wp, Trackers\_versione finale

Studio Ing. Valz Gris (Italy)

**PV Array Characteristics**

**Array #14 - Sub-array 14**

Number of PV modules	4776 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	2961 kWp	Total power	2500 kWac
Modules	199 Strings x 24 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	1006-1500 V
Pmpp	2761 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.18
U mpp	1013 V		
I mpp	2727 A		

**Array #15 - Sub-array 15**

Number of PV modules	4776 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	2961 kWp	Total power	2500 kWac
Modules	199 Strings x 24 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	1006-1500 V
Pmpp	2761 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.18
U mpp	1013 V		
I mpp	2727 A		

**Array #16 - Sub-array 16**

Number of PV modules	4776 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	2961 kWp	Total power	2500 kWac
Modules	199 Strings x 24 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	1006-1500 V
Pmpp	2761 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.18
U mpp	1013 V		
I mpp	2727 A		

**Array #17 - Sub-array 17**

Number of PV modules	4776 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	2961 kWp	Total power	2500 kWac
Modules	199 Strings x 24 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	1006-1500 V
Pmpp	2761 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.18
U mpp	1013 V		
I mpp	2727 A		

**Array #18 - Sub-array #18**

Number of PV modules	4464 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	2768 kWp	Total power	2500 kWac
Modules	186 Strings x 24 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	1006-1500 V
Pmpp	2581 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.11
U mpp	1013 V		
I mpp	2549 A		

**Array #19 - Sub-array #19**

Number of PV modules	4464 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	2768 kWp	Total power	2500 kWac
Modules	186 Strings x 24 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	1006-1500 V
Pmpp	2581 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.11
U mpp	1013 V		
I mpp	2549 A		



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO**  
**DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp**  
**Maniago Solar 1**  
Comune di Maniago  
**Relazione tecnica**

Pag 109 di  
118



**PVsyst V7.2.21**

VC2, Simulation date:  
25/11/22 14:45  
with v7.2.21

Project: Maniago

Variant: 620 Wp, Trackers\_versione finale

Studio Ing. Valz Gris (Italy)

**PV Array Characteristics**

**Array #20 - Sub-array #20**

Number of PV modules	4464 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	2768 kWp	Total power	2500 kWac
Modules	186 Strings x 24 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	1006-1500 V
Pmpp	2581 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.11
U mpp	1013 V		
I mpp	2549 A		

**Array #21 - Sub-array #21**

Number of PV modules	4464 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	2768 kWp	Total power	2500 kWac
Modules	186 Strings x 24 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	1006-1500 V
Pmpp	2581 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.11
U mpp	1013 V		
I mpp	2549 A		

**Array #22 - Sub-array #22**

Number of PV modules	4464 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	2768 kWp	Total power	2500 kWac
Modules	186 Strings x 24 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	1006-1500 V
Pmpp	2581 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.11
U mpp	1013 V		
I mpp	2549 A		

**Array #23 - Sub-array #23**

Number of PV modules	4512 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	2797 kWp	Total power	2500 kWac
Modules	188 Strings x 24 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	1006-1500 V
Pmpp	2609 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.12
U mpp	1013 V		
I mpp	2576 A		

**Array #24 - Sub-array #24**

Number of PV modules	4512 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	2797 kWp	Total power	2500 kWac
Modules	188 Strings x 24 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	1006-1500 V
Pmpp	2609 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.12
U mpp	1013 V		
I mpp	2576 A		

**Array #25 - Sub-array #25**

Number of PV modules	4512 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	2797 kWp	Total power	2500 kWac
Modules	188 Strings x 24 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	1006-1500 V
Pmpp	2609 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.12
U mpp	1013 V		
I mpp	2576 A		



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO**  
**DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp**  
**Maniago Solar 1**  
Comune di Maniago  
**Relazione tecnica**

Pag 110 di  
118



**PVsyst V7.2.21**

VC2, Simulation date:  
25/11/22 14:45  
with v7.2.21

Project: Maniago

Variant: 620 Wp, Trackers\_versione finale

Studio Ing. Valz Gris (Italy)

**PV Array Characteristics**

**Array #26 - Sub-array #26**

Number of PV modules	4512 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	2797 kWp	Total power	2500 kWac
Modules	188 Strings x 24 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	1006-1500 V
Pmpp	2609 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.12
U mpp	1013 V		
I mpp	2576 A		

**Array #27 - Sub-array #27**

Number of PV modules	4512 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	2797 kWp	Total power	2500 kWac
Modules	188 Strings x 24 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	1006-1500 V
Pmpp	2609 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.12
U mpp	1013 V		
I mpp	2576 A		

**Array #28 - Sub-array #28**

Number of PV modules	4512 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	2797 kWp	Total power	2500 kWac
Modules	188 Strings x 24 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	1006-1500 V
Pmpp	2609 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.12
U mpp	1013 V		
I mpp	2576 A		

**Array #29 - Sub-array #29**

Number of PV modules	4512 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	2797 kWp	Total power	2500 kWac
Modules	188 Strings x 24 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	1006-1500 V
Pmpp	2609 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.12
U mpp	1013 V		
I mpp	2576 A		

**Array #30 - Sub-array #30**

Number of PV modules	4512 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	2797 kWp	Total power	2500 kWac
Modules	188 Strings x 24 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	1006-1500 V
Pmpp	2609 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.12
U mpp	1013 V		
I mpp	2576 A		

**Total PV power**

Nominal (STC)	84161 kWp
Total	135744 modules
Module area	375752 m <sup>2</sup>

**Total inverter power**

Total power	75000 kWac
Number of inverters	30 units
Pnom ratio	1.12





**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO**  
**DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp**  
**Maniago Solar 1**  
 Comune di Maniago  
**Relazione tecnica**



**PVsyst V7.2.21**  
 VC2, Simulation date:  
 25/11/22 14:45  
 with v7.2.21

Project: Maniago

Variant: 620 Wp, Trackers\_versione finale

Studio Ing. Valz Gris (Italy)

**Array losses**

**Thermal Loss factor**

Module temperature according to irradiance  
 U<sub>c</sub> (const) 20.0 W/m²K  
 U<sub>v</sub> (wind) 0.0 W/m²K/m/s

**Module Quality Loss**

Loss Fraction -1.3 %

**Module mismatch losses**

Loss Fraction 2.0 % at MPP

**Strings Mismatch loss**

Loss Fraction 0.1 %

**Module average degradation**

Year no 1  
 Loss factor 0.4 %/year

**Mismatch due to degradation**

Imp RMS dispersion 0.4 %/year  
 Vmp RMS dispersion 0.4 %/year

**IAM loss factor**

Incidence effect (IAM): Fresnel smooth glass, n = 1.526

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.403	0.000

**DC wiring losses**

Global wiring resistance 0.21 mΩ  
 Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #1 - Sub-array 1**

Global array res. 6.5 mΩ  
 Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #3 - Sub-array 3**

Global array res. 6.5 mΩ  
 Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #5 - Sub-array 5**

Global array res. 6.5 mΩ  
 Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #7 - Sub-array 7**

Global array res. 6.5 mΩ  
 Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #9 - Sub-array 9**

Global array res. 6.5 mΩ  
 Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #11 - Sub-array 11**

Global array res. 6.4 mΩ  
 Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #13 - Sub-array 13**

Global array res. 6.4 mΩ  
 Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #15 - Sub-array 15**

Global array res. 6.0 mΩ  
 Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #17 - Sub-array 17**

Global array res. 6.0 mΩ  
 Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #19 - Sub-array #19**

Global array res. 6.5 mΩ  
 Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #2 - Sub-array 2**

Global array res. 6.5 mΩ  
 Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #4 - Sub-array 4**

Global array res. 6.5 mΩ  
 Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #6 - Sub-array 6**

Global array res. 6.5 mΩ  
 Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #8 - Sub-array 8**

Global array res. 6.5 mΩ  
 Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #10 - Sub-array 10**

Global array res. 6.4 mΩ  
 Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #12 - Sub-array 12**

Global array res. 6.4 mΩ  
 Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #14 - Sub-array 14**

Global array res. 6.0 mΩ  
 Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #16 - Sub-array 16**

Global array res. 6.0 mΩ  
 Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #18 - Sub-array #18**

Global array res. 6.5 mΩ  
 Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #20 - Sub-array #20**

Global array res. 6.5 mΩ  
 Loss Fraction 1.5 % at STC





**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO**  
**DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp**  
**Maniago Solar 1**  
Comune di Maniago  
**Relazione tecnica**

Pag 112 di  
118



**PVsyst V7.2.21**

VC2, Simulation date:  
25/11/22 14:45  
with v7.2.21

Project: Maniago

Variant: 620 Wp, Trackers\_versione finale

Studio Ing. Valz Gris (Italy)

**DC wiring losses**

<b>Array #21 - Sub-array #21</b>			
Global array res.	6.5 mΩ		
Loss Fraction	1.5 % at STC		
<b>Array #23 - Sub-array #23</b>			
Global array res.	6.4 mΩ		
Loss Fraction	1.5 % at STC		
<b>Array #25 - Sub-array #25</b>			
Global array res.	6.4 mΩ		
Loss Fraction	1.5 % at STC		
<b>Array #27 - Sub-array #27</b>			
Global array res.	6.4 mΩ		
Loss Fraction	1.5 % at STC		
<b>Array #29 - Sub-array #29</b>			
Global array res.	6.4 mΩ		
Loss Fraction	1.5 % at STC		
<b>Array #22 - Sub-array #22</b>			
Global array res.	6.5 mΩ		
Loss Fraction	1.5 % at STC		
<b>Array #24 - Sub-array #24</b>			
Global array res.	6.4 mΩ		
Loss Fraction	1.5 % at STC		
<b>Array #26 - Sub-array #26</b>			
Global array res.	6.4 mΩ		
Loss Fraction	1.5 % at STC		
<b>Array #28 - Sub-array #28</b>			
Global array res.	6.4 mΩ		
Loss Fraction	1.5 % at STC		
<b>Array #30 - Sub-array #30</b>			
Global array res.	6.4 mΩ		
Loss Fraction	1.5 % at STC		



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO**  
**DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp**  
**Maniago Solar 1**  
 Comune di Maniago  
**Relazione tecnica**



**PVsyst V7.2.21**  
 VC2, Simulation date:  
 25/11/22 14:45  
 with v7.2.21

Project: Maniago

Variant: 620 Wp, Trackers\_versione finale

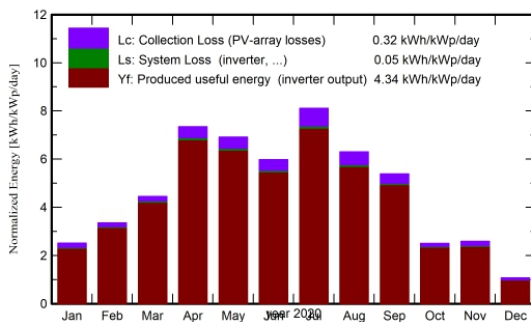
Studio Ing. Valz Gris (Italy)

**Main results**

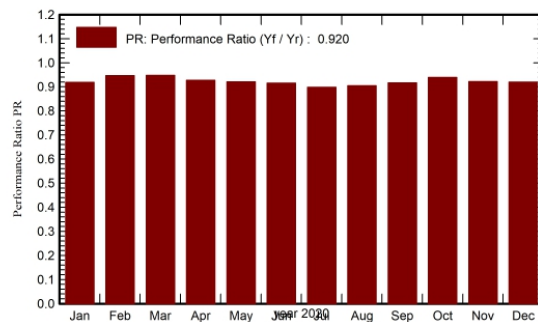
**System Production**

Produced Energy 133.5 GWh/year  
 Specific production 1587 kWh/kWp/year  
 Performance Ratio PR 92.01 %

**Normalized productions (per installed kWp)**



**Performance Ratio PR**



**Balances and main results**

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray GWh	E_Grid GWh	PR ratio
Jan. 20	57.4	17.97	1.41	78.0	70.7	6.10	6.03	0.919
Feb. 20	75.1	25.70	3.33	97.1	91.4	7.83	7.74	0.947
Mar. 20	110.5	45.29	4.75	138.0	131.8	11.14	11.01	0.947
Apr. 20	173.0	55.15	10.25	220.4	213.4	17.41	17.20	0.927
May 20	174.4	77.53	13.23	214.6	206.8	16.85	16.64	0.921
June 20	152.6	77.12	15.95	179.3	172.1	13.99	13.82	0.916
July 20	203.7	71.19	18.86	251.5	243.9	19.26	19.02	0.898
Aug. 20	160.5	68.64	19.68	195.3	188.6	15.06	14.88	0.905
Sep. 20	128.0	49.41	15.87	161.7	155.2	12.63	12.48	0.917
Oct. 20	64.9	37.05	9.40	77.6	72.7	6.21	6.14	0.939
Nov. 20	59.2	21.63	5.40	77.6	71.1	6.09	6.02	0.922
Dec. 20	27.2	15.32	0.58	33.2	29.7	2.61	2.57	0.919
<b>Year</b>	<b>1386.5</b>	<b>562.03</b>	<b>9.90</b>	<b>1724.4</b>	<b>1647.3</b>	<b>135.18</b>	<b>133.54</b>	<b>0.920</b>

**Legends**

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO**  
**DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp**  
**Maniago Solar 1**  
Comune di Maniago  
**Relazione tecnica**



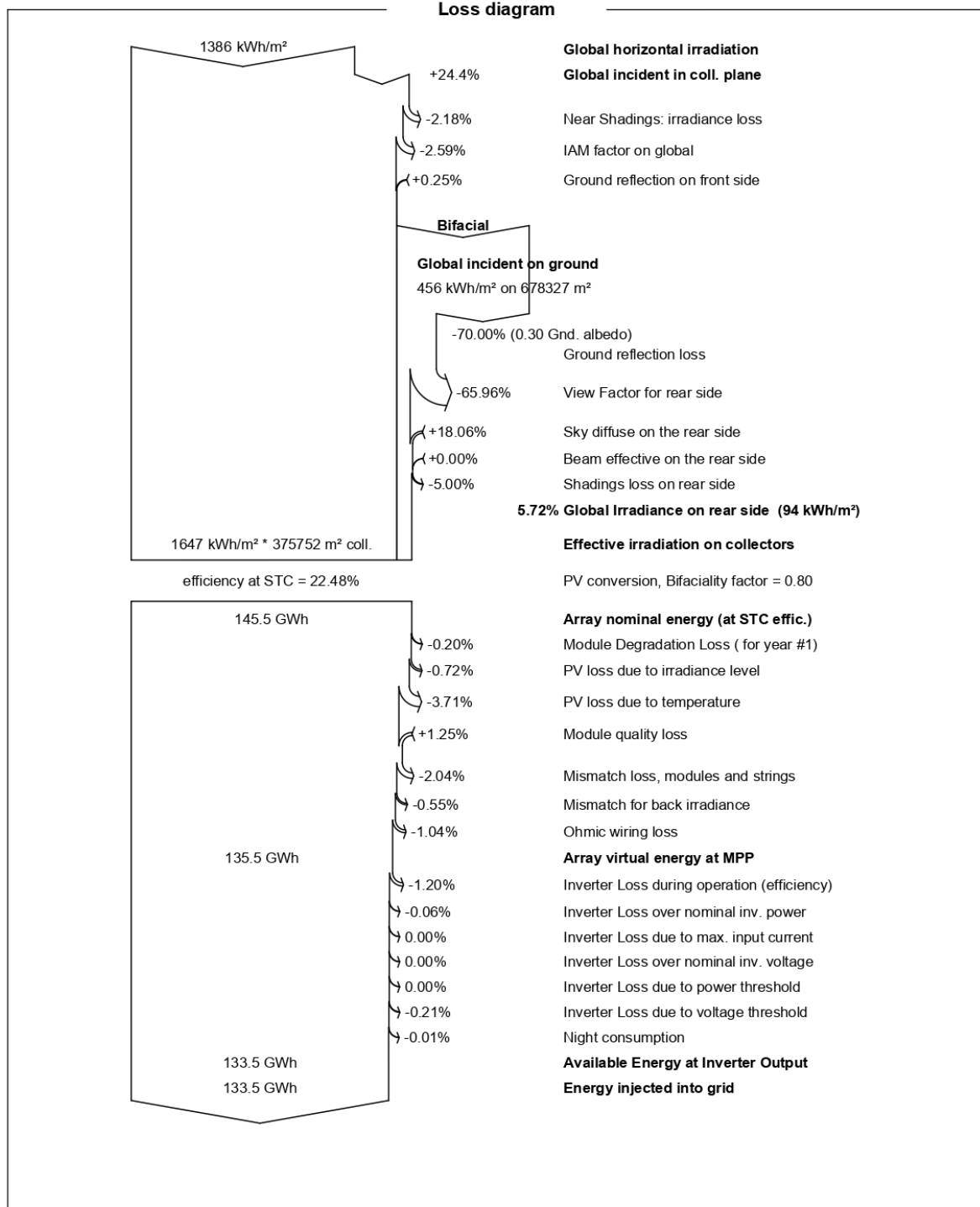
**PVsyst V7.2.21**  
VC2, Simulation date:  
25/11/22 14:45  
with v7.2.21

Project: Maniago

Variant: 620 Wp, Trackers\_versione finale

Studio Ing. Valz Gris (Italy)

**Loss diagram**





**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO**  
**DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp**  
**Maniago Solar 1**  
Comune di Maniago  
**Relazione tecnica**



**PVsyst V7.2.21**  
VC2, Simulation date:  
25/11/22 14:45  
with v7.2.21

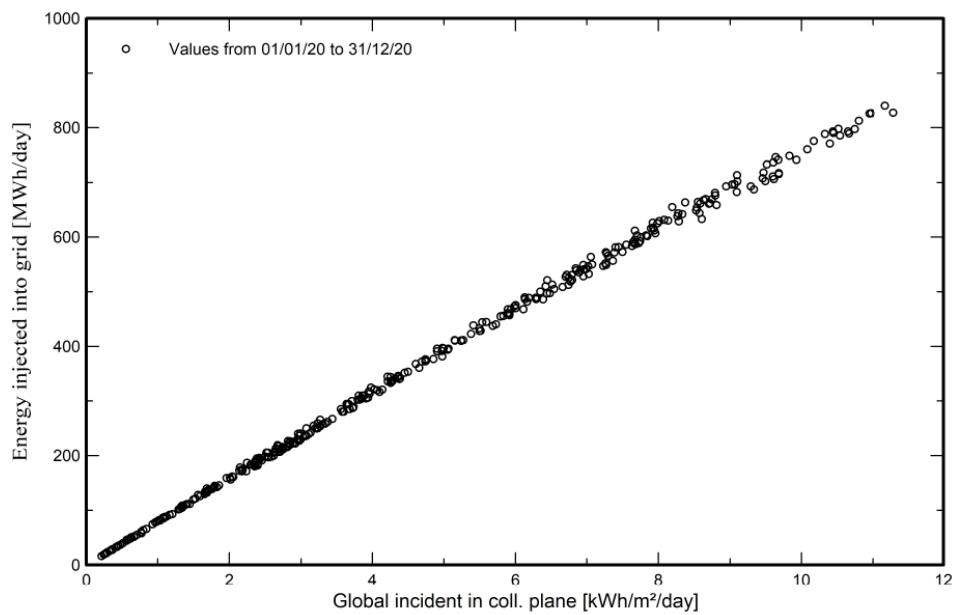
Project: Maniago

Variant: 620 Wp, Trackers\_versione finale

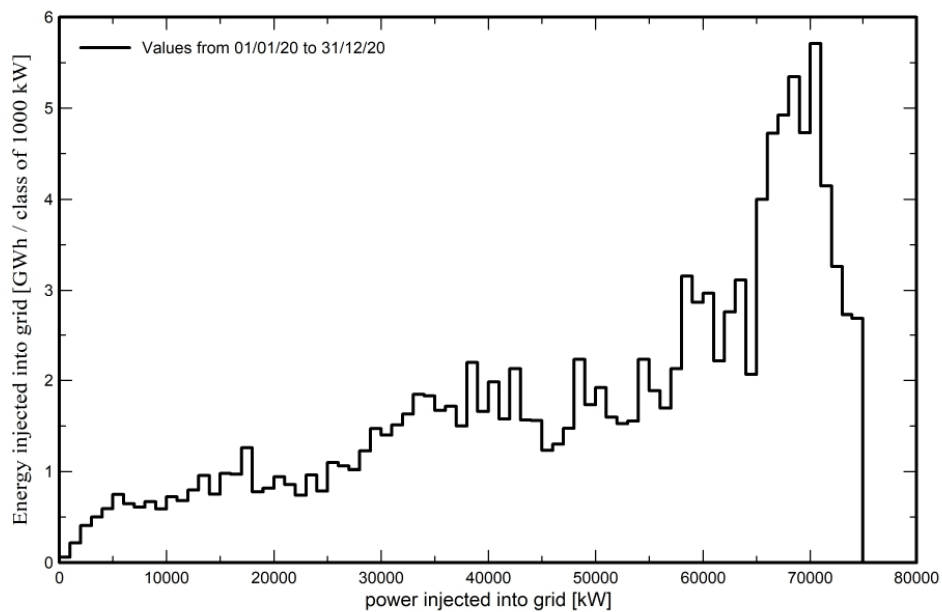
Studio Ing. Valz Gris (Italy)

**Special graphs**

**Daily Input/Output diagram**



**System Output Power Distribution**





**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO**  
**DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp**  
**Maniago Solar 1**  
Comune di Maniago  
**Relazione tecnica**



**PVsyst V7.2.21**  
VC2, Simulation date:  
25/11/22 14:45  
with v7.2.21

Project: Maniago

Variant: 620 Wp, Trackers\_versione finale

Studio Ing. Valz Gris (Italy)

**Aging Tool**

**Aging Parameters**

Time span of simulation 30 years

**Module average degradation**

Loss factor 0.4 %/year

**Mismatch due to degradation**

Imp RMS dispersion 0.4 %/year

Vmp RMS dispersion 0.4 %/year

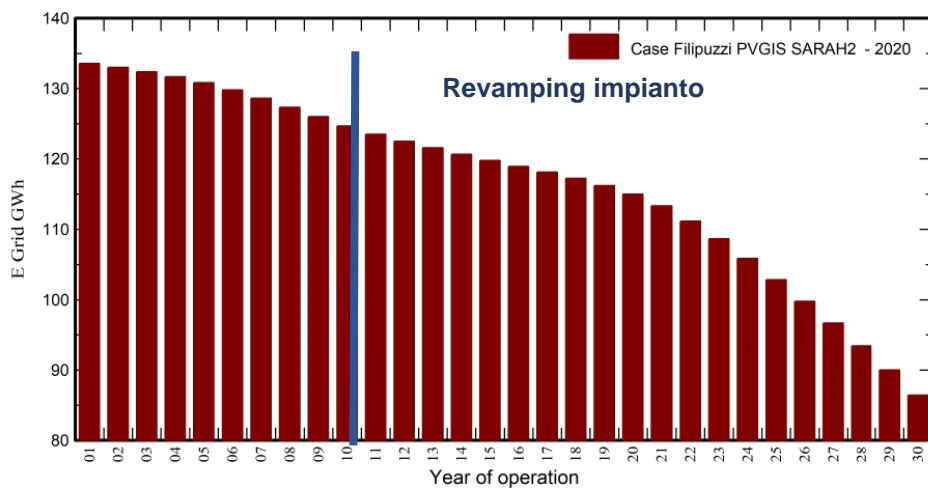
**Meteo used in the simulation**

**#1 Case Filipuzzi PVGIS SARA2**

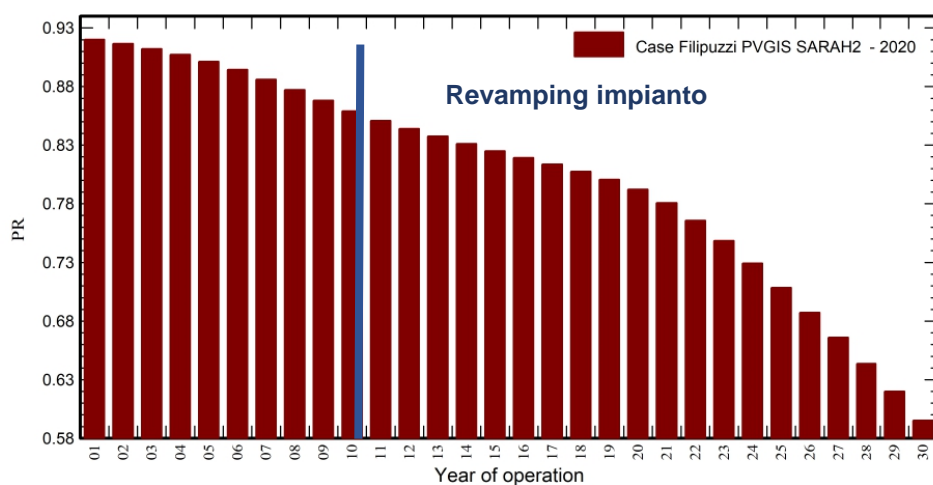
Years 2020

Years simulated 1-30

**Energy injected into grid**



**Performance Ratio**







**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO**  
**DA (70,56096 + 13,60032) MWp = 84,16128 MWp**  
**Maniago Solar 1**  
 Comune di Maniago  
**Relazione tecnica**



**PVsyst V7.2.21**  
 VC2, Simulation date:  
 25/11/22 14:45  
 with v7.2.21

Project: Maniago

Variant: 620 Wp, Trackers\_versione finale

Studio Ing. Valz Gris (Italy)

**Aging Tool**

**Aging Parameters**

Time span of simulation 30 years

**Module average degradation**

Loss factor 0.4 %/year

**Mismatch due to degradation**

Imp RMS dispersion 0.4 %/year  
 Vmp RMS dispersion 0.4 %/year

**Meteo used in the simulation**

**#1 Case Filipuzzi PVGIS SARA2**

Years 2020  
 Years simulated 1-30

**Case Filipuzzi PVGIS SARA2**

Year	E Grid	PR	PR loss
	GWh		%
1	133.5	0.92	0%
2	133.0	0.917	-0.4%
3	132.4	0.912	-0.9%
4	131.7	0.907	-1.4%
5	130.8	0.901	-2%
6	129.8	0.894	-2.8%
7	128.6	0.886	-3.7%
8	127.3	0.877	-4.7%
9	126.0	0.868	-5.7%
10	124.7	0.859	-6.6%
11	123.5	0.851	-7.5%
12	122.5	0.844	-8.3%
13	121.5	0.838	-9%
14	120.6	0.831	-9.7%
15	119.7	0.825	-10.3%
16	118.9	0.819	-11%
17	118.1	0.814	-11.6%
18	117.2	0.808	-12.2%
19	116.2	0.801	-13%
20	115.0	0.792	-13.9%
21	113.3	0.781	-15.1%
22	111.1	0.766	-16.8%
23	108.6	0.748	-18.7%
24	105.9	0.729	-20.7%
25	102.8	0.709	-23%
26	99.75	0.687	-25.3%
27	96.66	0.666	-27.6%
28	93.40	0.644	-30.1%
29	89.99	0.62	-32.6%
30	86.40	0.595	-35.3%

**Revamping impianto**