

## SALUSSOLA


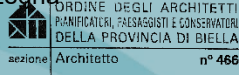




## PROVINCIA DI BIELLA



### IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA 47,36 MWp MADAMA LIVE

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'art. 23 D.lgs. n.152/2006

IMMOBILE	Comune di Salussola	Foglio 21 Mappali 17-27; Foglio 22 Mappali 14-15-16; Foglio 23 Mappali 34-148-146; Foglio 24 Mappali 11-13-14-15-21; Foglio 27 Mappale 16
PROGETTO: <b>VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE</b>	OGGETTO <b>DOC02 – RELAZIONE TECNICA</b>	SCALA --
REVISIONE - DATA	VERIFICATO	APPROVATO
REV.00 - 25/09/2023		
IL RICHIEDENTE	MADAMA LIVE FIRMA _____	
I PROGETTISTI	Ing. Riccardo Valz Gris FIRMA  Arch. Andrea Zegna  A/r ANDREA ZEGNA FIRMA 	
TEAM DI PROGETTO	Land Live srl 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	

## INDICE

<b>INDICE</b> .....	<b>2</b>
<b>1. INTRODUZIONE</b> .....	<b>4</b>
<b>2. LOCALIZZAZIONE E DESCRIZIONE DEL SITO</b> .....	<b>5</b>
2.1 STATO DI FATTO.....	7
2.1.1 Documentazione fotografica.....	9
2.1.2 Il sistema dei fossi irrigui .....	13
<b>3. DESCRIZIONE DEL PROGETTO</b> .....	<b>16</b>
3.1 STATO DI PROGETTO .....	16
3.2 DATI AMBIENTALI RELATIVI AL SITO DI INSTALLAZIONE .....	17
3.2.1 Dati di producibilità .....	19
3.3 REQUISITI IMPIANTO AGRIVOLTAICO.....	22
3.4.1 Verifiche requisiti.....	24
3.5 IMPIANTO FOTOVOLTAICO SU TRACKER MONOASSIALI .....	28
3.5.1 Dati generali Impianto.....	28
3.5.2 Descrizione tecnica delle strutture di sostegno ad inseguimento monoassiale .....	30
3.5.3 Descrizione Inverter e Cabine di trasformazione .....	32
3.5.4 Collegamenti elettrici e cavidotti .....	36
3.5.5 Moduli fotovoltaici .....	37
3.5.6 Cabina di consegna.....	40
3.5.7 Connessione alla CP di Carisio di Terna.....	40
3.5.8 Tecnologia No -Dig.....	41
3.6 CONTROLLO E MONITORAGGIO DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO .....	42
3.7 IMPIANTO DI ANTIFURTO.....	42
3.8 RELAZIONE DI CALCOLO DELL'IMPIANTO ELETTRICO .....	42
<b>4. LE OPERE DI MITIGAZIONE E ATTIVITA' AGRONOMICHE</b> .....	<b>63</b>
4.1 L'ATTIVITA' AGRONOMICA.....	67
<b>5. MOVIMENTAZIONE TERRE E ROCCE DA SCAVO</b> .....	<b>68</b>
5.1 DIMENSIONI E CARATTERISTICHE DELL'IMPIANTO.....	68
5.2 STIMA DEI VOLUMI DI SCAVO .....	69
5.3 CAVIDOTTO AT – ESTERNO ALL'IMPIANTO.....	70
5.4 CAVIDOTTO AT – INTERNO ALL'IMPIANTO .....	71
5.5 CAVIDOTTO BT – DA REALIZZARE INTERNAMENTE ALL'IMPIANTO .....	73
5.6 VOLUMI COMPLESSIVI.....	74
5.7 BILANCIO DELLE TERRE E ROCCE DA SCAVO .....	74
5.7.1 Movimenti terra interni al layout di progetto .....	74
5.7.2 Movimenti terra esterni al layout di progetto .....	76
<b>6. ORGANIZZAZIONE DEL CANTIERE E RICADUTE OCCUPAZIONALI</b> .....	<b>77</b>
6.1 DESCRIZIONE DELLE FASI INDIVIDUATE NEL CRONOPROGRAMMA .....	82
6.1.1 Allestimento, messa in sicurezza ed eventuale pulizia del cantiere.....	82
6.1.2 Analisi e valutazione degli impatti dei cantieri per la realizzazione dei cavidotti di progetto	82

6.1.3	<i>Note di dettaglio sui percorsi adottati – Collegamento Madama Live – SE Carisio:</i>	87
6.1.4	<i>Scotico e livellamento terreno</i>	97
6.1.5	<i>Mitigazione delle polveri</i>	98
6.1.6	<i>Picchettamento del terreno</i>	99
6.1.7	<i>Realizzazione viabilità e piazzole</i>	99
6.1.8	<i>Realizzazione recinzione</i>	100
6.1.9	<i>Sbancamenti e realizzazione piano di posa cabine</i>	100
6.1.10	<i>Realizzazione pista ciclopedonale</i>	101
6.1.11	<i>Realizzazione area Stonehenge e installazione Big Bench</i>	101
6.1.12	<i>Installazione cabine</i>	102
	<i>Cabina di Smistamento e cabina di Consegna</i>	102
	<i>Cabine di trasformazione</i>	102
6.1.13	<i>Infissioni pali/viti montaggio strutture di supporto</i>	102
6.1.14	<i>Cavidotti interrati</i>	104
6.1.15	<i>Montaggio dei quadri di parallelo</i>	104
6.1.16	<i>Stringatura e cablaggi CC</i>	105
6.1.17	<i>Cablaggio cabine</i>	105
6.1.18	<i>Cablaggi AT</i>	105
6.1.19	<i>Montaggio moduli fotovoltaici</i>	105
6.1.20	<i>Opere agronomiche e di mitigazione</i>	105
6.1.21	<i>Smantellamento opere di cantiere e pulizia</i>	105
<b>6.2</b>	<b>CRONOPROGRAMMA</b>	<b>106</b>
<b>7.</b>	<b>PIANO DISMISSIONE E RIPRISTINO – GESTIONE DEI RIFIUTI</b>	<b>108</b>
<b>7.1</b>	<b>RIFERIMENTI NORMATIVI</b>	<b>108</b>
<b>7.2</b>	<b>IL RICICLO DEI MATERIALI</b>	<b>109</b>
7.2.1	<i>DISMISSIONE E RICICLO DEI MODULI FOTOVOLTAICI</i>	111
7.2.2	<i>Recupero delle materie prime</i>	112
7.2.3	<i>Specifiche tecniche imballaggio moduli su bancali</i>	113
7.2.4	<i>DISMISSIONE E RICICLO DELLE STRUTTURE DI SOSTEGNO</i>	113
7.2.5	<i>DISMISSIONE E RICICLO DELLE FORNITURE ELETTRICHE</i>	114
7.2.6	<i>DISMISSIONE E RICICLO DELLE CABINE ELETTRICHE</i>	114
7.2.7	<i>Dismissione e Riciclo dei Cablaggi</i>	115
<b>7.3</b>	<b>PERCENTUALI IPOTIZZATE DI RICICLO</b>	<b>115</b>
<b>7.4</b>	<b>MODALITA' DI SMALTIMENTO DEL NON RICICLABILE</b>	<b>115</b>
<b>7.5</b>	<b>MODALITA' DI RIPRISTINO DEL SUOLO OCCUPATO DA TUTTE LE OPERE DI PROGETTO</b>	<b>115</b>
<b>7.6</b>	<b>COMPUTO METRICO PER LA DISMISSIONE</b>	<b>117</b>
<b>7.7</b>	<b>CRONOPROGRAMMA DISMISSIONE</b>	<b>118</b>
<b>8.</b>	<b>ILLUMINAZIONE CAMPI FOTOVOLTAICI – IMPATTO NOTTURNO</b>	<b>120</b>
<b>9.</b>	<b>ALLEGATO 1 - PVSYST</b>	<b>124</b>



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA  
47,36 MWp  
MADAMA LIVE  
Comune di Salussola  
RELAZIONE TECNICA**

Pag 4 di  
130

## **1. INTRODUZIONE**

---

Il presente documento tratta i dati tecnici relativi al progetto di un impianto agrivoltaico di taglia industriale del tipo grid-connected da realizzarsi nel territorio del Comune di Salussola (BI), in località "Cascina Madama" nella frazione di Arro.

L'impianto in oggetto prevede l'installazione di pannelli fotovoltaici (moduli) in silicio monocristallino della potenza unitaria di 630 Wp, su un terreno prevalentemente pianeggiante di estensione di circa 76 ettari (ad una quota che va dai 207 m ai 224 m slm.) avente destinazione agricola.

I pannelli saranno montati su strutture a inseguimento monoassiale (tracker) in configurazione monofilare ed ogni tracker (struttura portante dei pannelli) sarà composto da 12, 24 o 48 moduli.

Il progetto prevede una potenza complessiva installata di 47,36 MWp.

L'energia prodotta dall'impianto sarà veicolata tramite un cavidotto AT interrato della lunghezza di circa 9 km alla stazione Terna di progetto nel comune di Carisio.

## **2. LOCALIZZAZIONE E DESCRIZIONE DEL SITO**

Il sito in esame è distante 3,8 km dal centro di Salussola, e 0,42 km dalla vicina frazione di Arro. La località prende denominazione della cascina centrale ai campi chiamata Cascina Madama. L'area pianeggiante è divisa in lotti di forma rettangolare e trapezoidale, attualmente è destinata ad agricoltura risicola. La parte Nord-Ovest è costeggiata dalla Roggia della Madama, la quale scende verso Sud nei pressi della cascina e costeggia il perimetro Ovest dei terreni ad Est. I terreni ad Est sono a loro volta costeggiati nella porzione perimetrale a Nord da un canale del consorzio irriguo locale. Inoltre, i due lotti sono interessati dal passaggio di strade sterrate, ad Ovest nel lato Nord, mentre ad est la strada divide in due la macroarea.

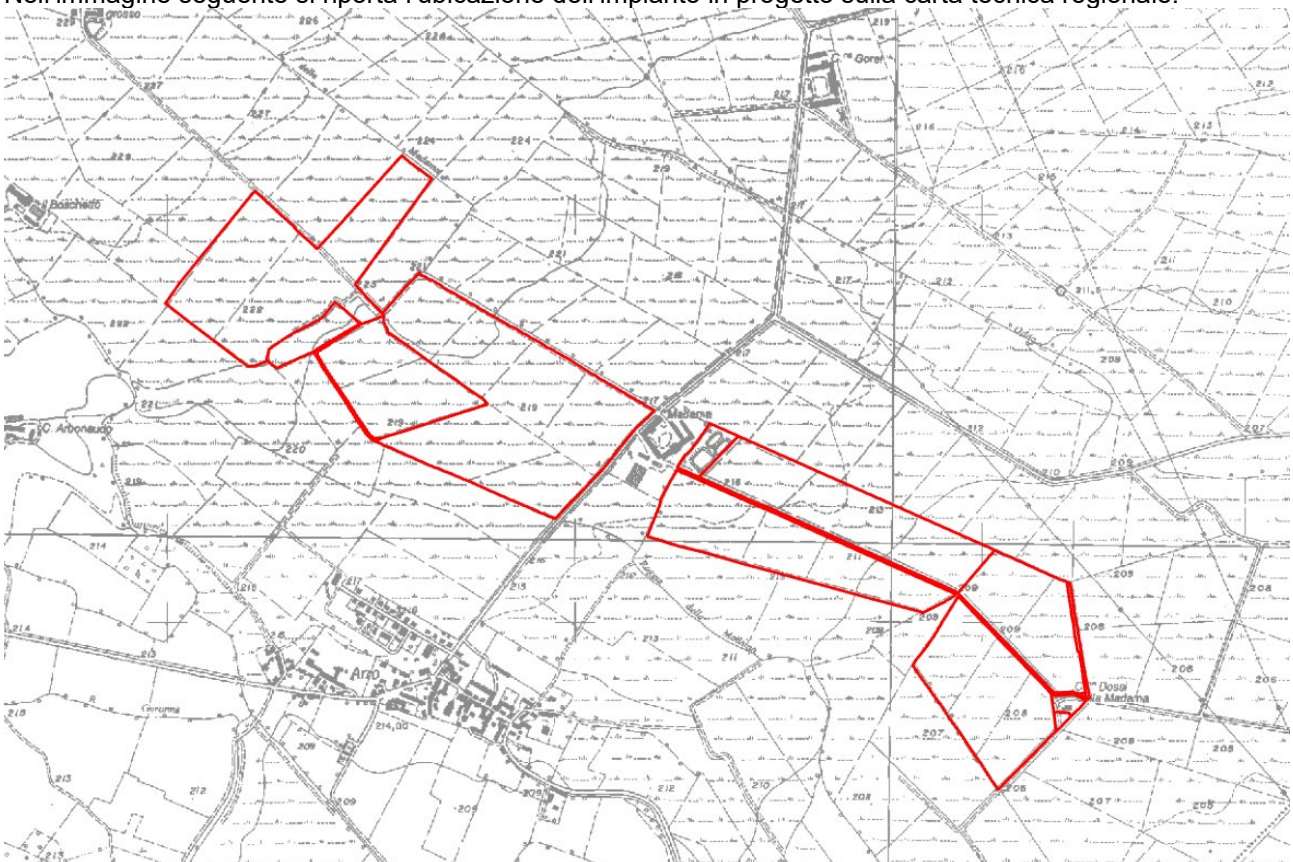


**Figura 1 immagine satellitare dell'area oggetto di intervento con individuazione dell'area di installazione dell'impianto**

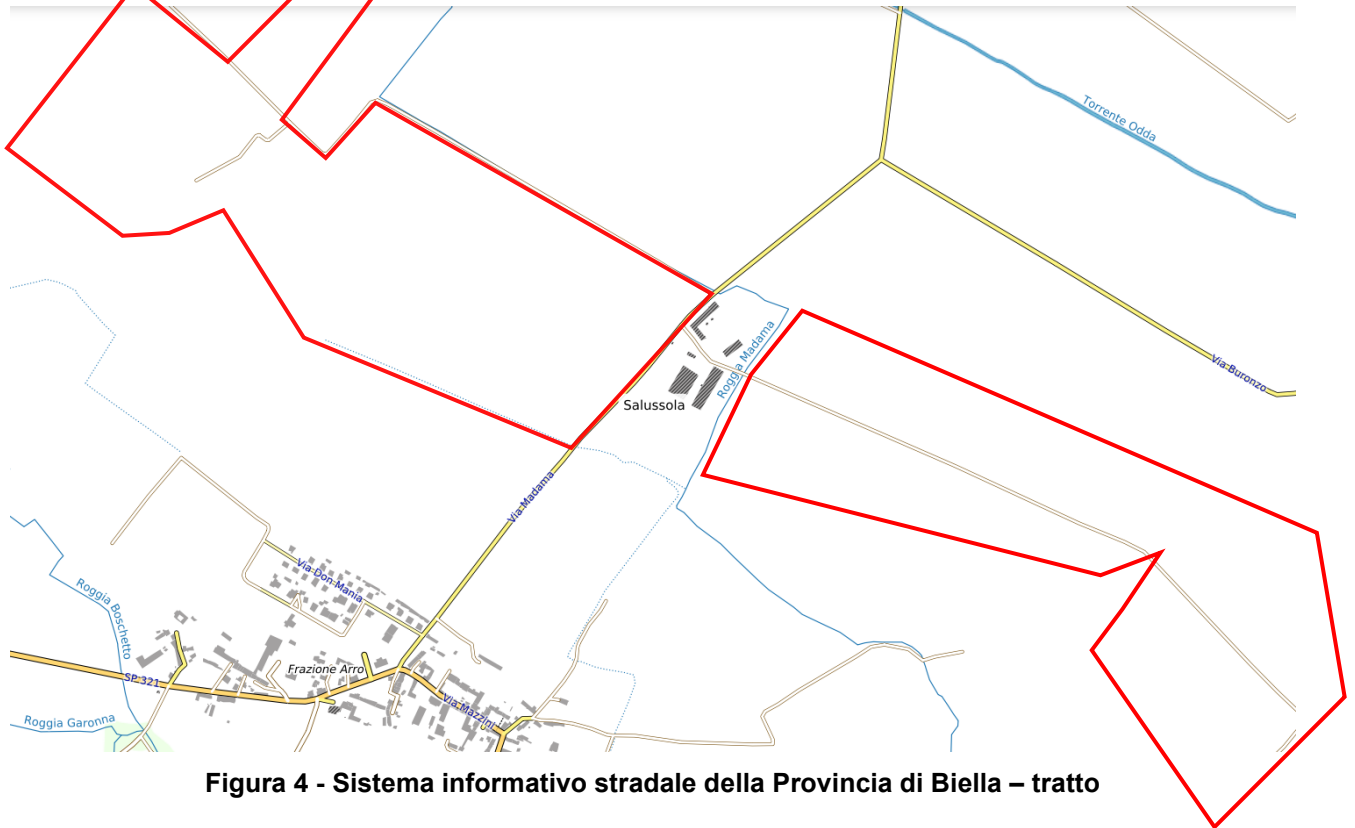


**Figura 2 - Inquadramento progetto su ortofoto con collegamento alla sottostazione Terna**

L'area pianeggiante, è divisa in lotti di forma rettangolare, attualmente è destinata ad agricoltura risicola. Nell'immagine seguente si riporta l'ubicazione dell'impianto in progetto sulla carta tecnica regionale:



**Figura 3 - CTR dell'impianto di progetto (Comune di Salussola)**



**Figura 4 - Sistema informativo stradale della Provincia di Biella – tratto**

Il baricentro del lotto così identificato ha le seguenti coordinate:

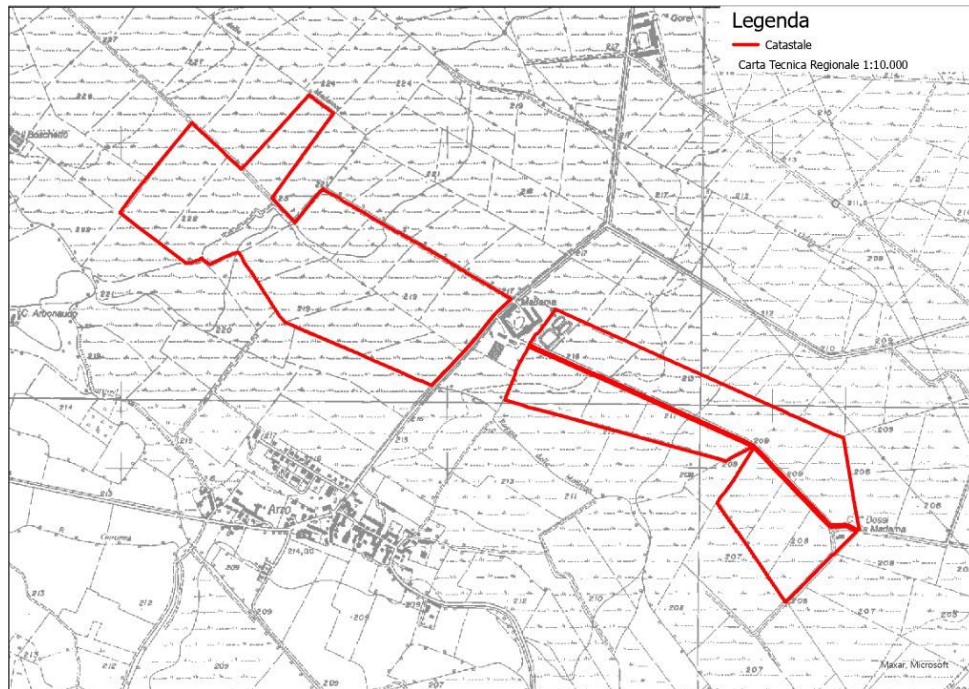
LATITUDINE 45°27'3.65"N  
LONGITUDINE 8°9'27.71"E

Il terreno dista poche centinaia di metri a sud dalla frazione di Arro, nel comune di Salussola, oltre la quale si sviluppa l'area di rispetto fluviale del fiume Elvo. A nord, a ovest e ad est è integralmente attorniato da campi pianeggianti coltivati principalmente a riso. Il nucleo abitativo più rilevante è rappresentato da Salussola a ovest, a est si sviluppa la piccola area industriale La Baraggia. La viabilità è rappresentata da Via Madama che attraversa centralmente il campo, dividendolo in due porzioni, collegando la frazione di Arro con le cascate a nord. Nel raggio di circa 5 km si segnalano a sud-est l'autostrada A4, a ovest l'SP143 e a nord-est l'SP230.

## 2.1 STATO DI FATTO

Il lotto su cui si intende intervenire è composto da 14 particelle catastali appartenenti al Comune di Salussola.

Di seguito l'elenco delle particelle coinvolte e l'inquadramento sulla planimetria catastale.



**Figura 5 - Planimetria catastale del lotto di intervento**

N.	Comune	FG	Part.	Sup. m <sup>2</sup>
1	SALUSSOLA	21	17	143.020
2	SALUSSOLA	21	27	13.730
3	SALUSSOLA	22	14	1.910
4	SALUSSOLA	22	15	63.600
5	SALUSSOLA	22	16	195.190
6	SALUSSOLA	23	34	91.900
7	SALUSSOLA	23	148	8.850
8	SALUSSOLA	23	146	90.960
9	SALUSSOLA	24	11	59.210
10	SALUSSOLA	24	21	3.170
11	SALUSSOLA	24	13	1.180
12	SALUSSOLA	24	14	2.110
13	SALUSSOLA	24	15	120
14	SALUSSOLA	27	16	84.390
				759.340



2.1.1 Documentazione fotografica



Figura 6 - Ortofoto e indicazione dei punti di vista delle foto generali



VISTA 1



VISTA 2



**VISTA 3**



**VISTA 4**



**VISTA 5**



**VISTA 6**



**VISTA 7**



**VISTA 8**



**VISTA 9**



**VISTA 10**



**VISTA 11**



**VISTA 12**



**Figura 7 - vista da cascina Madama lato nord-ovest**

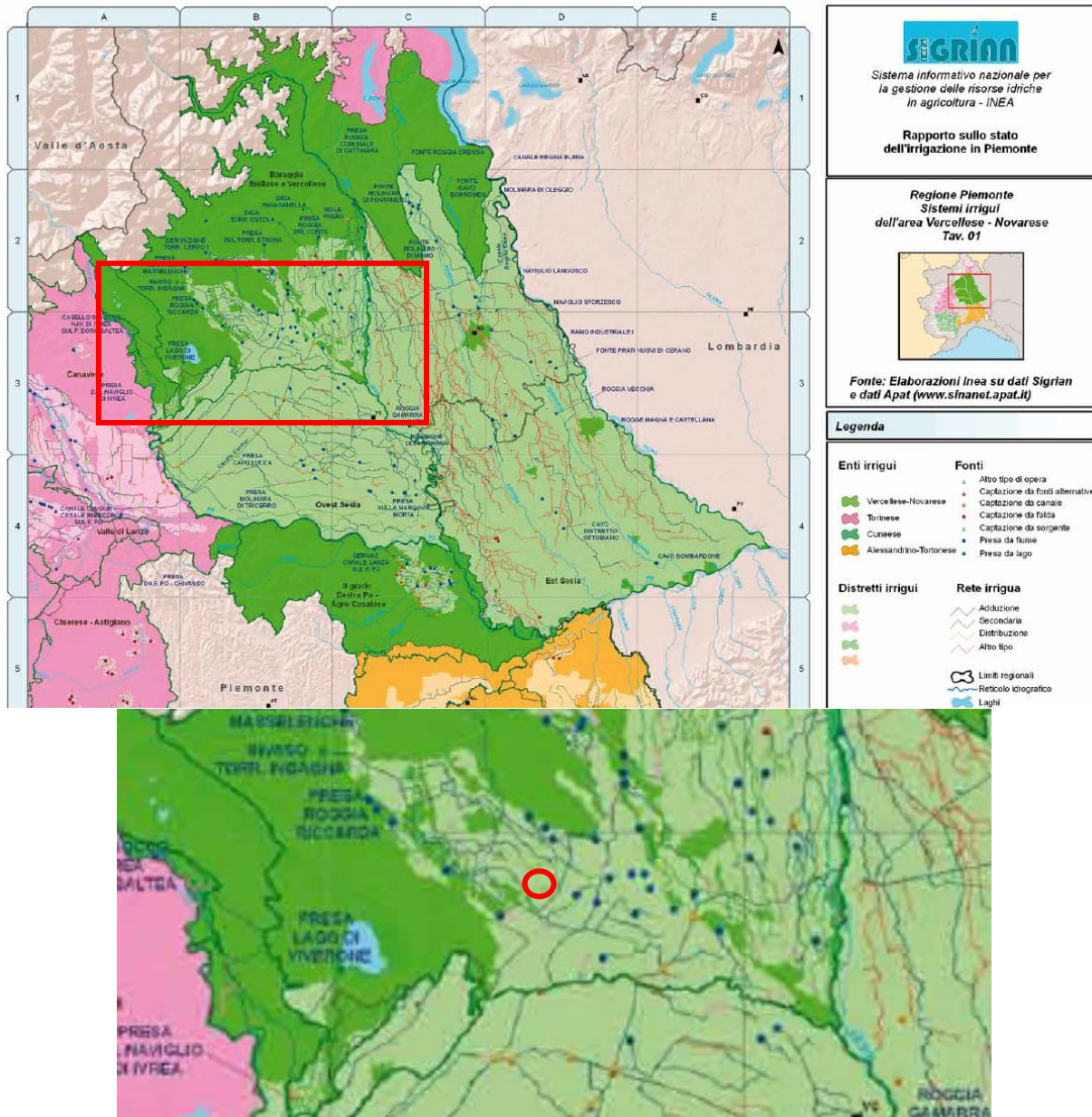


**Figura 8 - vista da cascina Madama lato sud-est**

### 2.1.2 Il sistema dei fossi irrigui

La rete irrigua piemontese è ancora per la maggior parte costituita da canali tradizionali in terra; gli interventi di ripristino e rivestimento degli stessi sino ad oggi non sono stati condotti in un'ottica di riduzione delle perdite e di risparmio della risorsa irrigua quanto per ridurre le spese di manutenzione e pulizia delle infrastrutture.

La metodologia più ampiamente diffusa è lo scorrimento: anche dove ai canali in terra sono state sostituite delle condotte, non si tratta di impianti in pressione, ma semplicemente le acque vengono convogliate in tubazioni nella fase di "trasporto" per poi essere distribuite in modo tradizionale. Localmente si assiste ad una certa diffusione dell'irrigazione in pressione mediante "rotoloni", però limitata a settori ancora ristretti. L'area Vercellese-Novarese è la zona irrigua più importante della Regione Piemonte, è attraversata da una rete idrografica naturale formata da fiumi di notevole importanza, e inoltre è caratterizzata dalla presenza di vaste opere di canalizzazione, soprattutto nelle aree coltivate a riso. La preponderanza di canali a cielo aperto, pari all'87% di tutta la rete rilevata, è notevole per la presenza di canalizzazioni costruite tra il Settecento e l'Ottocento.



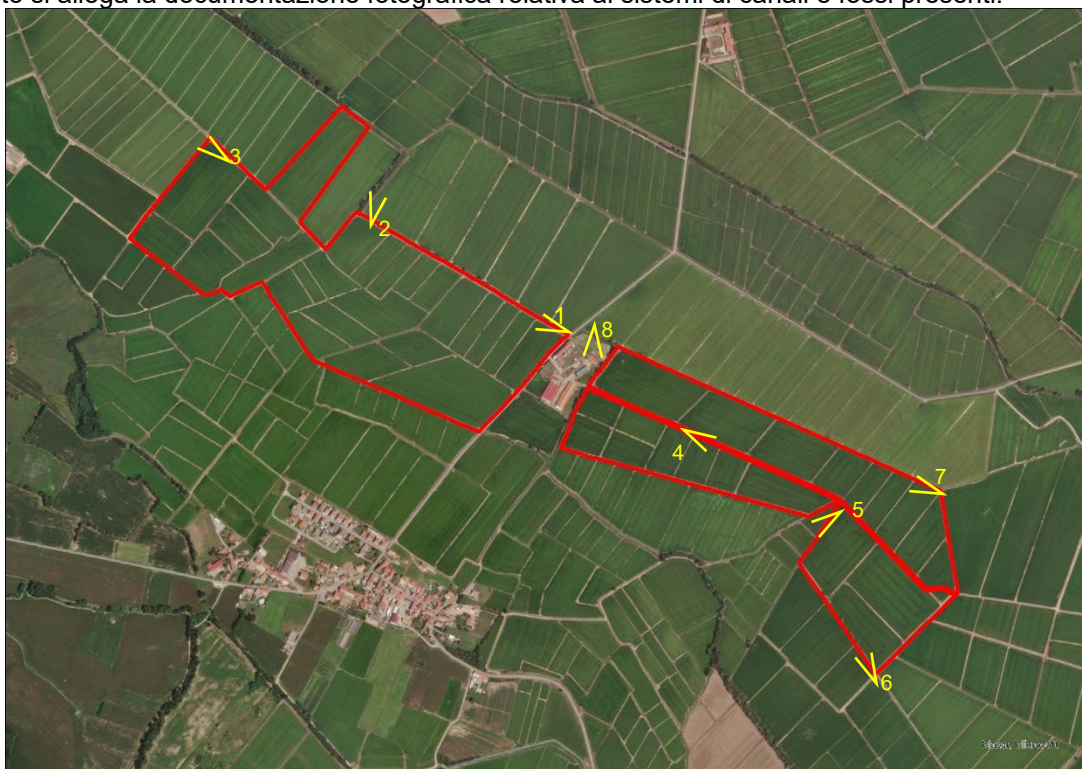
L'area della Baraggia Biellese e Vercellese si caratterizza per un ambiente ecologico specifico, con altopiani in cui la circolazione idrica superficiale è scarsa e con terreni argillosi e poco fertili, fattori che rendono

l'ambiente arido nei mesi estivi. Gli interventi dell'Uomo che si sono succeduti nei secoli hanno consentito di rendere comunque fertile questo territorio per la produzione del riso. I cambiamenti climatici in atto degli ultimi anni, con minori precipitazioni nevose in quota, temperature superiori alla media ed una distribuzione meno omogenea delle precipitazioni hanno fatto sì che anche in queste zone venissero segnalate alcune criticità.

La presenza di Consorzi irrigui già di grosse dimensioni (le cui origini sono da collegarsi alla costruzione del Canale Cavour ed alla riorganizzazione irrigua voluta dallo stesso negli anni in cui nasceva l'Italia) ha permesso lo sviluppo di importanti infrastrutture gestite in maniera efficiente e funzionale e soprattutto tali enti sono stati in grado di programmare tutta una serie d'interventi di grandi dimensioni (invasi o cambiamenti di metodologie irrigue su vasti territori) per far fronte alle mutate condizioni.

È presente un fosso irriguo dislocato all'interno del confine di proprietà, come di seguito riportato sulla mappa catastale. Tale fosso giunge da nord-ovest, percorre quasi l'intero perimetro nord del campo, prosegue costeggiando il campo verso cascina madama per poi proseguire verso sud in una zona dove non è previsto alcun intervento e che si trova al di là sia della recinzione di campo sia della fascia di mitigazione.

Di seguito si allega la documentazione fotografica relativa ai sistemi di canali e fossi presenti.



**Figura 9 - Ortofoto e indicazione dei punti di vista delle foto dei corsi d'acqua**



FIGURA 1 – ROGGIA DELLA MADAMA



FIGURA 2 – ROGGIA DELLA MADAMA



FIGURA 3 – FOSSO



FIGURA 4 – FOSSO



FIGURA 5 – FOSSO



FIGURA 6 – FOSSO



FIGURA 7 – FOSSO



FIGURA 8 – FOSSO

### 3. DESCRIZIONE DEL PROGETTO

Il terreno è caratterizzato da un'estensione totale di circa 76 ha, i cui utilizzo attuale è agricolo, in prossimità della frazione di Arro nel comune di Salussola.

La particolare caratteristica pianeggiante del terreno e del territorio circostante aiuterà notevolmente l'inserimento paesaggistico dell'impianto, limitandone la visibilità. Il sito è raggiungibile, da strada idonea al trasporto pesante. Si sono eseguite tutte le verifiche necessarie al fine di procedere con la progettazione di un impianto che non arrechi alcun danno a livello ambientale e naturalistico al territorio in cui si colloca.

La superficie occupata dai pannelli è di 21 ha pari a circa il 28% della superficie disponibile.

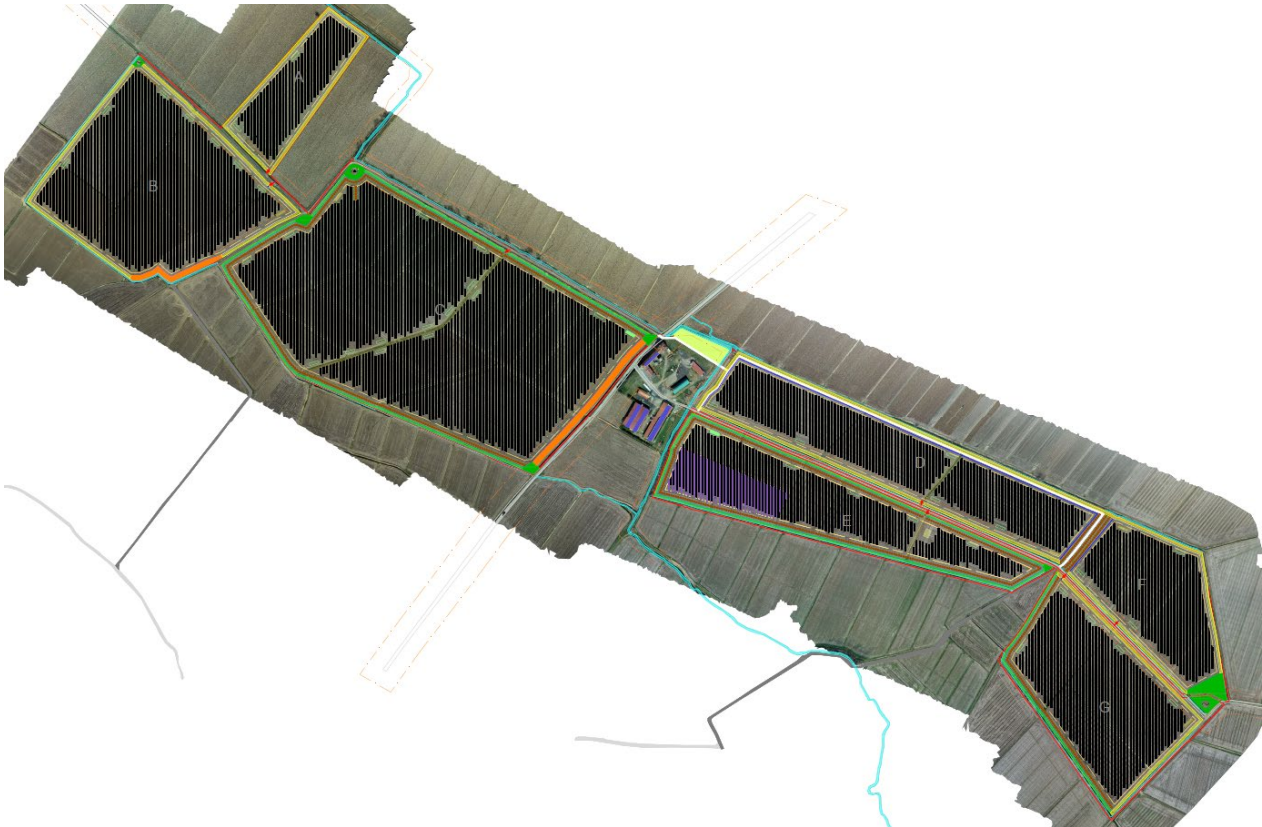
Le tecniche di installazione del campo fotovoltaico rispettano quanto più possibile il terreno, di fatto essendo elevati su tracker ad inseguimento i pannelli non sono ubicati direttamente sul terreno, ma ne risultano sollevati, inoltre anche le tecniche di infilaggio dei tracker, infissi su pali e senza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

A livello paesaggistico si è progettato l'impianto in modo da ridurre il più possibile l'impatto visivo, utilizzando strutture di sostegno a bassa visibilità e idonea fascia di mitigazione e piantumazione perimetrale. Il piano di recupero del lotto prevede la manutenzione di tutte le piantumazioni e garantisce l'attecchimento delle nuove piantine che saranno messe a dimora come opere di mitigazione come meglio descritte nel paragrafo dedicato.

#### 3.1 STATO DI PROGETTO

Gli interventi riguardano la realizzazione di un impianto fotovoltaico della potenza di 47,36 MWp su tracker monoassiali a mono pannello, distanziati con interasse 6 m.



**Figura 10 - Planimetria di progetto su ortofoto**





**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA  
47,36 MWp  
MADAMA LIVE  
Comune di Salussola  
RELAZIONE TECNICA**

Pag 17 di  
130

### 3.2 DATI AMBIENTALI RELATIVI AL SITO DI INSTALLAZIONE

Il Comune di Salussola è situato nella porzione sud-occidentale della provincia di Biella, a circa 13 Km dal capoluogo; il suo territorio si estende nell'insieme per circa 38,5 Km<sup>2</sup>.

I dati climatici del territorio secondo la norma UNI 10349 sono i seguenti:

#### **Caratteristiche geografiche**

Località	<b>Salussola</b>		
Provincia	<b>Biella</b>		
Altitudine s.l.m.			<b>289</b> m
Latitudine nord	<b>45° 26'</b>	Longitudine est	<b>8° 6'</b>
Gradi giorno DPR 412/93			<b>2680</b>
Zona climatica			<b>E</b>

#### **Località di riferimento**

per dati invernali	<b>Biella</b>
per dati estivi	<b>Vercelli</b>

#### **Stazioni di rilevazione**

per la temperatura	<b>Massazza</b>
per l'irradiazione	<b>Massazza</b>
per il vento	<b>Massazza</b>

#### **Caratteristiche del vento**

Regione di vento:	<b>A</b>
Direzione prevalente	<b>Non definito</b>
Distanza dal mare	<b>&gt; 40</b> km
Velocità media del vento	<b>1,6</b> m/s
Velocità massima del vento	<b>3,2</b> m/s

#### **Dati invernali**

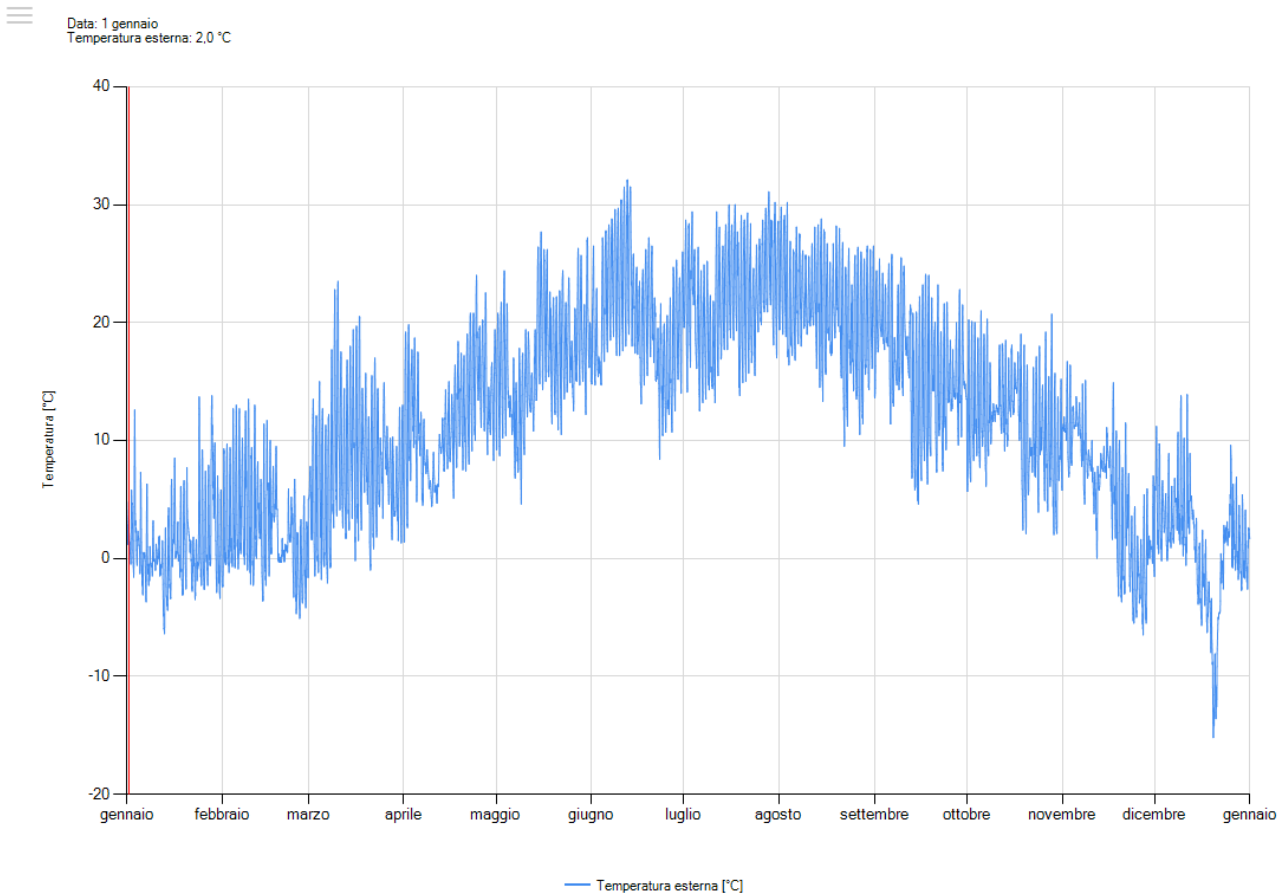
Temperatura esterna di progetto	<b>-8,3</b> °C
Stagione di riscaldamento convenzionale	dal <b>15 ottobre</b> al <b>15 aprile</b>

#### **Dati estivi**

Temperatura esterna bulbo asciutto	<b>32,0</b> °C
Temperatura esterna bulbo umido	<b>24,5</b> °C
Umidità relativa	<b>55,0</b> %
Escursione termica giornaliera	<b>11</b> °C

#### **Temperature esterne medie mensili**

Descrizione	u.m.	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
Temperatura	°C	<b>1,2</b>	<b>2,8</b>	<b>8,0</b>	<b>11,8</b>	<b>16,8</b>	<b>20,6</b>	<b>22,1</b>	<b>21,2</b>	<b>16,3</b>	<b>11,8</b>	<b>5,4</b>	<b>1,0</b>



**Figura 11 - REGIMI MEDI MENSILI DELLA TEMPERATURA DELL'ARIA**

In merito al carico neve, I dati relativi alle precipitazioni nevose non sono stati registrati e pubblicati sugli Annali Idrologici con continuità dal Servizio Idrografico Italiano e l'attuale Servizio Nivometrico della Regione Piemonte è in funzione da pochi anni, insufficienti per ottenere risultati attendibili dalle elaborazioni statistiche dei dati stessi. Tuttavia, è possibile citare alcune manifestazioni di precipitazioni solida caratterizzate dall'accumulo della neve superiore a 30 ÷ 40 cm in pianura. Negli ultimi 20 anni si possono ricordare le nevicate della prima decade del gennaio 1971 e nello stesso mese di tre anni consecutivi: 1986, 1987 e 1988; più indietro nel tempo merita di essere ricordato l'evento del febbraio 1956 (sopra citato). Per quanto riguarda la montagna vale la pena di ricordare l'inverno eccezionale 1963/64 caratterizzato da nevicate particolarmente copiose.

La presenza di neve è funzione dell'altitudine, ma anche a questa regola generale esistono molte eccezioni. In pratica le zone dove la copertura nevosa è mediamente più elevata sono quelle dove l'esposizione è meno favorevole (versanti meridionali delle vallate orientate Est - Ovest) e dove le precipitazioni sono più abbondanti. Mediamente per il Piemonte valgono le seguenti considerazioni:

- nelle aree di pianura e collinari (sotto i 600 m s.l.m.) la neve si scioglie rapidamente ed il manto ghiacciato difficilmente si mantiene più a lungo di poche settimane anche in gennaio; la neve si conserva al suolo durante il solo mese di gennaio sopra i 600 m di altitudine e persiste, nei versanti esposti a Nord, per non più di tre mesi (dicembre ÷ febbraio), intorno a 1.700 m s.l.m.;

Per quanto riguarda gli effetti sismici, il sito appartenente al territorio di Salussola, in base all'Ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 3274/2003, aggiornata con la Delibera della Giunta Regionale del Piemonte n. 4-3084 del 12.12.2011 ed in seguito modificate con la D.G.R. n. 65-7656 del 21 maggio 2014 e con la D.G.R. n.6-887 del 30 dicembre 2019, ricade nella seguente zona sismica:

**Zona sismica 4**

Zona con pericolosità sismica molto bassa, è la zona meno pericolosa dove le possibilità di danni sismici sono basse.

I criteri per l'aggiornamento della mappa di pericolosità sismica sono stati definiti nell'Ordinanza del PCM n. 3519/2006, che ha suddiviso l'intero territorio nazionale in quattro zone sismiche sulla base del valore dell'accelerazione orizzontale massima ( $a_g$ ) su suolo rigido o pianeggiante, che ha una probabilità del 10% di essere superata in 50 anni.

Zona sismica	Descrizione	accelerazione con probabilità di superamento del 10% in 50 anni [ag]	accelerazione orizzontale massima convenzionale (Norme Tecniche) [ag]	numero comuni con territori ricadenti nella zona (*)
1	Indica la zona più pericolosa, dove possono verificarsi fortissimi terremoti.	$a_g > 0,25 \text{ g}$	0,35 g	703
2	Zona dove possono verificarsi forti terremoti.	$0,15 < a_g \leq 0,25 \text{ g}$	0,25 g	2.225
3	Zona che può essere soggetta a forti terremoti ma rari.	$0,05 < a_g \leq 0,15 \text{ g}$	0,15 g	3.002
4	E' la zona meno pericolosa, dove i terremoti sono rari ed è facoltà delle Regioni prescrivere l'obbligo della progettazione antisismica.	$a_g \leq 0,05 \text{ g}$	0,05 g	1.982

### 3.2.1 Dati di producibilità

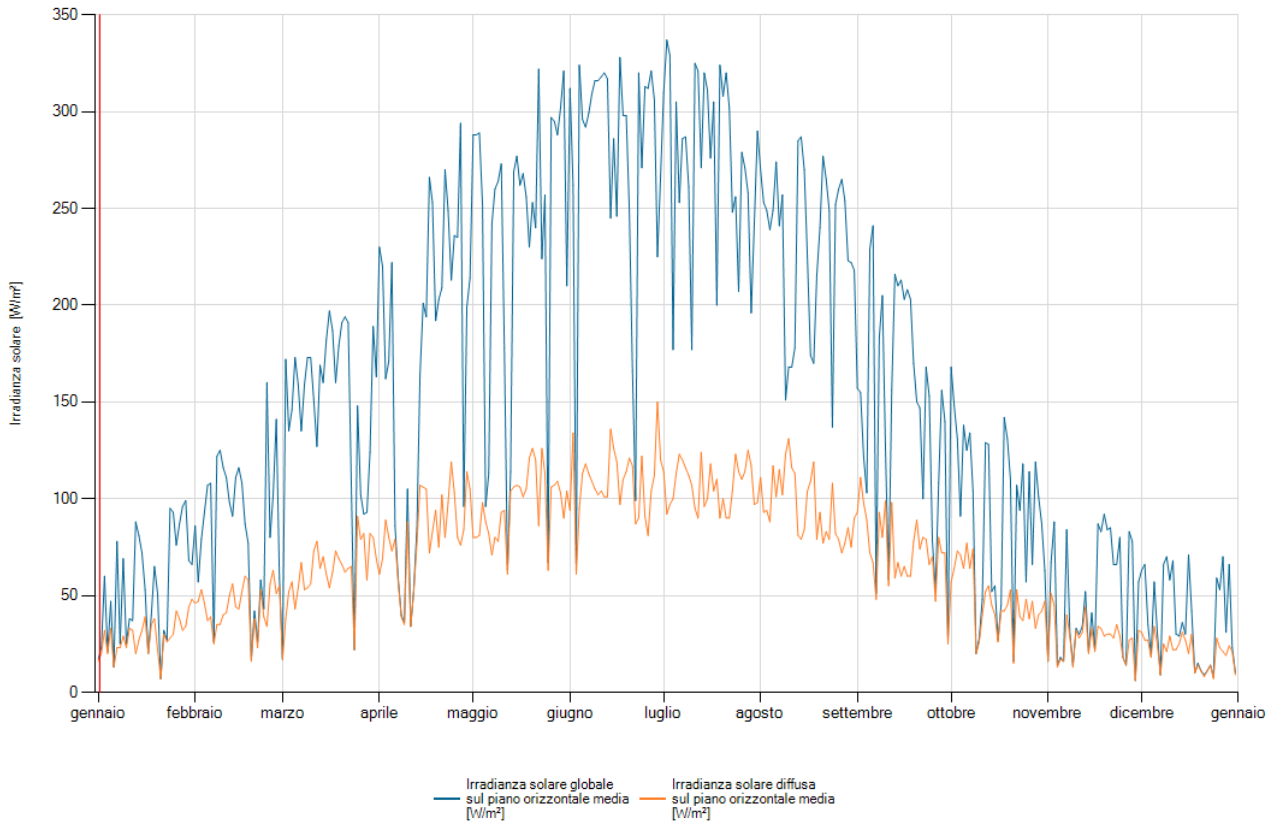
#### **Irradiazione solare media mensile**

Descrizione	u.m.	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
Irradiazione giornaliera media su superficie orizzontale	[MJ/m <sup>2</sup> ]	4,7	7,5	12,7	14,9	20,5	23,8	23,8	20,1	13	8,1	4,3	3,3
Irradiazione giornaliera media su superficie verticale Nord Ovest	[MJ/m <sup>2</sup> ]	1,9	3,2	5,7	7,6	10,9	13,1	12,9	10,4	6,4	3,6	1,8	1,3
Irradiazione giornaliera media su superficie verticale Nord	[MJ/m <sup>2</sup> ]	1,7	2,6	3,9	5,3	8	10,1	9,7	7,2	4,5	2,9	1,6	1,2
Irradiazione giornaliera media su superficie verticale Nord Est	[MJ/m <sup>2</sup> ]	1,9	3,2	5,7	7,6	10,9	13,1	12,9	10,4	6,4	3,6	1,8	1,3
Irradiazione giornaliera media su superficie verticale Est	[MJ/m <sup>2</sup> ]	3,8	5,7	9,3	10,1	13,5	15,4	15,5	13,5	9	6	3,3	2,7
Irradiazione giornaliera media su superficie verticale Sud Est	[MJ/m <sup>2</sup> ]	6,5	8,3	11,7	10,7	12,6	13,4	13,9	13,5	10,3	8	5,2	4,8
Irradiazione giornaliera media su superficie verticale Sud	[MJ/m <sup>2</sup> ]	8,2	9,8	12,3	9,7	10,3	10,6	11,1	11,6	10,1	9,1	6,5	6,2
Irradiazione giornaliera media su superficie verticale Sud Ovest	[MJ/m <sup>2</sup> ]	6,5	8,3	11,7	10,7	12,6	13,4	13,9	13,5	10,3	8	5,2	4,8
Irradiazione giornaliera media su superficie verticale Ovest	[MJ/m <sup>2</sup> ]	3,8	5,7	9,3	10,1	13,5	15,4	15,5	13,5	9	6	3,3	2,7

Irradianza sul piano orizzontale nel mese di massima insolazione:

**275,5**

W/m<sup>2</sup>



**Figura 12 - Tabelle e grafici dati Irraggiamento comune di Salussola**

Di seguito si riportano i parametri di producibilità legati all'irraggiamento della zona di intervento estratti dal software PVSyst.



PVsyst V7.3.4

Studio Ing. Valz Gris (Italy)

**Meteo**

Data range	Reference year				
<b>Situation</b>					
Latitude	45.45 °N				
Longitude	8.11 °E				
Altitude	264 m				
Time zone	UTC+1				
<b>Source file characteristics</b>					
Source file	Salussola_PVGIS_API_TMY.SIT				
Date type	Reference year				
Time step	1 Hour				
Time shift of real data	-21 Min.				
<b>Used parameters in source</b>					
Horiz. Global			Ambient Temper.		
Horiz. Diffuse			Wind Velocity		
			Relative humidity		
<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	RelHum ratio
January	49.5	20.6	2.7	1.0	0.792
February	67.9	29.7	6.0	1.1	0.787
March	100.7	45.6	6.3	1.3	0.740
April	150.0	55.2	11.7	1.3	0.714
May	185.2	66.0	15.5	1.3	0.732
June	210.5	71.9	19.4	1.2	0.692
July	223.4	70.1	23.3	1.2	0.645
August	194.3	58.6	23.1	1.2	0.616
September	126.3	50.4	19.7	1.3	0.689
October	100.6	38.0	14.5	1.1	0.655
November	50.4	22.7	6.2	1.0	0.798
December	46.4	18.4	3.7	1.1	0.805
Year	1505.2	547.4	12.7	1.2	0.722

**Meteo**

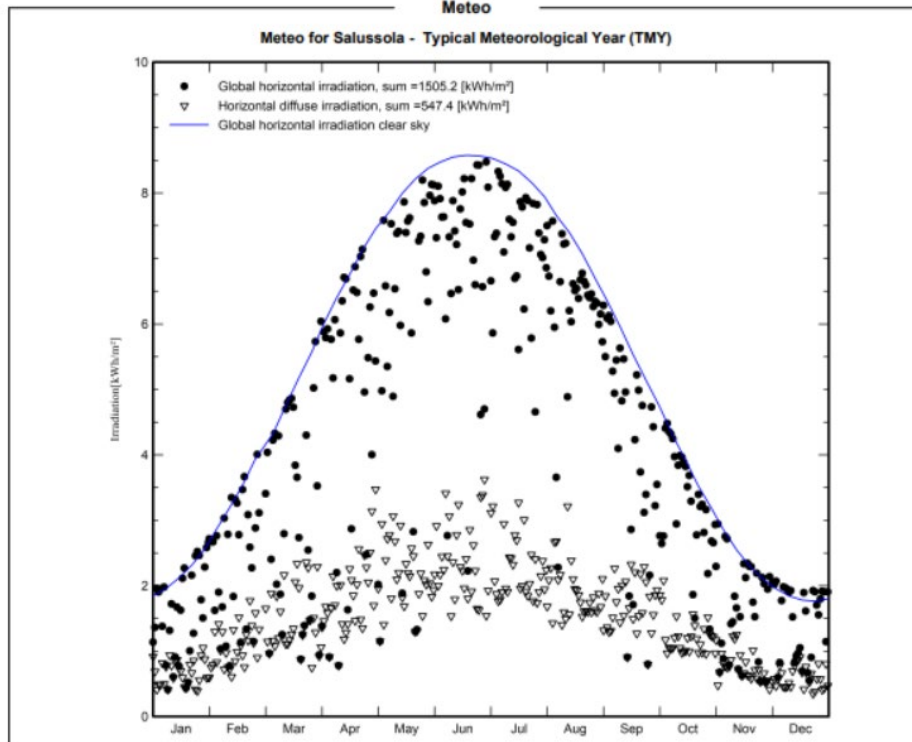


Figura 13 - da programma PVsyst

### 3.3 REQUISITI IMPIANTO AGRIVOLTAICO

Gli aspetti e i requisiti che i sistemi agrivoltaici devono rispettare al fine di rispondere alla finalità generale per cui sono realizzati, ivi incluse quelle derivanti dal quadro normativo attuale in materia di incentivi. Possono in particolare essere definiti i seguenti requisiti:

#### REQUISITO A

##### **Condizioni costruttive e spaziali**

##### Più spazio per le coltivazioni

Il requisito A viene soddisfatto se l'impianto è progettato e realizzato in modo da adottare una configurazione spaziale e opportune scelte tecnologiche, tale da:

- Consentire l'integrazione tra attività agricola e produzione elettrica
- Valorizzare il potenziale produttivo di entrambi;

in particolare, come indicato nelle Linee Guida MiTE, devono essere soddisfatte le seguenti condizioni:

##### **A1 Superficie minima coltivata: è prevista una superficie minima dedicata alla coltivazione:**

##### *Superficie minima per l'attività agricola*

Un parametro fondamentale ai fini della qualifica di un sistema agrivoltaico, richiamato anche dal decreto-legge 77/2021, è la continuità dell'attività agricola, atteso che la norma circoscrive le installazioni ai terreni a vocazione agricola.

Tale condizione si verifica laddove l'area oggetto di intervento è adibita, per tutta la vita tecnica dell'impianto agrivoltaico, alle coltivazioni agricole, alla floricoltura o al pascolo di bestiame, in una percentuale che la renda significativa rispetto al concetto di "continuità" dell'attività se confrontata con quella precedente all'installazione (caratteristica richiesta anche dal DL 77/2021)<sup>8</sup>.

Pertanto, si dovrebbe garantire sugli appezzamenti oggetto di intervento che:

La superficie per l'attività agricola  $S_{agricola}$  sia almeno pari al 70% della superficie totale del sistema agrivoltaico  $S_{tot}$ :

$$S_{agricola} \geq 0,7 * S_{tot}$$

nel rispetto delle Buone Pratiche Agricole (BPA).

##### **A2 LAOR massimo: è previsto un rapporto massimo fra la superficie dei moduli e quella agricola:**

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

Come già detto, un sistema agrivoltaico deve essere caratterizzato da configurazioni finalizzate a garantire la continuità dell'attività agricola: tale requisito può essere declinato in termini di "densità" o "porosità". Per valutare la densità dell'applicazione fotovoltaica rispetto al terreno di installazione è possibile considerare indicatori quali la densità di potenza (MW/ha) o la percentuale di superficie complessiva coperta dai moduli (LAOR).

Tipicamente, considerando lo spazio tra le stringhe necessario ad evitare ombreggiamenti e favorire la circolazione d'aria, risulta una percentuale di superficie occupata dai moduli pari a circa il 50%.

L'evoluzione tecnologica ha reso disponibili moduli fino a 350-380 W (a parità di dimensioni), che consentirebbero, a parità di percentuale di occupazione del suolo (circa 50%), una densità di potenza di circa 1 MW/ha. Tuttavia, una ricognizione di un campione di impianti installati a terra (non agrivoltaici) in Italia nel 2019-2020 non ha evidenziato valori di densità di potenza significativamente superiori ai valori medi relativi al Conto Energia.

Una certa variabilità nella densità di potenza, unitamente al fatto che la definizione di una soglia per tale indicatore potrebbe limitare soluzioni tecnologicamente innovative in termini di efficienza dei moduli, suggerisce di optare per la percentuale di superficie occupata dai moduli di un impianto agrivoltaico.



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA  
47,36 MWp  
MADAMA LIVE  
Comune di Salussola  
RELAZIONE TECNICA**

Pag 23 di  
130

Al fine di non limitare l'adozione di soluzioni particolarmente innovative ed efficienti si ritiene opportuno adottare un limite massimo di LAOR del 40 %:

$$S_{pv}/S_{tot} = LAOR \leq 40\%$$

## REQUISITO B

### Condizioni di esercizio

Produzione agricola ed elettrica congiunta

Il sistema agrivoltaico è esercito, nel corso della vita tecnica dell'impianto, in maniera da garantire la produzione sinergica di energia elettrica e prodotti agricoli.

Nel corso della vita tecnica utile devono essere rispettate le condizioni di reale integrazione fra attività agricola e produzione elettrica valorizzando il potenziale produttivo di entrambi i sottosistemi.

In particolare, dovrebbero essere verificate:

**B1** La Continuità dell'attività agricola

**B2** La Producibilità elettrica minima

#### **B1 Continuità dell'attività agricola**

*la continuità dell'attività agricola e pastorale sul terreno oggetto dell'intervento;*

Gli elementi da valutare nel corso dell'esercizio dell'impianto, volti a comprovare la continuità dell'attività agricola, sono:

a) L'esistenza e la resa della coltivazione

Al fine di valutare statisticamente gli effetti dell'attività concorrente energetica e agricola è importante accertare la destinazione produttiva agricola dei terreni oggetto di installazione di sistemi agrivoltaici. In particolare, 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 precedenti, a parità di indirizzo produttivo. In assenza di produzione agricola sull'area negli anni solari precedenti, si potrebbe fare riferimento alla produttività media della medesima produzione agricola nella zona geografica oggetto dell'installazione.

In alternativa è possibile monitorare il dato prevedendo la presenza di una zona di controllo che permetterebbe di produrre una stima della produzione sul terreno sotteso all'impianto.

b) Il 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.

A titolo di esempio, un eventuale riconversione dell'attività agricola da un indirizzo intensivo (es. ortofloricoltura) ad uno molto più estensivo (es. seminativi o prati pascoli), o l'abbandono di attività caratterizzate da marchi DOP o DOCG, non soddisfano il criterio di mantenimento dell'indirizzo produttivo.

(Per verificare il rispetto del requisito B.1, l'impianto dovrà inoltre dotarsi di un sistema per il monitoraggio dell'attività agricola rispettando, in parte, le specifiche indicate al requisito D)



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA  
47,36 MWp  
MADAMA LIVE  
Comune di Salussola  
RELAZIONE TECNICA**

Pag 24 di  
130

### **B2 Producibilità elettrica minima**

*La producibilità elettrica dell'impianto agrivoltaico, rispetto ad un impianto standard e il mantenimento in efficienza della stessa;*

In base alle caratteristiche degli impianti agrivoltaici analizzati, si ritiene che, la producibilità elettrica specifica di riferimento di un impianto fotovoltaico standard (FVagri in GWh/ha/anno) correttamente progettato, paragonata alla producibilità elettrica specifica di riferimento di un impianto fotovoltaico standard (FVstandard in GWh/ha/anno), non dovrebbe essere inferiore al 60 % di quest'ultima:

$$FVagri \geq 0,6 \cdot FVstandard$$

### **REQUISITO D**

#### **Sistema di monitoraggio**

Verifica delle condizioni ottimali di esercizio

Il sistema agrivoltaico è dotato di un sistema di monitoraggio che consenta di verificarne le prestazioni:

- l'impatto sulle colture;
- il risparmio idrico;
- la produttività agricola per le diverse tipologie di colture;
- la continuità delle attività delle aziende agricole interessate.

Le superfici prese in considerazione sono:

Superficie catastale

Superficie totale agrivoltaico (Stot)

Superficie agricola (Sagricola)

Superficie totale ingombro impianto (Spv)

### **SUPERFICI (mq)**

Catastale	Tare	Stot	Sagricola	Spv	Mitigazioni	Noccioli	Mirtilli
758.241,57	22.267,58	662.955,04	662.955,04	210.117,86	45.706,23	16.904,96	19.900,00

**SN**=Superficie non utilizzata per l'attività agricola in quanto occupata o impedita dalla installazione e dall'esercizio dei vari componenti dell'impianto agrivoltaico.

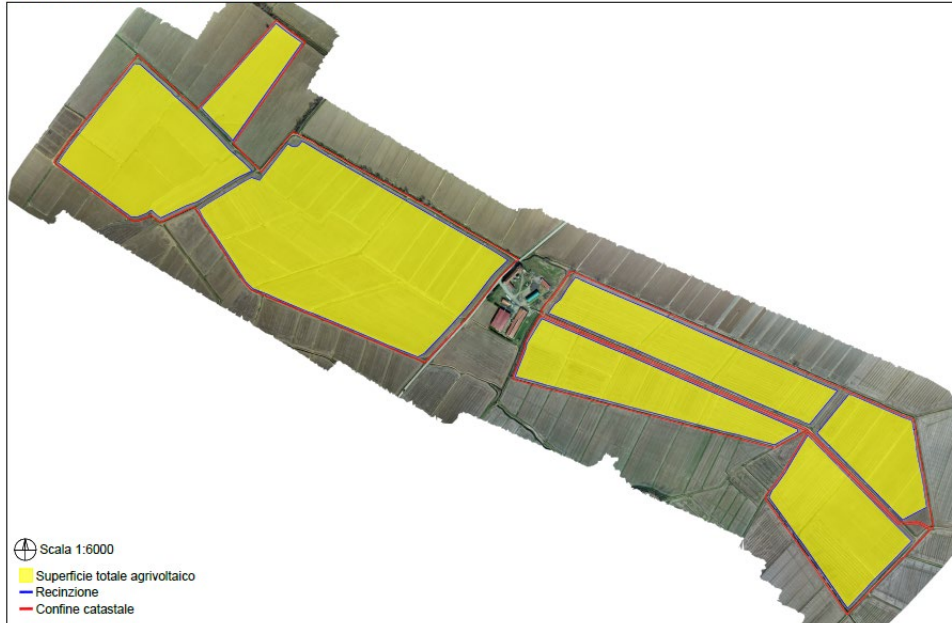
SN (palo)	SN (orizzontale)	SN (inclin. 60°)
563,76	210.117,86	105.058,93

#### **3.4.1 Verifiche requisiti**

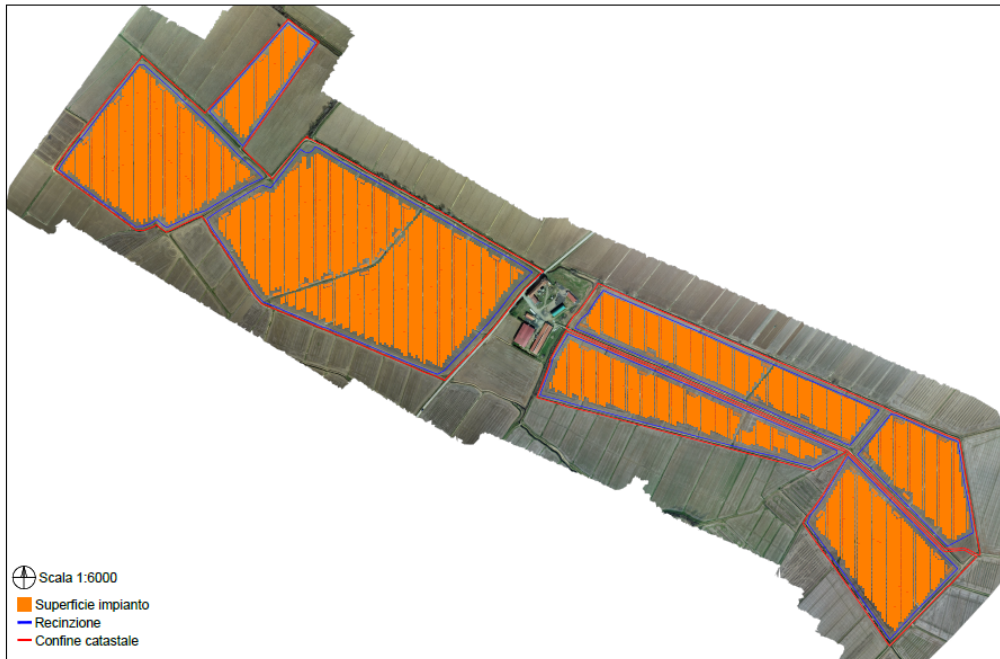
**Il rispetto dei requisiti A.1, A.2, e B.2 sono stati soddisfatti riprogettando i layout dell'impianto fotovoltaico come di seguito evidenziato.** Si riporta in seguito l'impianto adattato ai requisiti agrivoltaici con i relativi stralci delle tavole. (TAV16 - Planimetria agrivoltaica), con l'impianto suddiviso in **7 tessere**.



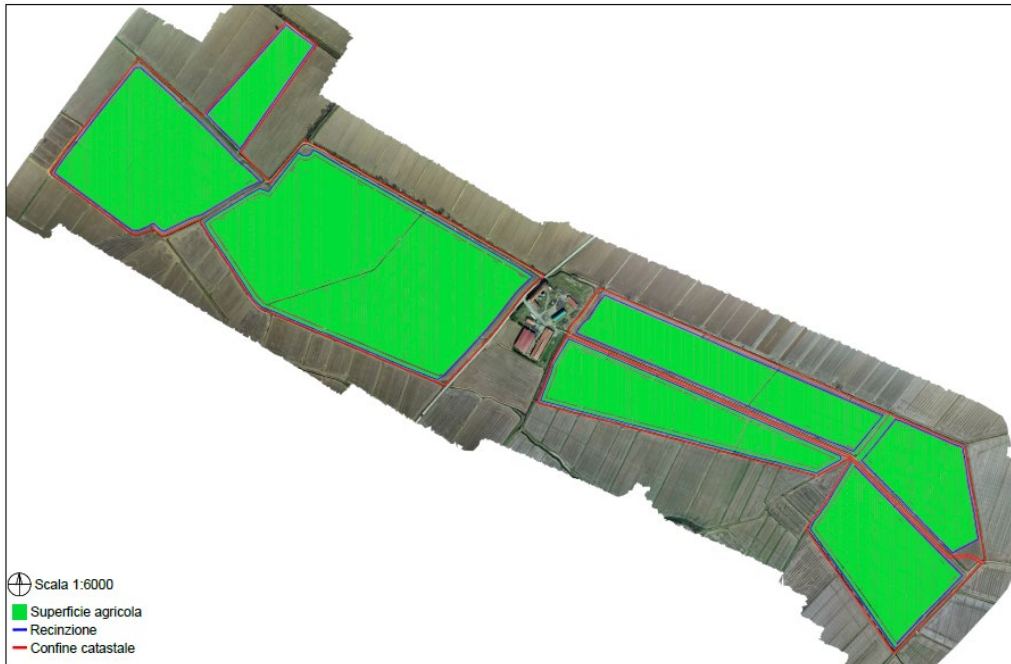
PLANIMETRIA SUPERFICIE TOTALE - STOT



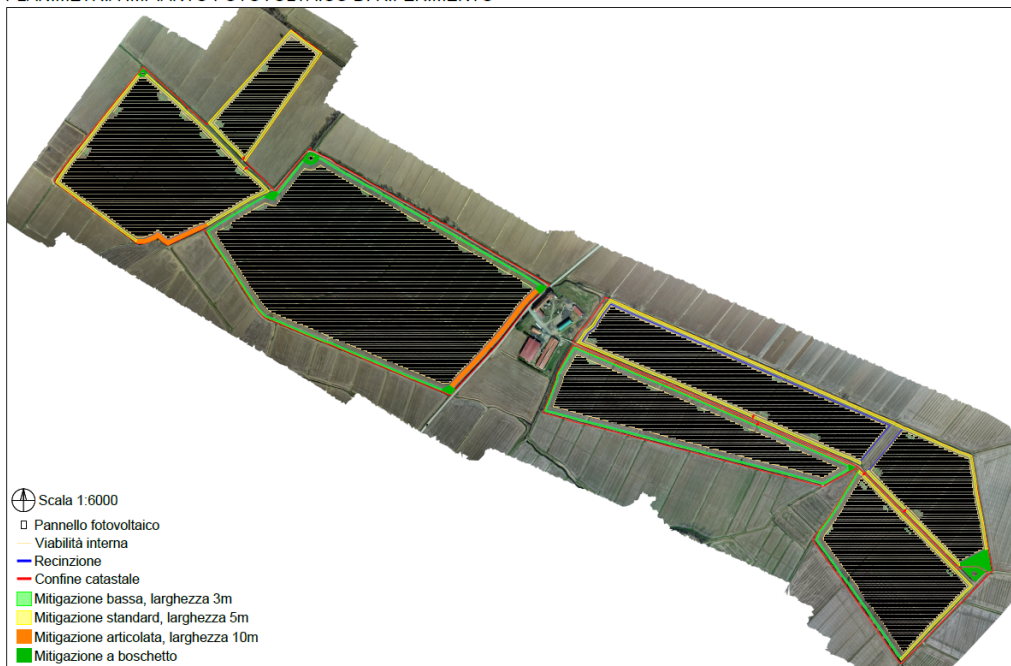
PLANIMETRIA SUPERFICIE TOTALE INGOMBRO IMPIANTO - SPV



PLANIMETRIA SUPERFICIE AGRICOLA



PLANIMETRIA IMPIANTO FOTOVOLTAICO DI RIFERIMENTO



**Requisito A1: S<sub>Agricola</sub> è almeno pari al 70% della superficie totale del sistema agrivoltaico Stot (S<sub>Agricola</sub> ≥ 0,7\*Stot)**

**S<sub>Agricola</sub> = Stot-SN**

Impronta palo		
Sagricola	Stot	Verifica
662.955,04	663.518,80	464.463,16

Impronta orizzontale		
Sagricola	Stot	Verifica
453.400,94	663.518,80	464.463,16

Impronta inclin. 60°		
Sagricola	Stot	Verifica
558.459,87	663.518,80	464.463,16

**Requisito A2: Rispetto di un limite massimo del LAOR, pari al 40% ( $Spv/Stot=LAOR \leq 40\%$ )**

Land Area Occupation Ratio: rapporto tra la superficie totale di ingombro dei moduli fotovoltaici di un impianto agrivoltaico ( $Spv$ ), e la superficie totale occupata dal sistema agrivoltaico ( $Stot$ ). Il valore è espresso in percentuale.

Spv	Stot	Verifica
210.117,86	663.518,80	0,32

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

**Requisito B1: Continuità dell'attività agricola**

- a) L'esistenza e la resa della coltivazione
- b) Il mantenimento dell'indirizzo produttivo

Ai fini di garantire la produzione sinergica di energia elettrica e prodotti agricoli e non compromettere la continuità dell'attività agricola e pastorale, scelta progettuale è quella del passaggio ad un **nuovo indirizzo produttivo**. Tale scelta è soprattutto dettata dalle considerazioni effettuate all'interno della RELAZIONE TECNICO-AGRONOMICA (DOC05) in merito ai cambiamenti climatici, alla questione idrica e alla sempre minor sostenibilità economica della monocoltura preesistente.

I nuovi indirizzi agricoli saranno rappresentati da:

- **Coltivazione di nocciole**
- **Coltivazione di mirtilli**
- **Allevamento pecore**
- **Postazioni apistiche**

**Requisito B2: Producibilità elettrica minima**

$FVagri \geq 0,6FVrif$

FVagri	FVrif	Verifica
1,04844997	1,063668689	OK

#### Requisito D: Sistema di monitoraggio

All'interno del progetto è prevista l'installazione di un sistema di monitoraggio continuo che permetterà il controllo delle prestazioni dell'impianto.

al fine di facilitare la formulazione di decisioni funzionali all'organizzazione del lavoro e della produzione nonché al monitoraggio di parametri ambientali. A questo proposito si intende ricorrere ai sistemi IOT (Internet of things) applicati attraverso tecnologie 4.0 ovvero installazione di sensoristica a controllo remoto.

### 3.5 IMPIANTO FOTOVOLTAICO SU TRACKER MONOASSIALI

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

#### 3.5.1 Dati generali Impianto

Tipo di terreno: Terreno agricolo

Potenza di picco: circa 47,36 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: 0.26

Fattore di riduzione delle ombre Komb 98%

L'impianto fotovoltaico sarà realizzato utilizzando 75168 moduli in silicio monocristallino da 630 Wp ciascuno e 41 inverter centralizzati da 1000 kW nominali come dettagliatamente descritto negli elaborati grafici e di seguito.

Come si mostra nella planimetria di progetto riportata, il progetto prevede la suddivisione dell'impianto fotovoltaico in 7 distinti sottocampi ciascuno dei quali dotato di cabine di trasformazione ed inverter. I pannelli sono su tracker singoli da 12, 24, 48 pannelli schierati a mono fila posti a interasse di 6 m.

In particolare, si distinguono:

Stringhe		n. moduli in serie	n. moduli totali	Potenza Singolo modulo (Wp)	Potenza Totale (kWp)
Sottocampo A	137	24	3276	630	2063,88
Sottocampo B	554	24	13284	630	8368,92
Sottocampo C	1166	24	27972	630	17622,36
Sottocampo D	372	24	8916	630	5617,08
Sottocampo E	307	24	7368	630	4641,84
Sottocampo F	237	24	5688	630	3583,44
Sottocampo G	361	24	8664	630	5458,32
<b>Totali per Campo fotovoltaico</b>	<b>3132</b>	<b>24</b>	<b>75168</b>	<b>630</b>	<b>47,35584</b>

Il calcolo delle superfici coperte dai moduli e dalle cabine è riassunto in un'unica tabella:



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA  
47,36 MWp  
MADAMA LIVE  
Comune di Salussola  
RELAZIONE TECNICA**

Pag 29 di  
130

<b>Calcolo Superfici coperte da moduli e cabine</b>			
	<b>Quantità</b>	<b>Superficie Singolo elemento [m2]</b>	<b>Superficie coperta [m2]</b>
<b>Trackers 1x12</b>	<b>360</b>	<b>34,09</b>	<b>12 270,96</b>
<b>Trackers 1x24</b>	<b>370</b>	<b>68,17</b>	<b>25 223,64</b>
<b>Trackers 1x48</b>	<b>1 291</b>	<b>136,34</b>	<b>176 020,10</b>
<b>Cabina di Consegna</b>	<b>1</b>	<b>90,23</b>	<b>90,23</b>
<b>Cabina Smistamento</b>	<b>1</b>	<b>90,23</b>	<b>90,23</b>
<b>Cabina di trasformazione</b>	<b>41</b>	<b>32,58</b>	<b>1 335,78</b>
<b>Container</b>	<b>2</b>	<b>18,00</b>	<b>36,00</b>
<b>Ricovero ovini</b>	<b>4</b>	<b>172,26</b>	<b>689,04</b>
<b>Superficie totale coperta [m2]</b>	<b>215 755,98</b>		

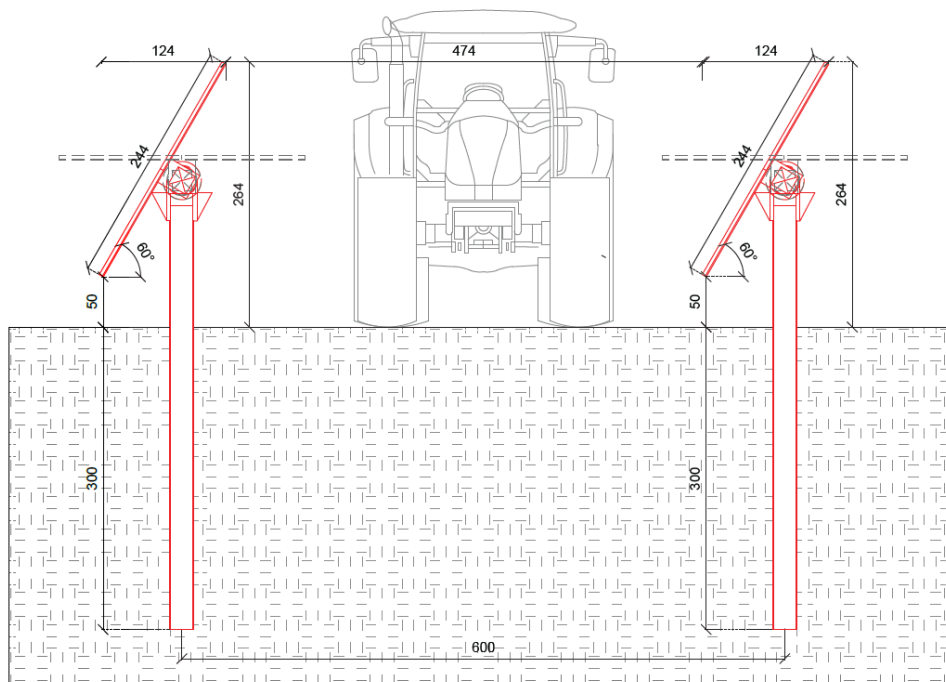
I moduli fotovoltaici saranno posati a terra tramite idonee strutture in acciaio zincato con inseguimento mono-assiale, come meglio descritto in seguito, disposti in file parallele opportunamente distanziate onde evitare fenomeni di ombreggiamento reciproco. L'impianto sarà di tipo GRID-CONNECTED (connesso alla rete elettrica per l'immissione dell'energia).

La misura dell'energia prodotta si realizzerà nel locale di misura all'interno della cabina di consegna ubicata nel campo in progetto 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.

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

Il progetto prevede l'impiego di tecnologie ad inseguimento monoassiale che permettono allo stesso tempo 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.

Si riporta la sezione dei tracker di progetto e la scheda tecnica:





**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA  
47,36 MWp  
MADAMA LIVE  
Comune di Salussola  
RELAZIONE TECNICA**

Pag 31 di  
130

## Technical features

Tracking type	Independent single axis horizontal tracker; Any tracker alignment possible (ideally along North-South direction);
Tracking algorithm	Accurate astronomical formulas; tracking precision = 1.0°. Individually customized 3D backtracking to follow terrain undulations
Rotation range	Standard: $\pm 55^\circ$ ; optional $\pm 60^\circ$ also available
Ground cover ratio	Freely configurable by customer (between 34% and 50%)
PV Module compatibility	Framed modules; all major brands
Module mount	1 module portrait; 2 modules landscape
Drive system	1 Independent slew drive per tracker
Peak power per tracker	Up to 45 kWp per tracker (with 500Wp modules)
N° of Module per tracker	Up to 90 72-cell modules (1500 V)
PV array voltage	1000 V or 1500 V
Power supply	Self powered with dedicated small PV module and Li-FePO <sub>4</sub> battery
Communication	Soltigua wireless radio network or dedicated RS485 serial communication
Monitoring	Local control via SCADA; remote control available
Foundation type	Standard: driven piles; compatible also with: shallow foundation (concrete blocks); ground screws
Wind resistance (Eurocodes)	In operation: up to 80 km/h in any position; Stow position: up to 200+ km/h in stow position
Snow resistance	Up to 1'500 N/m <sup>2</sup> ; depending on tracker version
Tracker stowing time	≤ 6 min; 3.5 min on average
Installation tolerances	North South: $\pm 50$ mm; East-West: $\pm 40$ mm standard pile; $\pm 28$ mm drive pile; Height tolerance: $\pm 45$ mm; Pile tilt: $\pm 1^\circ$ ; Twist: $15^\circ$
Ground slope	Max 15% slope in longitudinal direction (North- South); optional max 20% also available Any slope in transversal direction (East-West) [max 70% local slope for rotation clearance] Local deviation from theoretical ground profile is $\pm 150$ mm
Installation method	Engineered for fast and easy assembly; no welding nor drilling required on site
Materials	HDG and ZM construction steel; maintenance free bearings; triennial maintenance for slew drive
Certifications/Compliance	CE 2006/42/UE; Eurocodes EN1991-1-1/3/4; LV 2014/35/UE; EMC 2014/30/UE; ISO 9001-2015 and ISO 14001-2015; IEC 62817:2017
Warranty	Structure: 10 years; Drive, batteries and electronics: 5 years; Corrosion: 30 years in C2 atmospheric environment; Warranty extension available
Earthing	The rotating structure is connected to the ground through its drive pile

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.

### 3.5.3 Descrizione Inverter e Cabine di trasformazione

L'area di impianto è servita nel complesso da 41 inverter, trasformatori e cabine di trasformazione.

#### *Cabina di trasformazione:*

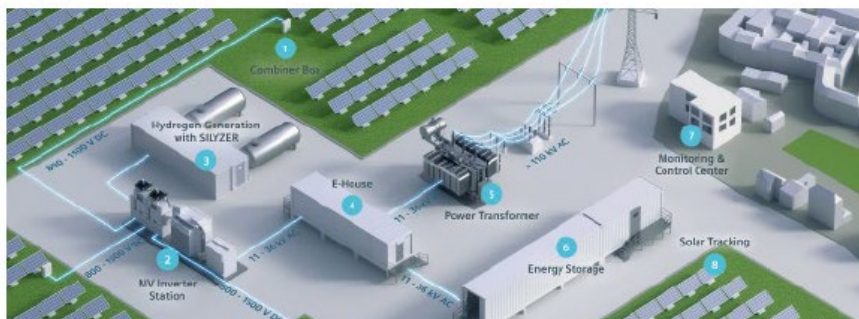
All'interno dell'area di progetto è prevista l'installazione di 41 cabine di trasformazione nelle quali alloggianno rispettivamente 41 trasformatori in olio e 41 inverter centralizzati. Gli inverter sono di marchio SIEMENS e modello SINACON PV1000, con potenza di 1000 kW ciascuno. L'insieme degli inverter ha una potenza complessiva di 41 MW.

I trasformatori in olio in progetto sono di marchio EATON ed il modello considerato ha una potenza pari a 1000 kVA e tensione primaria di 36 kV. Di seguito vengono riportate le schede tecniche di riferimento:





The SINACON PV inverter is used in medium and large utility-scale photovoltaic power plants to achieve high efficiency. It is equipped with 3-level IGBT modules for input voltages of up to DC 1,500 V to maximize energy efficiency. The integrated DC and AC distribution makes the SINACON PV inverter cost efficient. Standardized interfaces for easy plug and play reduce engineering hours.

- Designed for harsh environments
- IP65 without humidity limits
- Liquid cooling (-40°C... +60°C possible)
- Late power derating over 40°C
- Extreme high quality standards



The SINACON PV inverter is part of the MV-Inverter Station with the transformer and RMU (Ring Main Unit) in the eBoP solution (electrical Balance of Plant).

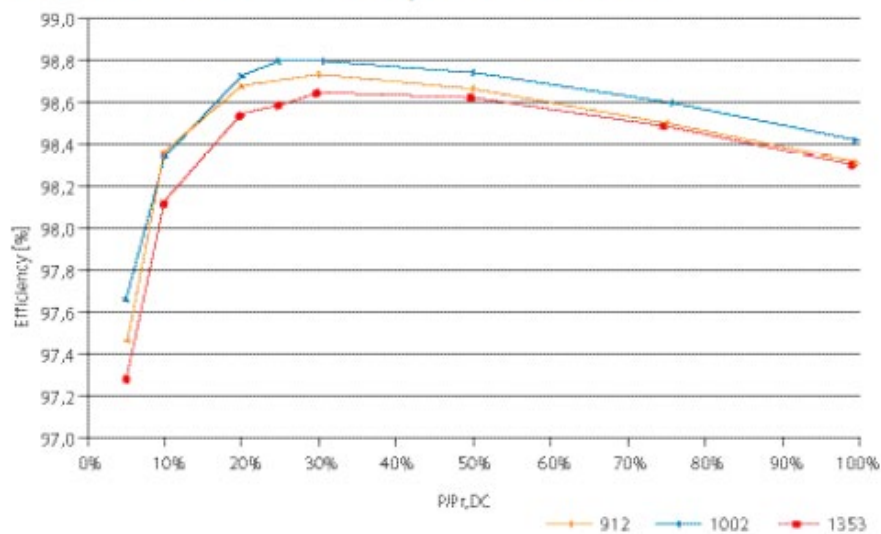


Storage, transportation and operation				
Temperature	-40°C ... +60°C			
Relative humidity	0% ... 100%			
Maximum altitude of installation site without derating	< 1,500 m above MSL			
Cooling				
Cooling method	Forced cooling by means of fans and liquid cooling			
Applicable standards and conformity				
BDEW (Germany)	BDEW Guideline, FGW TG3, TG4 and TG8			
IEC 61683 (efficiency)	IEC 61683: 1999			
IEC 62116 (anti islanding)	IEC 62116: 2014 (at 50 Hz)			
EMC Emission	IEC 61000-6-4: 2007 + A1: 2011			
EMC Immunity	IEC 61000-6-2: 2005			
Electrical Safety	IEC 62109-1: 2010, IEC 62109-2: 2011, IP65 according to IEC 60529: 1989			
Degree of protection: IP65 (cabinet only)	IEC 60529			
General data				
Control strategy	MPPT			
Efficiency (PV 5000)	(97.6 98.5 98.9 99.0 98.9 98.8 98.7)% For (5 10 20 25 30 50 75 100)% power at 1,006 V <sub>dc</sub> without self-consumption for cooling			
EU and CEC efficiency	98.8% Without internal consumption			
Infeed starts from	260 W ... 2,500 W Depending on cooling			
Standby loss	80 W ... 150 W -			
Max. self-consumption for cooling	5,000 W Without cabinet heating			
Mechanical data				
Mounting position	Vertical -			
Type of mounting	Floor mounting -			
				
Number of Power Units	1	2	3	4
SINACON PV series	PV1000 ... PV1250	PV2000 ... PV2500	PV3000 ... PV3750	PV4000 ... PV5000
Dimensions (without pallet, with heat exchanger); (W x H x D)	2,120 x 3,760 x 1,170 mm		3,690 x 3,760 x 1,170 mm	
Weight <sup>1)</sup>	< 1,600 kg	< 2,200 kg	< 3,300 kg	< 3,900 kg
Color	RAL 7035			
Input data (DC)				
Independent inputs	1 ... 2		Depending on configuration	
Nominal voltage	min. MPP voltage		-	
DC voltage (max. MPP)	1,500 V		Depending on application	
DC voltage (min. MPP)	802 V / 882 V (AC 550 V) 838 V / 922 V (AC 575 V) 875 V / 962 V (AC 600 V) 919 V / 1,010 V (AC 630 V) 962 V / 1,058 V (AC 660 V) 1,006 V / 1,107 V (AC 690 V)		For 100% / 110% nominal grid voltage	
DC current (max.)	1 ... 4 x 1,200 A		-	
Short-circuit current (max.)	6,4 kA / 7 kA		250 A / 315 A DC fuses	
Nominal power	1 ... 4 x 1,016 kW 1 ... 4 x 1,062 kW 1 ... 4 x 1,108 kW 1 ... 4 x 1,159 kW 1 ... 4 x 1,209 kW 1 ... 4 x 1,270 kW		-	
Capacitance to ground (max.)	2,000 µF		Per IT system	

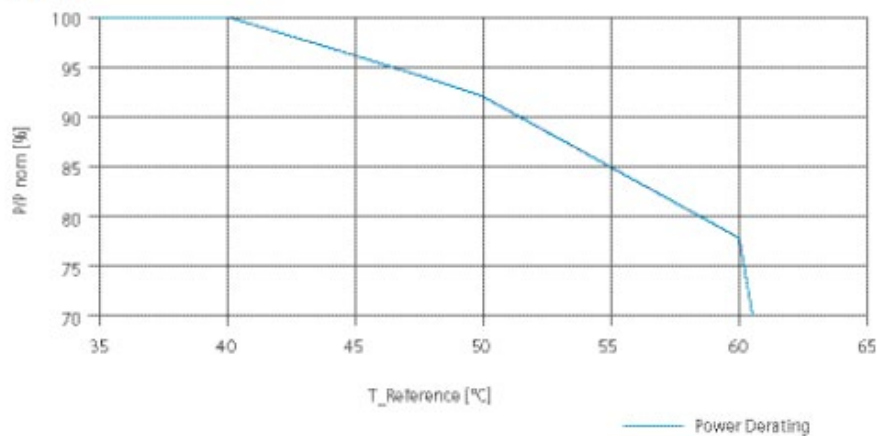
<sup>1)</sup> The weight refers to a complete system without extra options.

Output data (AC)		
Apparent power (max.) and nominal power	PV1000 ... PV4000 kVA (AC 550 V)	With nominal grid voltage, $\cos \phi = 1$
	PV1045 ... PV4180 kVA (AC 575 V)	
	PV1090 ... PV4360 kVA (AC 600 V)	
	PV1140 ... PV4560 kVA (AC 630 V)	
	PV1200 ... PV4800 kVA (AC 660 V)	
	PV1250 ... PV5000 kVA (AC 690 V)	
Number of independent systems	1 ... 2	-
Grid voltage	550 ... 690 V ( $\pm 10\%$ at $U_{n(AC)}$ )	-
Nominal frequency	50 Hz / 60 Hz ( $\pm 10\%$ )	-
Output current (max.)	1 ... 4 x 1,050 A	-
Short-circuit current (max.)	50 kA	-
Power factor $\cos \phi$	-	Adjustable to local requirements
Harmonic distortion	< 3%	-

Measured values<sup>2)</sup> without internal consumption for AC 600 V (PV4360)



Derating

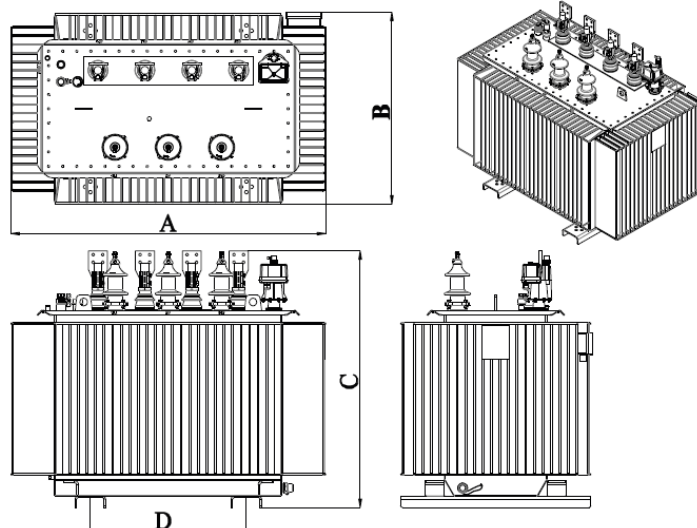


<sup>2)</sup> Measured by Fraunhofer ISE

**Order information** – The order number consists of several digits depending on the configuration.

Description	1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	-	8.	9.	10.	11.	12.	-	13.	14.	15.	16.
SINACON PV inverter for medium voltage supply	6	S	P	1														
Number of power units																		
• 1 power unit					1													
• 2 power units					2													
• 3 power units					3													
• 4 power units					4													
Input connections (per power unit on plus and minus)																		
• 7 x M10 bolt and nut						0												
Initial current measurement at DC input																		
• Each + input measured					1													
Minimum operating ambient temperature																		
• Up to -10°C						0												
• Up to -25°C, with cabinet heating						1												
• Up to -40°C, with cabinet heating and insulation						2												
Applied standards																		
• IEC with external AC connection									E									
• UL with external AC connection									U									
Network-optical fiber switch connection																		
• Singlemode unmanaged										S								
• Multimode unmanaged										M								
• RJ45										R								
Seismic design																		
• Without seismic design												0						
• With seismic design												1						
Frequency																		
• 50 Hz													5					
• 60 Hz													6					
Inverter output AC voltage																		
• 550 V (PV1000 ... PV4000)																4		
• 575 V (PV1045 ... PV4180)																5		
• 600 V (PV1090 ... PV4360)																6		
• 630 V (PV1140 ... PV4560)																7		
• 660 V (PV1200 ... PV4800)																8		
• 690 V (PV1250 ... PV5000)																9		
Grounding/Insulation monitoring																		
• Insulation monitoring internal																	I	
• Negative-pole grounding without isolation monitoring																	N	
Inverter options																		
• None																		N
• AC precharge																		A
Additional internal transformer																		
• 63 A fuse																		2
• Transformer with 8 kVA, AC 400 V																		3
• none																		9
Example:	6	S	P	1	4	0	1	-	0	E	S	0	5	-	6	N	N	3

Trasformatori ad olio:





**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA  
47,36 MWp  
MADAMA LIVE  
Comune di Salussola  
RELAZIONE TECNICA**

Pag 36 di  
130

Trasformatori in olio prodotti in conformità al Reg. 548/2014 (Tier 1) della direttiva EU Ecodesign (AL-AL)

Tensione primaria (kV)	Potenza (kVA)	Perdite a vuoto (W)	Perdite a carico a 120°C (W)	Tensione di Cortocircuito (%)	Livello di rumorosità (dB)	Lunghezza A (mm)	Larghezza B (mm)	Altezza C (mm)	Distanza tra le ruote D (mm)	Peso dell'olio (kg)	Peso della parte attiva (kg)	Peso totale (kg)
36	25	80	990	4,5	46	910	610	1320	520	140	220	410
	50	103	1210	4,5	50	890	630	1360	520	150	290	490
	100	166	1925	4,5	54	950	670	1410	520	190	390	650
	160	241	2585	4,5	57	1050	730	1400	520	230	530	850
	250	345	3575	4,5	60	1130	870	1460	520	290	680	1110
	315	414	4290	4,5	61	1170	830	1530	670	320	790	1280
	400	494	5060	4,5	63	1230	890	1730	670	370	910	1470
	500	586	6.050	4,5	64	1230	930	1740	670	390	1040	1670
	630	690	7150	4,5	65	1230	970	1820	670	430	1170	1890
	800	747	9240	6	66	1410	970	1830	820	510	1350	2210
	1000	885	11550	6	67	1550	970	1900	820	580	1570	2570
	1250	1092	12100	6	68	1630	1010	1940	820	680	1900	3040
	1600	1380	15400	6	69	1810	1.130	2060	820	790	2180	3580
2000	1667	19800	6	71	1810	1110	2150	1000	950	2390	4.200	
2500	2012	24200	6	73	1950	1150	2290	1000	1.130	2890	5090	
3150	2530	30250	6	75	2230	1170	2.400	1070	1480	3800	6550	

### 3.5.4 Collegamenti elettrici e cavidotti

La connessione in serie dei moduli fotovoltaici dovrà essere effettuata utilizzando i connettori multicontact preinstallati dal produttore nelle scatole di giunzione poste sul retro di ogni modulo. I cavi dovranno essere stesi fino a 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 di profondità non inferiore a 1,6 m per l'alta tensione e di profondità non inferiore a 0,6 m per la bassa tensione, seguendo un percorso il più possibile parallelo a strade o passaggi. I cavi AT dovranno essere separati da quelli BT e i cavi BT separati da quelli di segnalazione e monitoraggio. Ad intervalli di circa 500 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.

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). I collegamenti elettrici lato AC tra gli inverter e le cabine (di smistamento e di consegna) e tra la cabina di consegna e la Stazione elettrica



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA  
47,36 MWp  
MADAMA LIVE  
Comune di Salussola  
RELAZIONE TECNICA**

Pag 37 di  
130

380/132 kV a Carisio saranno realizzati mediante cavi in AT opportunamente dimensionati per garantire una caduta di tensione inferiore al 4%.

La colorazione delle anime rispetta le norme UNEL ed il grado d'isolamento è scelto in funzione dell'effettiva tensione di esercizio. 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 “3.8 – RELAZIONE DI CALCOLO IMPIANTI ELETTRICI”. I tabulati di calcolo eseguiti dall'apposito software sono allegati nell'elaborato “DOC20-CALCOLO IMPIANTI ELETTRICI E VALUTAZIONE PRODUZIONE IMPIANTO”.

### **3.5.5 Moduli fotovoltaici**

I moduli previsti sono **Jinko Solar Tiger Neo N-type 78HL4-BDV da 630 Wp**.

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

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 94,60 % del valore iniziale dopo 12 anni di funzionamento ed all'87,40% dopo 30 anni.

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.

Di seguito si riporta la scheda tecnica dei moduli considerati:



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA  
47,36 MWp  
MADAMA LIVE  
Comune di Salussola  
RELAZIONE TECNICA

Pag 38 di  
130

# Tiger Neo N-type 78HL4-BDV 605-625 Watt

BIFACIAL MODULE WITH  
DUAL GLASS

N-Type

Positive power tolerance of 0~+3%

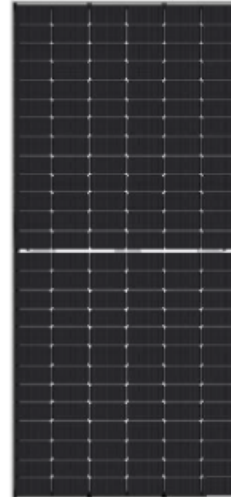
IEC61215(2016), IEC61730(2016)

ISO9001:2015: Quality Management System

ISO14001:2015: Environment Management System

ISO45001:2018

Occupational health and safety management systems



## Key Features



### SMBB Technology

Better light trapping and current collection to improve module power output and reliability.



### Hot 2.0 Technology

The N-type module with Hot 2.0 technology has better reliability and lower LID/LETID.



### PID Resistance

Excellent Anti-PID performance guarantee via optimized mass-production process and materials control.



### Enhanced Mechanical Load

Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).



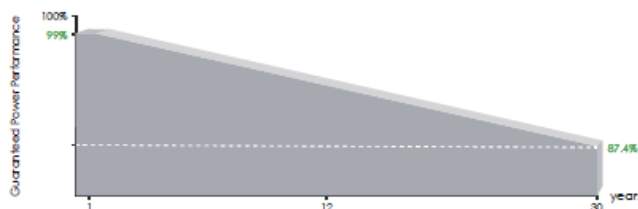
### Higher Power Output

Module power increases 5-25% generally, bringing significantly lower LCOE and higher IRR.



POSITIVE QUALITY™  
Premium Solar Modules

## LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

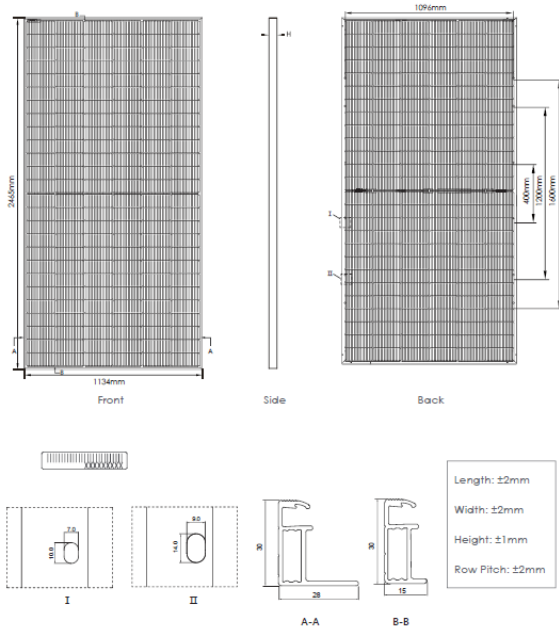


12 Year Product Warranty

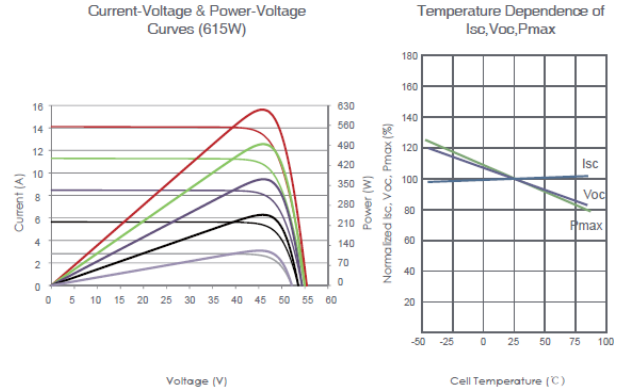
30 Year Linear Power Warranty

0.40% Annual Degradation Over 30 years

### Engineering Drawings



### Electrical Performance & Temperature Dependence



### Mechanical Characteristics

Cell Type	N type Mono-crystalline
No. of cells	156 (2×78)
Dimensions	2465×1134×30mm (97.05×44.65×1.18 inch)
Weight	34.6kg (76.38 lbs)
Front Glass	2.0mm, Anti-Reflection Coating
Back Glass	2.0mm, Heat Strengthened Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm <sup>2</sup> (+): 400mm, (-): 200mm or Customized Length

### Packaging Configuration

( Two pallets = One stack )

36pcs/pallets, 72pcs/stack, 576pcs/ 40'HQ Container

### SPECIFICATIONS

Module Type	JKM605N-78HL4-BDV		JKM610N-78HL4-BDV		JKM615N-78HL4-BDV		JKM620N-78HL4-BDV		JKM625N-78HL4-BDV	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	605Wp	455Wp	610Wp	459Wp	615Wp	462Wp	620Wp	466Wp	625Wp	470Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	45.42V	42.23V	45.60V	42.35V	45.77V	42.46V	45.93V	42.57V	46.10V	42.68V
Maximum Power Current (Imp)	13.32A	10.77A	13.38A	10.83A	13.44A	10.89A	13.50A	10.95A	13.56A	11.01A
Open-circuit Voltage (Voc)	55.17V	52.41V	55.31V	52.54V	55.44V	52.66V	55.58V	52.79V	55.72V	52.93V
Short-circuit Current (Isc)	13.95A	11.26A	14.03A	11.33A	14.11A	11.39A	14.19A	11.46A	14.27A	11.52A
Module Efficiency STC (%)	21.64%		21.82%		22.00%		22.18%		22.36%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	30A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.29%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.25%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.045%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									
Refer. Bifacial Factor	80±5%									

### BIFACIAL OUTPUT-REAR SIDE POWER GAIN

		635Wp	641Wp	646Wp	651Wp	656Wp
5%	Maximum Power (Pmax)	635Wp	641Wp	646Wp	651Wp	656Wp
	Module Efficiency STC (%)	22.73%	22.91%	23.10%	23.29%	23.48%
15%	Maximum Power (Pmax)	696Wp	702Wp	707Wp	713Wp	719Wp
	Module Efficiency STC (%)	24.89%	25.10%	25.30%	25.51%	25.71%
25%	Maximum Power (Pmax)	756Wp	763Wp	769Wp	775Wp	781Wp
	Module Efficiency STC (%)	27.05%	27.28%	27.50%	27.73%	27.95%

### 3.5.6 Cabina di consegna

All'interno dell'area di progetto saranno presenti due cabine, una di smistamento ed una di consegna, realizzate in prossimità di Cascina Madama: una ubicata nel settore E a poche decine di metri dalla cascina a Sud-Est e l'altra nel settore C a Nord-Ovest.

Si tratta di cabine elettriche prefabbricate già omologate, la posa in opera prevede uno scavo di 0,6 m.



### 3.5.7 Connessione alla CP di Carisio di Terna

L'energia prodotta dal campo fotovoltaico verrà veicolata mediante un cavidotto interrato in alta tensione a 36 kV lungo circa 9,46 km fino alla sottostazione Terna in prossimità dell'area industriale "La Baraggia" sita nel Comune di Carisio in provincia di Vercelli.



**Figura 14 - Inquadramento su Ortofoto dell'area di impianto (in rosso) e del cavidotto in AT (in giallo)**



### 3.5.8 Tecnologia No -Dig

Si effettuerà la posa dei cavi con tecnica HDD Horizontal Directional Drilling in prossimità delle interferenze prevedendo l'esecuzione dei pozzi di lancio ed arrivo.

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.

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 pilotato 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 (TAV13 - COLLEGAMENTO).

### 3.6 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.

### 3.7 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 antiintrusione.

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.

### 3.8 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:

$$P_d = P_n \cdot coeff$$

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)  $I_f \leq 1.45 \cdot I_z$

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 conduttura principale protetta contro i sovraccarichi con dispositivo idoneo ed in grado di garantire la protezione anche delle condutture derivate;
- conduttura 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 conduttura 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;



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA  
47,36 MWp  
MADAMA LIVE  
Comune di Salussola  
RELAZIONE TECNICA**

Pag 44 di  
130

- 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

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  $\text{mm}^2$ , se in rame;
- 35  $\text{mm}^2$ , 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:

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

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  $\Omega/\text{km}$ .

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 dell'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.

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

da cui si ricavano le componenti dirette:

$$\begin{aligned} \cos \varphi_{ccmt} &= \sqrt{1 - (0,995)^2} \\ X_{dl} &= 0,995 \cdot Z_{ccmt} \\ R_{dl} &= \cos \varphi_{ccmt} \cdot Z_{ccmt} \end{aligned}$$

e le componenti omopolari:

$$\begin{aligned} R_0 &= \frac{\sqrt{3} \cdot 1,1 \cdot V_{mt}}{I_{k1ftmax}} \cdot 1000 \cdot \cos \varphi_{ccmt} - (2 \cdot R_{dl}) \\ X_0 &= R_0 \cdot \sqrt{\frac{1}{(\cos \varphi_{ccmt})^2} - 1} \end{aligned}$$

### 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);
- 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:

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

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  $R_{dc}$ .

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:

$$R_{0bN} = R_{db} + 3 \cdot R_{dbN}$$

$$X_{0bN} = 3 \cdot X_{db}$$

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

$$R_{0bPE} = R_{db} + 3 \cdot R_{dbPE}$$

$$X_{0bPE} = X_{db} + 3 \cdot (X_{b-ring} - X_{db})$$

I parametri di ogni utenza vengono sommati con i parametri, alla stessa sequenza, della utenza a monte, espressi in mΩ:

$$R_d = R_{dc} + R_{d-up}$$

$$X_d = X_{dc} + X_{d-up}$$

$$R_{0N} = R_{0cN} + R_{0N-up}$$

$$X_{0N} = X_{0cN} + X_{0N-up}$$

$$R_{0PE} = R_{0cPE} + R_{0PE-up}$$

$$X_{0PE} = X_{0cPE} + X_{0PE-up}$$

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  $I_{k \max}$ , fase neutro  $I_{k1N \max}$ , fase terra  $I_{k1PE \max}$  e bifase  $I_{k2 \max}$  espresse in kA:

$$I_{k \max} = \frac{V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k \min}}$$

$$I_{k1N \max} = \frac{V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1N \min}}$$

$$I_{k1PE \max} = \frac{V_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1PE \min}}$$

$$I_{k2 \max} = \frac{V_n}{2 \cdot Z_{k \min}}$$

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

$$I_p = K \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k \max}$$

$$I_{p1N} = k \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k1N \max}$$

$$I_{p1PE} = K \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k1PE \max}$$

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

dove:

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

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 AT

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

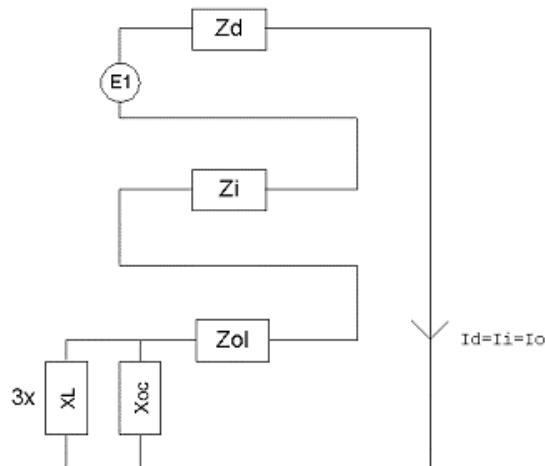
Il calcolo dei guasti a terra in reti di media e alta tensione coinvolge lo studio dell'effetto capacitivo della rete durante il regime di guasto.

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.

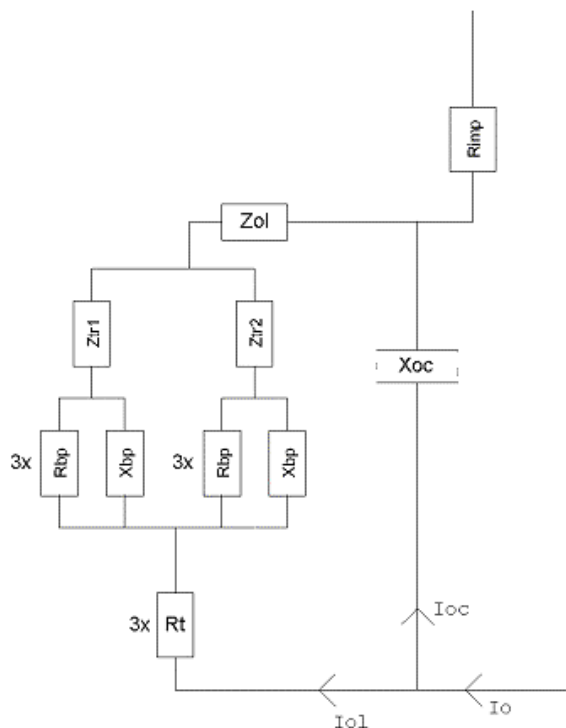
Il modello di calcolo delle correnti omopolari, seguendo la teoria delle sequenze dirette, inverse e omopolari, per un guasto fase-terra è il seguente:



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;
- 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:

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



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA  
47,36 MWp  
MADAMA LIVE  
Comune di Salussola  
RELAZIONE TECNICA**

Pag 58 di  
130

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

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;
- 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:

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

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

$I_a \text{ c.i.}$  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.

$I_a \text{ c.i.}$  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:

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

Se richiesto dal progetto, è possibile imporre a ciascuna utenza il valore di  $I_a \text{ c.i.}$  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:



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA  
47,36 MWp  
MADAMA LIVE  
Comune di Salussola  
RELAZIONE TECNICA**

Pag 60 di  
130

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

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  $I_{k1}(ft) min$ , allora  $I_{a.c.i.}$  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  $I_{k1}(ft) min$  nelle condizioni complessive di rete definite nel progetto.

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  $Ik(IT) \text{ min}$  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  $Ik(IT) \text{ min}$ , 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:

- 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 Ia 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 Ia 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.
- 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.

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

L'inserimento di un parco agrivoltaico in un territorio agricolo determina inevitabilmente una variazione della percezione del contesto paesaggistico e dello stato dei luoghi, ma questo passaggio da una volumetria del soprassuolo legata alle diverse specie vegetali coltivate, alternate nella variabilità stagionale, alla costante presenza di strutture che captano i raggi solari (pannelli solari) è equilibrato dalla compresenza dell'attività agricola e quella produttiva. Ad aiutare l'inserimento del progetto nel paesaggio sono state adottate idonee opere di mitigazione e ad accorgimenti tecnici per una coerente integrazione.

Le mitigazioni, oltre ad essere pensate in maniera accurata dal punto di vista tecnico, sono frutto di un'analisi approfondita del territorio e del paesaggio in cui si collocano, e rispondono alle esigenze dello stesso.

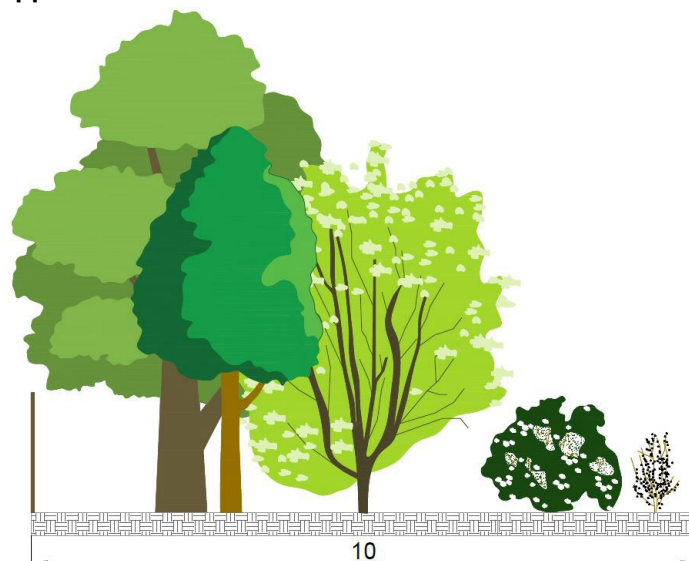
Infatti, le opere di mitigazione vegetali, che si sviluppano sul confine del lotto, sono state pensate con un doppio livello di inserimento paesaggistico e agronomico. Oltre alla funzione di schermatura degli impatti visivi dell'impianto, le mitigazioni vegetali sul perimetro esterno del lotto creano dei veri e propri corridoi ecologici, con valore principalmente "ecosistemico". Sul lato interno invece, dove la divisione dei campi è già caratterizzata da elementi naturali preesistenti e da una lottizzazione agricola, si è scelto di non trasformare il particellare e tramandare la componente "culturale e storica" del paesaggio agrario in cui si colloca il progetto. Le mitigazioni in progetto, si sviluppano come quinte di vegetazione arboreo arbustiva a cornice dell'area, di composizione e ampiezza differenziata. Saranno costituite da filari plurispecifici, singoli o doppi, più o meno densi e con una frequenza di essenze a portamento cespuglioso o di medio/alto fusto secondo il punto e la prospettiva da mitigare.

Pertanto valutando il contesto dei luoghi fortemente compromesso nella sua struttura dal sistema agricolo estensivo ed i con i visivi di maggiore significatività, considerando puntualmente le specifiche situazioni ambientali presenti, sono state predisposte e differenziate delle fasce di vegetazione arboreo arbustiva al fine di mascherare le strutture inserite e nel contempo ripristinare la biodiversità fortemente ridotta dalle monoculture nonché quei corridoi ecologici che possano consentire di elevare il livello di permanenza e permeabilità del territorio da parte della componente faunistica.

La scelta delle diverse tipologie del verde va a ricreare quattro contesti, i cui dettagli tecnici sono contenuti nella *TAV12 – MITIGAZIONI E OPERE AGRONOMICHE*.

Di seguito sono riportate le quattro tipologie di fasce vegetali che si svilupperanno perimetralmente rispetto all'impianto:

- **Mitigazione a doppio filare misto**

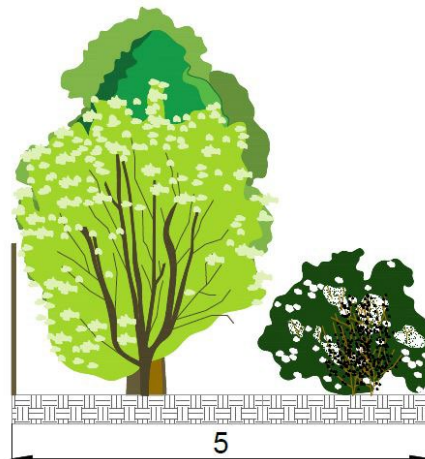


Avrà una larghezza di 10 metri e sarà impiegata nel sul lato sud-est del lotto ad Ovest (verso la strada Via Madama) e nell'angolo a Sud-Est della tessera ad Ovest; essa sarà costituita dalle piante riportate di seguito:

Descrizione		Largh. m	Lung. m	Superficie m <sup>2</sup>	
Fascia comprendente un <u>doppio filare</u> di specie arboree e cespugliose. Sesto d'impianto: m 3,50 fra le file, m 3,00 fra le piante. L'intera fascia verrà prima seminata a prato stabile con specie graminacee tappezzanti.		10,00	545,00	5.450,00	
<u>Specie arboree</u>	%	Lung. tot. filari m	Distanza fra le piante m	N° tot. piante	N° piante per specie
<i>Ontano nero (Alnus glutinosa L.)</i>	15	1.090,00	3,00	363	55
<i>Pioppo tremulo (Populus tremula L.)</i>	10				36
<i>Tiglio (Tilia cordata Mill.)</i>	5				18
<i>Frassino orniello (Fraxinus ornus L.)</i>	5				18
<i>Betulla (Betula pendula Roth.)</i>	5				18
<i>Acer campestre (Acer campestre L.)</i>	10				36
Totale	50				

<u>Specie cespugliose</u>	%				
<i>Sambuco (Sambucus nigra L.)</i>	5				18
<i>Biancospino (Crataegus monogyna Jacq.)</i>	15				54
<i>Ligustro (Ligustrum vulgare L.)</i>	10				36
<i>Salice bianco (Salix alba L.)</i>	5				18
<i>Prugnolo (Prunus spinosa L.)</i>	15				55
Totale	50				181

- **Mitigazione a singolo filare misto**



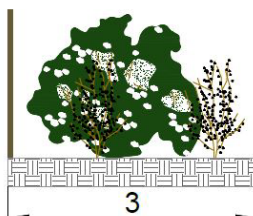
Avrà una larghezza di 5 metri e sarà utilizzata lungo la restante parte del perimetro del lotto ove non presente la coltivazione interna di nocciolo e la mitigazione da 10m; essa sarà costituita dalle piante riportate di seguito:



Descrizione			Largh. m	Lungh. m	Superficie m <sup>2</sup>
Fascia comprendente un <u>filare singolo</u> di specie arboree e cespugliose con distanza fra le piante m 3,00. L'intera fascia verrà prima seminata a prato stabile con specie graminacee tappezzanti.			5,00	5.225,00	26.125,00
<u>Specie arboree</u>	%	Lung. tot. filari m	Distanza fra le piante m	N° tot. piante	N° piante per specie
<i>Ontano nero (Alnus glutinosa L.)</i>	15	5.225,00	3,00	1.742	261
<i>Pioppo tremulo (Populus tremula L.)</i>	10				174
<i>Tiglio (Tilia cordata Mill.)</i>	5				87
<i>Frassino orniello (Fraxinus ornus L.)</i>	5				87
<i>Betulla (Betula pendula Roth.)</i>	5				87
<i>Acer campestre (Acer campestre L.)</i>	10				174
<b>Totale</b>	50				871

<u>Specie cespugliose</u>	%				
<i>Sambuco (Sambucus nigra L.)</i>	5				87
<i>Biancospino (Crataegus monogyna Jacq.)</i>	15				261
<i>Ligustro (Ligustrum vulgare L.)</i>	10				174
<i>Salice bianco (Salix alba L.)</i>	5				87
<i>Prugnolo (Prunus spinosa L.)</i>	15				261
<b>Totale</b>	50				871

- Mitigazione a singolo filare cespugliose**



Avrà una larghezza di 3 metri e sarà utilizzata lungo il perimetro del lotto ove presente la coltivazione interna di nocciolo; essa sarà costituita dalle piante riportate di seguito:

Descrizione			Largh. m	Lungh. m	Superficie m <sup>2</sup>
Mitigazione ambientale composta da una fascia comprendente un filare singolo di specie cespugliose. Distanza fra le piante m 1,50. L'intera fascia verrà prima seminata a prato stabile con specie di graminacee tappezzanti.			3,00	4.010,00	12.030,00
<u>Specie cespugliose</u>	%	Lung. tot. filare m	Distanza fra le piante m	N° tot. piante	N° piante per specie
<i>Sambuco (Sambucus nigra L.)</i>	25	4.010,00	3,00	1.337	334
<i>Biancospino (Crataegus monogyna Jacq.)</i>	15				201
<i>Ligustro (Ligustrum vulgare L.)</i>	20				267
<i>Salice bianco (Salix alba L.)</i>	25				334
<i>Prugnolo (Prunus spinosa L.)</i>	15				201
<b>Totale</b>	100				1.337

- **Mitigazione a boschetto**



Avrà una larghezza variabile in relazione alla superficie dell'area interessata e sarà utilizzata negli angoli principali del lotto; essa sarà costituita dalle piante riportate di seguito:

Descrizione		Superficie m <sup>2</sup>			
La mitigazione comprendente piccoli superfici dedicate alla creazione di boschetti misti di specie arboree e cespugliose con distanza fra le piante di almeno m 2,50. L'intera superficie verrà preventivamente seminata a prato stabile con specie graminacee tappezzanti.		4.350,00			
<u>Specie arboree</u>	%	Superficie mq	Sup. per pianta mq 2,50x2,50	N° tot. piante	N° piante per specie
<i>Ontano nero (Alnus glutinosa L.)</i>	25	4.350,00	6,25	696	174
<i>Pioppo tremulo (Populus tremula L.)</i>	25				174
<i>Acer campestre (Acer campestre L.)</i>	20				139
<b>Totale</b>	<b>70</b>				<b>487</b>
<u>Specie cespugliose</u>	%	4.350,00	6,25	696	
<i>Sambuco (Sambucus nigra L.)</i>	20				139
<i>Biancospino (Crataegus monogyna Jacq.)</i>	5				35
<i>Prugnolo (Prunus spinosa L.)</i>	5				35
<b>Totale</b>	<b>30</b>				<b>209</b>



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA  
47,36 MWp  
MADAMA LIVE  
Comune di Salussola  
RELAZIONE TECNICA**

Pag 67 di  
130

#### **4.1 L'ATTIVITA' AGRONOMICA**

---

Il progetto, come meglio descritto nella relazione agronomica prodotta dal professionista incaricato Per. Agr. Giovanni Cattaruzzi, prevede l'insediamento di attività agronomica.

Tenuto conto che uno degli obiettivi di questo progetto è anche quello di consentire all'interno dell'impianto fotovoltaico lo svolgimento di attività agricole ed anche di servizi ecologici, sono state individuate attività agricole in linea con le politiche agro-ambientali del Green Deal europeo e delle strategie di sostenibilità alla base della realizzazione dei parchi fotovoltaici in quanto ecologicamente miglioratrici, economicamente significative e promotrici di un modello di sviluppo innovativo così rappresentate:

- 1) coltivazione estensiva di essenze erbacee foraggere nettarifere sull'intera superficie dell'impianto
- 2) attività apistica
- 3) piccola coltivazione di nocciolo
- 4) piccola coltivazione di mirtilli a scopo agricolo-sociale
- 5) pascolo turnato di ovini di razza Biellese

Ogni opera sarà sviluppata attraverso diverse fasi preparative che sono dettagliatamente descritte all'interno della relazione agronomica DOC05 – RELAZIONE TECNICO-AGRONOMICA



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA  
47,36 MWp  
MADAMA LIVE  
Comune di Salussola  
RELAZIONE TECNICA**

Pag 68 di  
130

## **5. 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 47,36 MWp, che si intende realizzare su terreno privato a destinazione seminativo. Il progetto prevede un'area di circa 76 ha situata in provincia di Biella nel comune di Salussola di cui è soggetto proponente la società Madama Live srl.

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).

Ai fini della realizzazione della più corretta modalità di ripristino del suolo occupato da tutte le opere di sostegno ci si impegna nel redigere la Caratterizzazione Pedologica e Planialtimetrica delle aree coinvolte

La viabilità interna è costituita da uno strato superficiale in misto strada e ghiaia. Di conseguenza nelle movimentazioni del terreno tra i cavidotti e le strade occorre mantenere la separazione delle differenti componenti pedologiche, ponendo cura di disporre le componenti a maggiore fertilità negli strati superficiali del terreno. Premessa a tutto ciò è che in fase di allestimento iniziale dell'impianto vengano tracciati i movimenti terra interni generando una cartografia pedologica indispensabile per il successivo ripristino. Sarà necessario predisporre la pianta as built della caratterizzazione pedologica effettivamente esistente al momento dell'avvio dell'esercizio dell'impianto.

### **5.1 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 47,36 MWp

L'impianto fotovoltaico sarà realizzato utilizzando:

- n. 75168 moduli in silicio monocristallino
- n 41 inverter centralizzati.

I pannelli posizionati sono su tracker doppi da 12, 24 e 48 e pannelli, posti a interasse di 6 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 sette sottocampi in cui è diviso l'impianto sono serviti ciascuno da inverter, trasformatori e cabine di trasformazione.

L'energia prodotta dall'impianto sarà veicolata mediante un cavidotto in AT di circa 9 km all'interno della sottostazione Terna in progetto posizionata nei pressi dell'area industriale "La Baraggia" nel comune di Carisio. 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.

- Le linee BT hanno una lunghezza totale di 14.303 m.
- Le linee AT interne all'area di progetto hanno una lunghezza totale di 5306 m.
- Le linee AT esterne all'area di progetto hanno una lunghezza totale di 9456 m.

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

Gli accessi carrabili presenti sono segnalati all'interno della tavola layout di progetto (TAV04 – LAYOUT).

Saranno costituiti da cancelli a due ante in rete in acciaio zincato plastificata verde, larghi 6 m su pali in legno di castagno fissati al suolo con staffe di acciaio.

La recinzione perimetrale sarà realizzata con rete in acciaio zincato plastificata verde alta da 2,6 m, collegata a pali in legno di castagno alti 3,2 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 interna al lotto sarà larga 5 m e sarà realizzata con uno spessore di 20 cm di materiale inerte misto cava di pezzatura fine e circa 20 cm di materiale inerte misto cava di pezzatura media 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	Viabilità
	Cabina di Consegna
	Cabina di Smistamento
	Cabine di Trasformazione
	Vasche contenimento olio
	Stalle ricovero ovini
	Linee illuminazione
	Linee BT interne
	Linee AT interne
	Linee AT esterne
	Giunti AT
riporti	Linee illuminazione
	Linee BT interne
	Linee AT interne
	Linee AT esterne
	Giunti AT

Infissioni
Pali Tracker
Pali illuminazione
Pali recinzione

## 5.2 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.

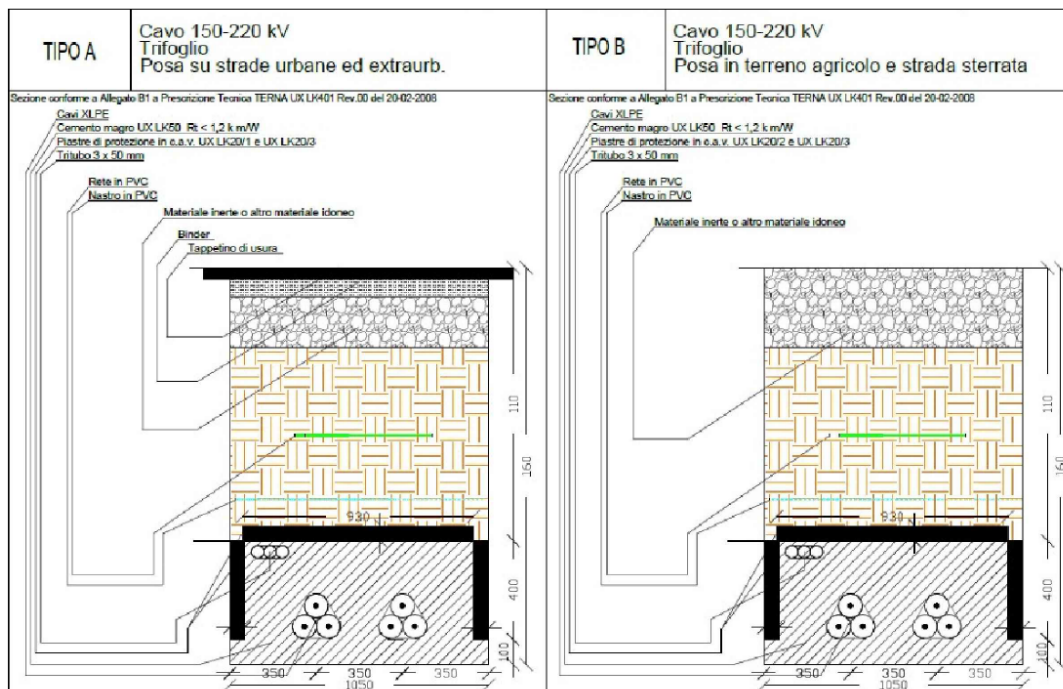
I materiali di risulta delle rotture stradali verranno gestiti mediante la Norma UNI EN 13108-8 che descrive il tipo di classificazione, i modi per smaltirlo correttamente e i controlli da effettuare per accertare eventuali impurità del fresato. Per conferire l'asfalto al gestore autorizzato allo smaltimento 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 m3);
- 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", qualora debbano essere considerate rifiuti e quindi non ricomprese nell'ambito dell'art.186 D.Lgs 152/06 e s.m.i.

### 5.3 CAVIDOTTO AT – ESTERNO ALL'IMPIANTO

Per quanto riguarda l'alloggiamento delle linee in AT si prevedono scavi a sezione obbligata come rappresentati nella seguente Figura:



**FIGURA 15 - TIPOLOGIA DI SCAVI**

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

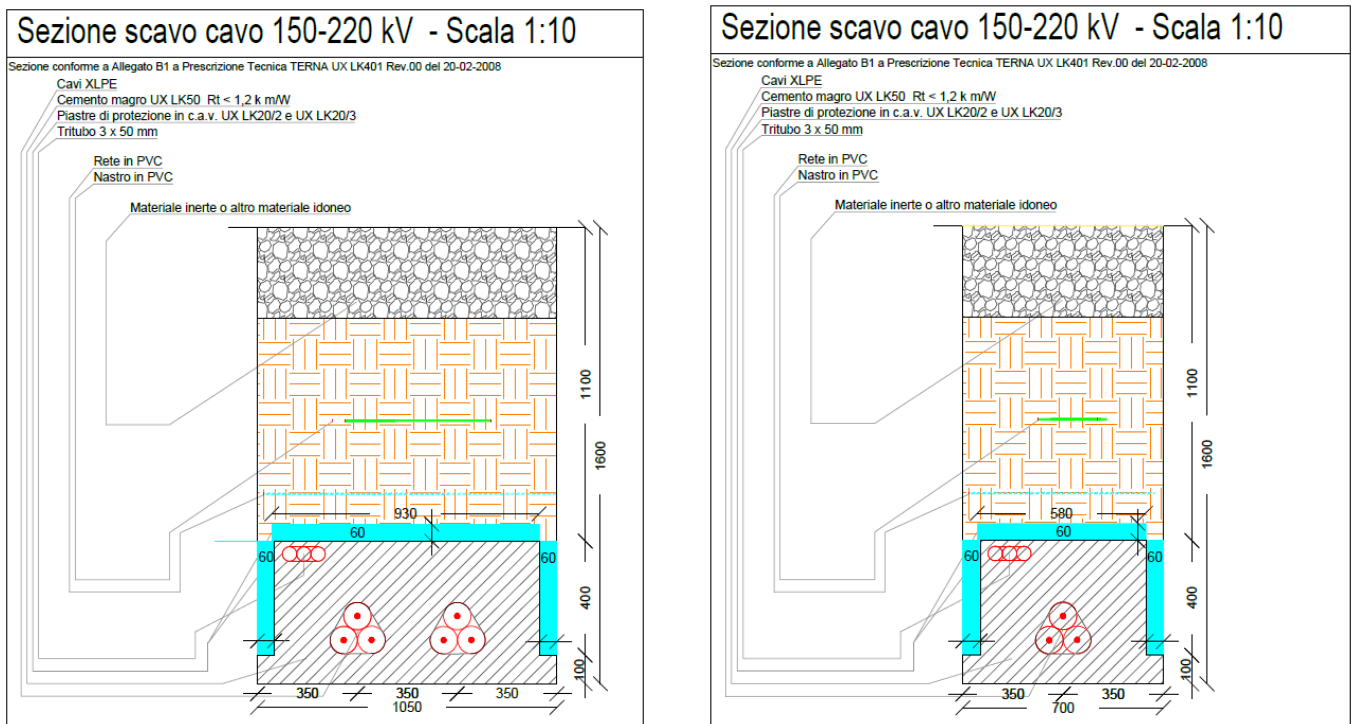
Linee cavidotto AT	lunghezza (m)	larghezza (m)	altezza (m)	Volume (m3)
Strada comunale sterrata	1.735,93	1,05	1,6	3010,44
Strada sterrata su terreno privato	2.139,08	1,05	1,6	3687,73
SP 55	754,99	1,05	1,6	1331,10
Strada sterrata su terreno privato	372,51	1,05	1,6	625,82
Strada asfaltata su terreno privato	382,37	1,05	1,6	673,74
Strada sterrata su terreno privato	632,78	1,05	1,6	1094,43
SP 55	765,64	1,05	1,6	1349,00
SP 3	175,04	1,05	1,6	294,07
Strada complanare	375,26	1,05	1,6	661,80
Strada asfaltata	811,18	1,05	1,6	1394,14
Strada vicinale	710,76	1,05	1,6	1225,44
<b>TOTALE</b>	<b>8.855,54</b>			<b>15.347,71</b>

Il volume totale di terreno da scavare per la realizzazione degli alloggiamenti della linea AT interrata che collega la cabina di consegna interna all'area di impianto e la Stazione Elettrica 380/132 Carisio è pari a **15.347,71 mc**.  
Per tali calcoli si è tenuto conto dell'utilizzo della tecnologia No-Dig, in corrispondenza delle 28 interferenze riscontrate lungo l'intero percorso, e della presenza di 15 giunti di collegamento della linea con relative geometrie e sezioni (rif. TAV.14)

#### 5.4 CAVIDOTTO AT – INTERNO ALL'IMPIANTO

Per quanto riguarda l'alloggiamento delle linee AT (Alta tensione) interne all'impianto si prevedono scavi di sezione 1050x1600 mm nei tratti con l'alloggiamento di due terne, mentre a sezione di 700x1600 mm nei tratti con alloggiamento di singola terna, come rappresentati nella seguente figura:

Per tali cavidotti la lunghezza planimetrica, geometria della sezione di scavo e il volume complessivo di



**Figura 16** tipologie sezioni di scavo linee AT interne all'impianto

terreno da scavare è riportato nella seguente tabella:

Linee cavidotto AT interne	lunghezza (m)	larghezza (m)	altezza (m)	Volume (m3)
percorso CA-A1	60	1,05	1,6	100,8
A1-A2	110	1,05	1,6	184,8
A2-A3	140	1,05	1,6	235,2
A3-A4	125	1,05	1,6	210
A4-A5	110	1,05	1,6	184,8
A5-A6	150	1,05	1,6	252
A6-A7	71	1,05	1,6	119,28
A7-A8	62	1,05	1,6	104,16
A8-A9	93	1,05	1,6	156,24
A9-A10	52	1,05	1,6	87,36



IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA  
47,36 MWp  
MADAMA LIVE  
Comune di Salussola  
**RELAZIONE TECNICA**

Pag 72 di  
130

Linee cavidotto AT interne	lunghezza (m)	larghezza (m)	altezza (m)	Volume (m3)
A10-A11	66	1,05	1,6	110,88
A11-A12	86	1,05	1,6	144,48
A12-A13	128	1,05	1,6	215,04
A13-A14	260	1,05	1,6	436,8
A14-A15	96	1,05	1,6	161,28
A15-A16	160	1,05	1,6	268,8
A16-A17	63	1,05	1,6	105,84
A17-A18	62	1,05	1,6	104,16
A18-A19	67	1,05	1,6	112,56
A19-A20	65	1,05	1,6	109,2
A20-A21	110	1,05	1,6	184,8
A21-A22	126	1,05	1,6	211,68
A18-A23	50	1,05	1,6	84
A23-A24	180	1,05	1,6	302,4
percorso CB-B1	165	0,7	1,6	184,8
B1-B2	132	0,7	1,6	147,84
B2-B3	122	0,7	1,6	136,64
B3-B4	122	0,7	1,6	136,64
B4-B5	197	0,7	1,6	220,64
B5-B6	75	0,7	1,6	84
B5-B7	77	0,7	1,6	86,24
B5-B17	143	0,7	1,6	160,16
B7-B8	146	0,7	1,6	163,52
B8-B9	203	0,7	1,6	227,36
B9-B10	140	0,7	1,6	156,8
B9-B11	160	0,7	1,6	179,2
B10-B12	174	0,7	1,6	194,88
B12-B13	135	0,7	1,6	151,2
B13-B14	94	0,7	1,6	105,28
B14-B15	279	0,7	1,6	312,48
B15-B16	180	0,7	1,6	201,6
CA-CB(*)	254	1,05	1,6	426,10
<b>TOTALE</b>	<b>5.290</b>			<b>7.461,94</b>

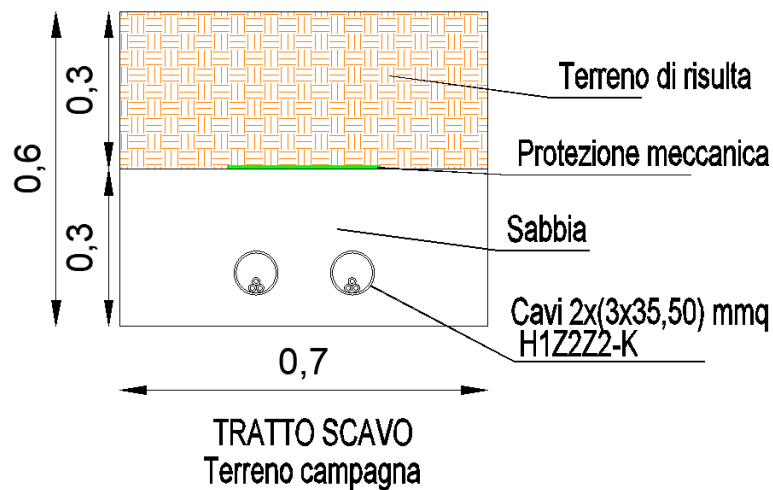
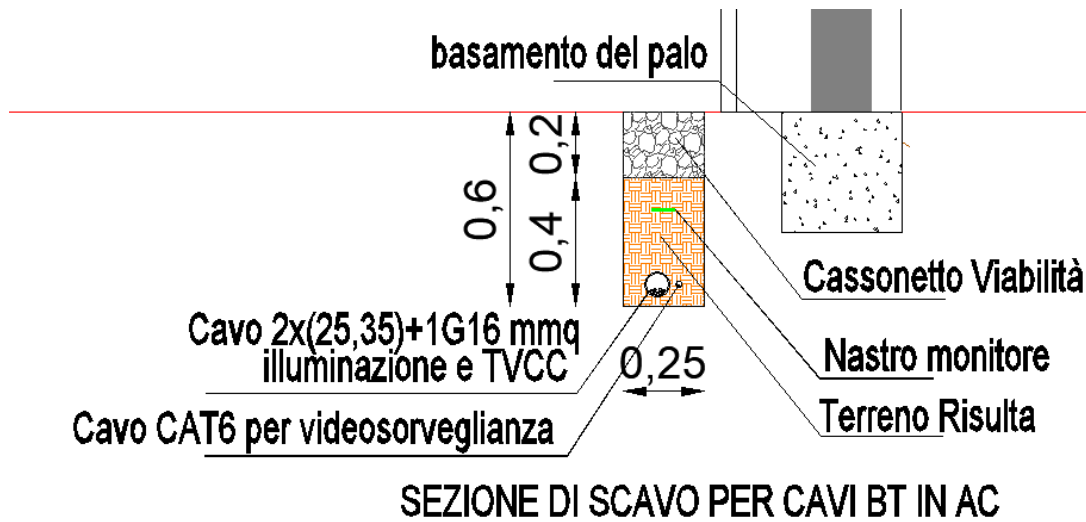
(\*) Il tratto interrato CA-CB collega la Cabina di Smistamento, all'interno del Sottocampo C, con la Cabina di Consegna, all'interno del Sottocampo E, si sviluppa per una lunghezza di 270 m all'esterno della recinzione dell'impianto, di cui 16 metri sono realizzati con tecnologia No-Dig necessaria in corrispondenza di una interferenza (vedi Tav.15 planimetria generale sezioni e profondità scavi)

Il volume totale di terreno da scavare per la realizzazione degli alloggiamenti delle linee AT interne all'impianto, compreso del tratto, in parte esterno, di collegamento tra le due cabine è pari a **7.461,94 mc.**



**5.5 CAVIDOTTO BT – DA REALIZZARE INTERNAMENTE ALL’IMPIANTO**

Per quanto riguarda l'alloggiamento delle linee BT (bassa tensione) si prevedono scavi a sezione obbligata 600x700 mm per le linee in CC, per quelle in AC si prevedono sezioni di 600x300 mm, come rappresentato nelle seguenti figure.



**SEZIONE DI SCAVO PER CAVI BT IN CC**

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

### Volume scavi cavi BT

Linee cavidotto BT	lunghezza (m)	larghezza (m)	altezza (m)	Volume (m3)
Sottocampo A in CA	740	0,25	0,6	111
Sottocampo A in CC	159	0,7	0,6	66,78
Sottocampo B in CA	1.260	0,25	0,6	189
Sottocampo B in CC	1.431	0,7	0,6	601,02
Sottocampo C in CA	1.910	0,25	0,6	286,5
Sottocampo C in CC	1.949	0,7	0,6	818,58
Sottocampo D in CA	1.600	0,25	0,6	240
Sottocampo D in CC	450	0,7	0,6	189
Sottocampo E in CA	1.500	0,25	0,6	225
Sottocampo E in CC	320	0,7	0,6	134,4
Sottocampo F in CA	860	0,25	0,6	129
Sottocampo F in CC	400	0,7	0,6	168
Sottocampo G in CA	1.040	0,25	0,6	156
Sottocampo G in CC	684	0,7	0,6	287,28
<b>TOTALE</b>	<b>14.303</b>			<b>3.601,56</b>

Il volume totale di terreno da scavare per la realizzazione degli alloggiamenti delle linee BT è pari a **3.601,56 mc**.

### 5.6 VOLUMI COMPLESSIVI

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

	Volume (m3)	Lunghezza (m)
Linea AT esterna	15.347,71	9.456
Linea AT interna	7.461,94	5.290
Linea BT interna	3.601,56	14.303
<b>TOTALE</b>	<b>26.411,21</b>	<b>29.049</b>

### 5.7 BILANCIO DELLE TERRE E ROCCE DA SCAVO

#### 5.7.1 Movimenti terra interni al layout di progetto

All'interno del lotto vi sono ulteriori movimenti terra, che si prevedono per la realizzazione, ad esempio, della viabilità; sempre all'interno del lotto di progetto, saranno realizzate:

- ricovero per gli ovini
- aree di sosta



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA  
47,36 MWp  
MADAMA LIVE  
Comune di Salussola  
RELAZIONE TECNICA**

Pag 75 di  
130

- percorso ciclopedonale

Per la verifica del bilancio delle terre si tiene conto di tutti questi volumi come di seguito se ne ha evidenza nella tabella di calcolo:

<b>BILANCIO MOVIMENTI TERRA</b>		<b>lunghezza (m)</b>	<b>larghezza (m)</b>	<b>profondità/altezza (m)</b>	<b>numero elementi</b>	<b>area (mq)</b>	<b>Volume (mc)</b>
<b>Scavi</b>	Viabilità	7172,3	3	0,2	-	21517,0	<b>4303,4</b>
	Cabine Smistamento e Consegna	18,0	2,8	0,6	2	100,80	<b>60,48</b>
	Cabine inverter	10,9	3	0,4	41	1335,78	<b>534,31</b>
	Cabine inverter Vasca	4,8	3,0	1,3	41	591,63	<b>763,20</b>
	Ricovero ovini	10,4	7,9	0,4	4	328,96	<b>131,58</b>
	Area di sosta			0,4	1	185,00	<b>74,00</b>
	Percorso ciclopedonale			0,2	1	3498,00	<b>699,60</b>
	Linee illuminazione	8910,0	0,25	0,6		2227,5	<b>1336,5</b>
	Linee BT	5393,0	0,7	0,6		3775,1	<b>2265,1</b>
	Linee AT percorso A + (CA-CB)	2746,0	1,05	1,6		2883,3	<b>4613,3</b>
Linee AT percorso B	2544,0	0,7	1,6		1780,8	<b>2849,3</b>	
<b>Riporto</b>	Linee illuminazione	8910,0	0,25	0,4		2227,5	<b>891,0</b>
	Linee BT	5393,0	0,7	0,3		3775,1	<b>1132,5</b>
	Linee AT percorso A + (CA-CB)	2746,0	1,05	0,7		2883,3	<b>1585,2</b>
	Linee AT percorso B	2544,0	0,7	0,7		1780,8	<b>979,0</b>
	Area di sosta				1	247,26	<b>247,26</b>
	Cunette contenimento	6846,3				0,08	<b>520,32</b>
<b>Totale</b>	<b>Totale scavi (mc)</b>	<b>14781,4</b>					
	<b>Volumi espansi 30% (mc)</b>	<b>19215,8</b>					
	<b>Volumi recuperati 10% (mc)</b>	<b>4144,2</b>					
	<b>bilancio terre (mc)</b>	<b>15071,6</b>					

In aggiunta alle consuete operazioni di movimento terra per le opere di impianto e di viabilità, si prevede un livellamento dei preesistenti dislivelli per la corretta installazione dei trackers fotovoltaici.

<b>Dislivello</b>	<b>Angolo inclinazione 5°</b>	<b>Lunghezza minima</b>	<b>Volume spostato a ml</b>	<b>ml</b>	<b>Tot mc spostati</b>
<i>m</i>	<i>rad</i>	<i>m</i>	<i>mc</i>	<i>m</i>	<i>mc</i>
0,3	0,087	3,4	0,26	3373,36	867,99



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA  
47,36 MWp  
MADAMA LIVE  
Comune di Salussola  
RELAZIONE TECNICA**

Pag 76 di  
130

0,6	0,087	6,9	1,03	1118,81	1151,51
0,9	0,087	10,3	2,32	1012,86	2345,55
1,2	0,087	13,7	4,12	536,06	2206,91
1,5	0,087	17,2	6,43	458,84	2951,57
1,8	0,087	20,6	9,26	156,75	1451,99
2,4	0,087	27,4	16,47	49,46	814,49
				11790,01	<b>11790,01</b>

(\*) *Previo campionamento e analisi delle terre, in modo da accettarsi dell'assenza delle sostanze inquinanti, la parte eccedente dal bilancio delle terre interne al campo sarà sparsa uniformemente su tutta l'area del sito a disposizione, per uno spessore limitato a pochi centimetri, mantenendo la morfologia originale dei terreni. Dunque, i movimenti terra interni ai layout di progetto saranno riutilizzati e non si prevede alcun conferimento in discarica.*

**5.7.2 Movimenti terra esterni al layout di progetto**

BILANCIO MOVIMENTI TERRA ESTERNI		lunghezza (m)	larghezza (m)	profondità/altezza (m)	numero elementi	area (mq)	Volume (mc)
<b>Scavi</b>	Linea AT	8855,54	1,05	1,6	1	9298,3	14877,3
	Giunti	8	2,8	2	15	336	470,4
<b>Ripporto</b>	Linea AT	8855,54	1,05	0,7	1	9298,3	5112,0
	Giunti	8	2,8	1,4	15	336	24,6
<b>Totale</b>	<b>Totale scavi (mc)</b>	<b>15347,7</b>					
	<b>Volumi espansi 30% (mc)</b>	<b>19952,0</b>					
	<b>Volumi recuperati 10% (mc)</b>	<b>5650,3</b>					
	<b>bilancio terre (mc)</b>	<b>14301,7</b>					

## 6. ORGANIZZAZIONE DEL CANTIERE E RICADUTE OCCUPAZIONALI

Con riferimento all'impianto Agrivoltaico in oggetto si prevede l'impiego di:

- n. 13.647 unità giorno per la fase di costruzione;
- n. 744 unità giorno per la fase di costruzione del cavidotto AT;
- n. 3.094 unità giorno ogni anno per la fase di gestione ripartite per l'esecuzione delle attività di gestione e manutenzione;
- n. 1.370 unità giorno ogni anno per attività agricola e pastorale;
- n. 4.737 unità giorno per la fase di dismissione.

Le fasi di costruzione, quelle di dismissione e le varie fasi ripartite per l'esecuzione delle attività di gestione e manutenzione vengono evidenziate nelle tabelle di seguito riportate:

Fase di costruzione					
Attività	Durata	Inizio	Fine	Operai richiesti	uomini giorno
Consegna lavori	0	02/09/2024	02/09/2024	0	0
Allestimento, messa in sicurezza ed eventuale pulizia del cantiere	18g	02/09/2024	25/09/2024	30	540
Scotico e livellamento terreno	17g	26/09/2024	18/10/2024	15	255
Picchettamento terreno	13g	21/10/2024	06/11/2024	20	260
Realizzazione viabilità e piazzole	25g	07/11/2024	11/12/2024	15	375
Realizzazione recinzione	18g	12/12/2024	06/01/2025	45	810
Sbancamenti e sistemazione piano di posa per cabine	15g	12/12/2024	01/01/2025	10	150
Realizzazione pista ciclopedonale	25g	02/01/2025	05/02/2025	12	300
Realizzazione area Stonehenge e installazione Big Bench	15g	02/01/2025	22/01/2025	10	150
Infissione pali/viti e montaggio delle strutture di supporto	42g	12/12/2024	07/02/2025	50	2100
Realizzazione impianto di illuminazione	35g	07/01/2025	24/02/2025	50	1750
Posizionamento cabine e realizzazione impianto di terra cabine	28g	02/01/2025	10/02/2025	15	420
Realizzazione impianto antifurto	35g	25/02/2025	14/04/2025	20	700
Realizzazione cavidotti, posa corrugati e pozzetti, reinterro	36g	15/04/2025	03/06/2025	15	540
Installazione quadri di campo e parallelo cc	18g	04/06/2025	27/06/2025	20	360
Stringatura e cablaggi cc	24g	30/06/2025	31/07/2025	40	960
Montaggio dei moduli fotovoltaici	30g	01/08/2025	11/09/2025	40	1200
Connessione cabine inverter e trasformazione preallestite	26g	12/09/2025	17/10/2025	18	468
Allestimento cabina di consegna	5g	20/10/2025	24/10/2025	10	50
Opere agronomiche	95g	15/09/2025	20/03/2026	15	1425
Comunicazione fine lavori al gestore di rete ed all'Agenzia delle Dogane	3g	27/10/2025	29/10/2025	0	0
Cablaggi	25g	27/10/2025	28/11/2025	30	750



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA  
47,36 MWp  
MADAMA LIVE  
Comune di Salussola  
RELAZIONE TECNICA**

Pag 78 di  
130

Realizzazione opere di rete	90g	27/10/2025	27/02/2026	0	0
Smantellamento opere provvisoriale di cantiere, rimozione rifiuti e pulizia aree	12g	02/03/2026	17/03/2026	7	84
Ultimazione lavori	0g	20/03/2026	20/03/2026	0	0
<b>Durata</b>	<b>405g</b>	<b>Totale uomini giorno</b>		<b>13647</b>	
<b>Max operai in cantiere (contemporanei)</b>				<b>137</b>	

TABELLA 1. CALCOLO UNITÀ LAVORATIVE NELLA FASE DI CANTIERE

<b>Calcolo unità lavorative all'anno nella fase di gestione</b>		
<b>Attività di pulizia dei moduli</b>	<b>quantità</b>	<b>u.m.</b>
metri quadri da pulire	213.514,70	mq
numero pulizie/anno	4	n°
metri quadri puliti giornalmente per ogni operaio	800	mq/uomo
<b>Uomini giorno pulizia</b>	<b>1068</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>1095</b>	<b>uomini giorno/anno</b>
<b>Altre attività di manutenzione ordinaria</b>		
<b>Uomini giorno</b>	<b>414</b>	<b>uomini giorno/anno</b>
<b>Attività di manutenzione straordinaria</b>		
<b>Uomini giorno</b>	<b>517</b>	<b>uomini giorno/anno</b>
<b>Attività coltivazione prato polifita</b>		
metri quadri da coltivare	69,29	ha
Ore annuali dedicate	1770,04	h
<b>Uomini giorno</b>	<b>221</b>	<b>uomini giorno/anno</b>
<b>Attività coltivazione corileto</b>		
metri quadri da coltivare	16.904,96	mq
noccioli	965	n°
ore annuali dedicate	190,39	h
<b>Uomini giorno</b>	<b>23</b>	<b>uomini giorno/anno</b>
<b>Attività coltivazione mirtilleto</b>		
metri quadri da coltivare	5.013,09	mq
mirtilli	1666	n°



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA  
47,36 MWp  
MADAMA LIVE  
Comune di Salussola  
RELAZIONE TECNICA**

Pag 79 di  
130

ore annuali dedicate	1.752,35	h
<b>Uomini giorno</b>	<b>289</b>	uomini giorno/anno
<b>Attività allevamento ovini</b>		
ovini	130	n°
ore annuali dedicate	6.435,00	h
<b>Uomini giorno</b>	<b>804</b>	uomini giorno/anno
<b>Attività apistica</b>		
arnie	20	n°
ore annuali dedicate	264,00	h
<b>Uomini giorno</b>	<b>33</b>	uomini giorno/anno
<b>Totale uomini giorno fase di gestione e manutenzione</b>	<b>4464</b>	<b>uomini giorno/anno</b>

**TABELLA 2. CALCOLO UNITÀ LAVORATIVE NELLA FASE DI GESTIONE**

Per l'intervento di dismissione dell'impianto in progetto si presume l'impiego di massimo 91 operai contemporaneamente in cantiere per un totale di 4737 uomini giorno.

È possibile prevedere una durata del cantiere pari a circa 95 giorni lavorativi. Per durata di cantiere si intende l'esecuzione di tutte le attività di cantiere fino allo smantellamento delle attrezzature di cantiere e pulizia delle aree temporanee.

Il Cronoprogramma è riportato in tabella

<b>Evento</b>	<b>Inizio [giorno]</b>	<b>Fine [giorno]</b>	<b>Durata [gg]</b>	<b>operai richiesti</b>	<b>Uomini giorno</b>
Consegna lavori	0	0	0	0	0
Allestimento, messa in sicurezza ed eventuale pulizia del cantiere	0	17	17	33	561
Comunicazione fine attività agli Enti	18	20	3	0	0
Smantellamento cablaggi AT e BT	18	21	4	30	120
Dismissione cabine di smistamento e di consegna	18	18	1	20	20
Disconnessione cabine inverter	19	25	6	40	240
Smontaggio dei moduli fotovoltaici	19	29	11	51	561
Rimozione stringatura e cablaggi cc	30	40	11	51	561
Rimozione quadri di campo e parallelo cc	41	43	3	35	105
Rimozione cavidotti, corrugati e pozzetti, reinterro	44	46	3	20	60
Rimozione impianto antifurto	47	48	2	60	120
Rimozione cabine e impianto di terra cabina	19	19	1	29	29
Demolizione/rimozione impianto di illuminazione	49	52	4	60	240
Rimozione pali/viti e smontaggio delle strutture di supporto	30	49	20	32	640
Rimozione recinzione	50	54	5	50	250
Smantellamento viabilità e piazzole	55	66	12	30	360



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA  
47,36 MWp  
MADAMA LIVE  
Comune di Salussola  
RELAZIONE TECNICA**

Pag 80 di  
130

Sistemazione e ripristino terreno allo stato ante operam	67	83	17	30	510
Smantellamento opere provvisorie di cantiere, rimozione rifiuti e pulizia aree	84	95	12	30	360
Ultimazione lavori	95	95	0	0	0
<b>totale uomini giorno</b>					<b>4737</b>
<b>max operai in cantiere (contemporanei)</b>					<b>91</b>

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

Unità impiegate in fase di costruzione	15.148
Unità impiegate in fase di gestione	133.920
Unità impegnate in fase di dismissione	2.309
Totale	147.806
<b>Anni/uomo corrispondenti</b>	<b>4.986</b>

**TABELLA 3. 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	76	Ha
Uomini giorno impiegati annualmente per ettaro di produzione cerealicola	8	
Uomini/giorno generati complessivamente nei 30 anni di vita utile dell'impianto	18.240	
<b>anni/uomo complessivamente impiegati dalla conduzione agricola</b>	<b>608</b>	
<b>anni/uomo complessivamente impiegati dall'impianto fotovoltaico</b>	<b>2762</b>	
<b>Incremento occupazione fotovoltaico/agricoltura</b>	<b>354%</b>	

<b>Raffronto con produzione di energia da fonti non rinnovabili</b>		
<b>Impianto fotovoltaico</b>		
Uomini/anno impiegati nella vita utile dell'impianto	2762	
Produzione energetica attesa della vita utile dell'impianto	2.295	GWh
<b>Uomini/anno impiegati per GWh dall'impianto fotovoltaico</b>	<b>1,20</b>	
<b>Centrale Enel a Carbone Torre Valdaliga Nord (alimentazione a carbone) (1)</b>		



Uomini/anno impiegati nella vita utile dell'impianto	32857,71	
Produzione energetica attesa della vita utile dell'impianto	300000	GWh
<b>Uomini/anno impiegati per GWh</b>	<b>0,11</b>	
<b>Incremento occupazione fotovoltaico/termoelettrico a carbone</b>	<b>999%</b>	
Centrale Turbogas di Scandale (alimentazione a gas naturale) (2)		
Uomini/anno impiegati nella vita utile dell'impianto	19714,29	
Produzione energetica attesa della vita utile dell'impianto	150000	GWh
<b>Uomini/anno impiegati per GWh</b>	<b>0,13</b>	
<b>Incremento occupazione fotovoltaico/termoelettrico a gas naturale</b>	<b>816%</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?guid=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.

Un notevole incremento occupazionale del progetto è rappresentato dalle attività di produzione agricola effettuate all'interno dell'area che vedranno interessate sia aziendali locali, che cooperative.

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 socioeconomico 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.

## **6.1 DESCRIZIONE DELLE FASI INDIVIDUATE NEL CRONOPROGRAMMA**

### **6.1.1 Allestimento, messa in sicurezza ed eventuale pulizia del cantiere**

Il lavoro consiste nel montaggio delle segnalazioni, delimitazioni, degli accessi e della cartellonistica, la realizzazione di infrastrutture civili-impianistiche di cantiere quali la predisposizione delle aree di stoccaggio dei materiali, la realizzazione di impianto elettrico di cantiere anche mediante l'allestimento di gruppi elettrogeni se non sono disponibili forniture BT ed alimentazione, impianto di terra, eventuali dispositivi contro le scariche atmosferiche, la predisposizione di bagni e spogliatoi, box mensa, box uffici (se non messi a disposizione dalla committenza), il montaggio delle attrezzature di sollevamento e ponteggio se necessarie e di tutte le recinzioni, sbarramenti, protezioni, segnalazioni e avvisi necessari ai fini della sicurezza, nonché l'adozione di tutte le misure necessarie ad impedire la caduta accidentale di oggetti e materiali.

Ove bagni e spogliatoi non siano messi a disposizione dalla committenza, una volta predisposta l'area del cantiere verrà installato un container adibito ad ufficio di cantiere. Il container sarà trasportato nel sito mediante camion e posizionato sul cantiere mediante gru idraulica. Una volta sul cantiere il container viene ancorato e predisposto al collegamento degli impianti energetici.



**FIGURA 17 - ALLESTIMENTO CANTIERE**

### **6.1.2 Analisi e valutazione degli impatti dei cantieri per la realizzazione dei cavidotti di progetto**

Il cavidotto di progetto è illustrato nella tavola "TAV13 – COLLEGAMENTO" e nella tavola "TAV14 – INTERFERENZE COLLEGAMENTO".

I cavidotti in alta tensione saranno dotati di due terne e saranno interrati per i primi km su strada interpoderale attraversante i campi e successivamente posate in carreggiata stradale asfaltata e tenendo conto degli eventuali sottoservizi e interferenze. Vengono indicati gli ostacoli dei sottoservizi individuati, gli interventi puntuali di ogni scavo no-dig che verranno effettuati e le sezioni tipologiche stradali delle posizioni delle terne sui lati stradali.

Le scelte tecniche per la realizzazione del cavidotto prevedono scavi a sezione ristretta combinati con la tecnologia no-dig. Dunque, si avrà la rottura delle strade nelle zone prive di sottoservizi, tali esecuzioni prevedono il ripristino della sede stradale. Ci saranno, inoltre, delle specifiche aree come, ad esempio, il superamento di rotonde, di centri abitati e/o sottoservizi dove il passaggio dei cavidotti verrà eseguito con la tecnica dello scavo teleguidato.

Il tracciato degli elettrodotti in cavo interrato, riportati negli allegati grafici a corredo del progetto, è stato studiato secondo quanto previsto dall'art. 121 del T.U. 11/12/1933 n°1775, comparando le esigenze della pubblica utilità dell'opera con gli interessi sia pubblici che privati coinvolti.



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA  
47,36 MWp  
MADAMA LIVE  
Comune di Salussola  
RELAZIONE TECNICA**

Pag 83 di  
130

Tale tracciato sarà ricadente nei comuni di Salussola e Carisio.

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

- contenere per quanto possibile la lunghezza del tracciato sia per occupare la minor porzione possibile di territorio, sia per non superare certi limiti di convenienza tecnico economica;
- limitare l'interessamento di nuclei e centri abitati, tenendo conto di eventuali trasformazioni ed espansioni urbane future;
- limitare l'interessamento di case sparse e isolate, rispettando le distanze minime prescritte dalla normativa vigente;
- minimizzare l'interferenza con le zone di pregio naturalistico, paesaggistico e archeologico;
- transitare su aree di minore pregio interessando prevalentemente aree agricole e sfruttando la viabilità già esistente nel territorio.

Le soluzioni adottate per i cavidotti (percorsi interrati) non comportano problematiche di inquinamento elettromagnetico dell'ambiente.

La presenza dei cavi nel sottosuolo di strade asfaltate è opportuno che venga segnalata in superficie mediante l'apposizione, indicativamente a distanza di 50 m l'uno dall'altro e comunque in ogni deviazione di tracciato, di segnalatori di posizione cavi e giunti. Nei casi di posa in terreni agricoli la presenza del cavo deve essere segnalata tramite paletti portanti cartelli indicatori "presenza cavo".

Tutte le specifiche tecniche relative al numero di cavi utilizzati ed alla loro sezione sono indicate nella relazione tecnica specialistica delle opere elettriche allegata al progetto.

Preventivamente, per tale impianto, viene installato un servizio di cantiere, costituito essenzialmente da un deposito di cantiere per il ricevimento e lo smistamento delle bobine di cavo e dei materiali ed attrezzature e dagli uffici di direzione e sorveglianza annessi.

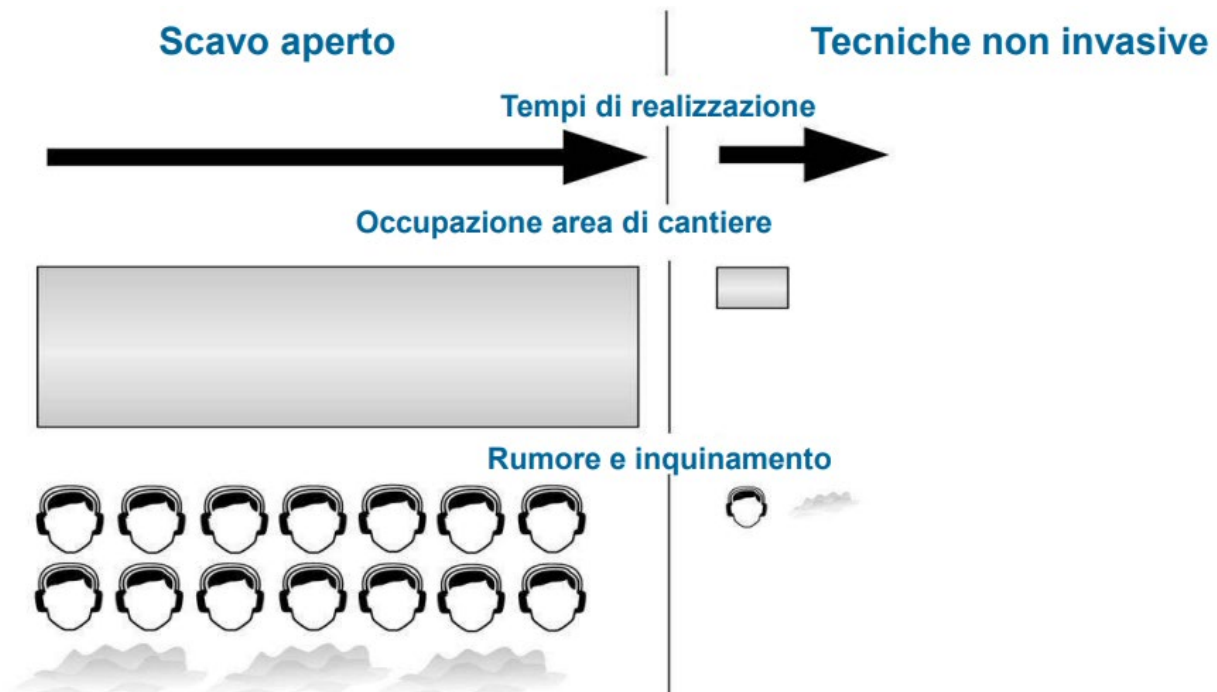
In particolare, per l'esecuzione dei lavori nelle diverse fasi il cantiere avrà le seguenti caratteristiche:

Numero di addetti	1 squadra = 6 operatori
Periodo di occupazione stimata	Salussola 24 giorni; Carisio 100 giorni; <b>Totale 124 giorni.</b>
Lunghezza collegamento	Salussola 1.833 m; Carisio 7.623 m <b>Totale 9.456 m.</b>
Produzione stimata	80 m/giorno
Strade di accesso	viabilità ordinaria e secondaria
Mezzi necessari	Escavatore Argano a motore Camion per trasporto materiale Automezzi per trasporto personale Trivella Pantografo

Alla realizzazione dei suddetti lavori, compreso il trasporto dei materiali, è associabile una immissione di rumore nell'ambiente molto limitata nel tempo e paragonabile a quella delle tecniche agricole usuali nella zona.

In particolare, nell'esecuzione degli scavi di trincea, la rumorosità non risulta eccessivamente elevata essendo provocata da un comune escavatore e quindi equiparabile a quella delle macchine agricole.

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 improponibili. L'uso della tecnologia no-dig elimina inoltre i negativi impatti sull'ambiente naturale e costruito.



**Figura 18 - 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.

Per quanto riguarda la volumetria di terreno scavato per l'elettrodotta esterno in AT si tratta di circa 15.347 mc di sterro;

Questo materiale per il 37 % sarà riutilizzato per la realizzazione del cavidotto, la restante parte sarà portata presso impianti di trattamento e recupero che riutilizzano il materiale per il sedime stradale.

Si dovranno realizzare le seguenti connessioni interrate:

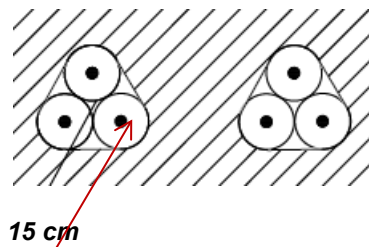
- Collegamento interno al campo fotovoltaico in corrente continua in bassa tensione tra i moduli fotovoltaici (quadri di campo) fino alle cabine di trasformazione;
- Collegamento interno del campo fotovoltaico in corrente alternata in bassa tensione per illuminazione e videosorveglianza perimetrale;
- Collegamento interno al campo fotovoltaico in alta tensione tra cabine di trasformazione e cabine di consegna;

- Collegamento in alta tensione tra le cabine di consegna;
- Collegamento in alta tensione tra la cabina di consegna e la Stazione Elettrica 380/132 kV Carisio di Terna;

Come già indicato, il superamento delle interferenze avverrà mediante la tecnologia No-Dig; sono state riscontrate 28 interferenze dislocate nei diversi tratti di collegamento, di seguito un riepilogo per tratto:

- Tratto AB – Strada comunale sterrata (5 interferenze): 5 fossi/canali
- Tratto BC – Strada sterrata su terreno privato (11 interferenze): 11 fossi/canali
- Tratto CD – SP 55 (1 interferenza): 1 fosso/canale
- Tratto DE – Strada sterrata su terreno privato (1 interferenze): 1 fosso/canale
- Tratto EF – Strada asfaltata su terreno privato (1 interferenze): 1 fossi/canali
- Tratto FG – Strada sterrata su terreno privato (2 interferenze): 2 fossi/canali
- Tratto GH – SP 55 (2 interferenze): 2 fossi/canali
- Tratto HI – SP 3
- Tratto IJ – Strada complanare (2 interferenze): 2 fossi/canali
- Tratto JK – Strada asfaltata (2 interferenza): 1 fosso/canale, 1 metanodotto
- Tratto KL – Strada vicinale (1 interferenza): 1 ferrovia

Nel caso di progetto si tratta di due terne di cavi inseriti in due corrugati dal diametro di 15 cm. La testa di perforazione è dotata di una sonda con la quale è possibile registrare continuamente l'avanzamento delle condotte monitorando così le quote e le posizioni.



**Figura 2 - Sezione delle tre terne all'interno dei corrugati da 15 cm**

Nella **Figura 3** viene mostrata come avviene l'intestazione dei fori nella tecnologia no-dig. Si stima che l'area di intervento in ingresso e in uscita del no-dig sia di 1 m<sup>2</sup>.



***Figura 3 - Intestazione foro no-dig***

Il tracciato del cavidotto percorrerà due comuni diversi: Salussola e Carisio.

Per quanto riguarda il cavidotto che collega l'area di progetto alla SE Carisio:

- Nel comune di Salussola si percorrerà una strada comunale sterrata per 1.833 m circa
- Nel comune di Carisio si percorrerà: una strada sterrata su terreno privato per 2.357 m circa, l'SP 55 per 771 m circa, una strada sterrata su terreno privato per 388 m circa, una strada asfaltata su terreno privato per 401 m circa, una strada sterrata su terreno privato per 667 m circa, l'SP 55 per 833 m circa, l'SP 3 per 175 m circa, la strada complanare a SP 3 per 466 m circa, una strada comunale asfaltata per 843 m circa e una strada vicinale per 722 m circa.

**6.1.3 Note di dettaglio sui percorsi adottati – Collegamento Madama Live – SE Carisio:**

**Strada comunale sterrata.  
Lunghezza scavi circa 1.833 m**



**Figura 4 – Tratto che attraversa l'area di progetto**



**Figura 5 – Primo tratto all'esterno dell'area di**



**progetto**

**Figura 6 – Attraversamento canale**

Le porzioni stradali hanno una carreggiata da 3 m circa di larghezza. Presentano misto ghiaioso e in alcuni tratti frammenti di laterizio usati per livellare e consolidare la strada. Risultano inoltre parzialmente fiancheggiate da opere di canalizzazione.

Si sottolinea che il tratto stradale è caratterizzato da traffico principalmente agricolo in quanto conduce ai campi.

Gli scavi interesseranno il centro della carreggiata.



**Scavi cavidotti AT**

Si prevede che il cantiere in questo tratto duri circa **24 giorni lavorativi**, inclusi gli attraversamenti No-Dig.

**Strada sterrata su terreno privato (Strada per San Damiano, Strada Cascina Bandà).  
Lunghezza scavi circa 2.357 m**



**Figura 7 – Strada per San Damiano**



**Figura 8 – Strada cascina Bandà**



**Figura 9 – Incrocio**

Le porzioni stradali hanno una carreggiata da 4 m circa di larghezza nelle porzioni di Strada per San Damiano e Strada Cascina Bandà, presentano misto ghiaioso di buona qualità. Risultano inoltre parzialmente fiancheggiate da opere di canalizzazione.

Si sottolinea che il tratto stradale è caratterizzato da traffico principalmente agricolo in quanto conduce ai campi.

Gli scavi interesseranno il centro della carreggiata.

Si prevede che il cantiere in questo tratto duri circa **32 giorni lavorativi**, inclusi gli attraversamenti No-Dig.

**Strada SP 55 San Damiano.  
Lunghezza scavi circa 771 m**

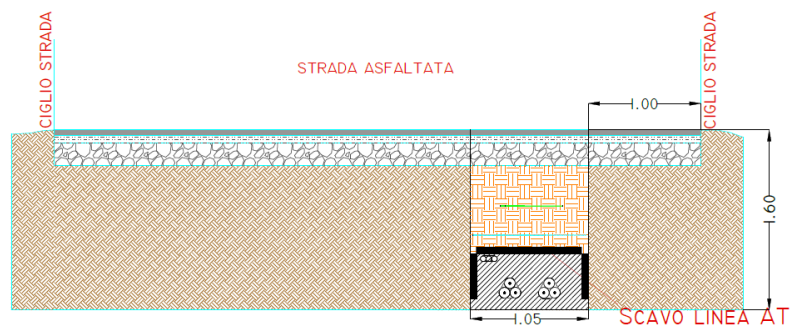




**Figura 10 – Strada SP 55**

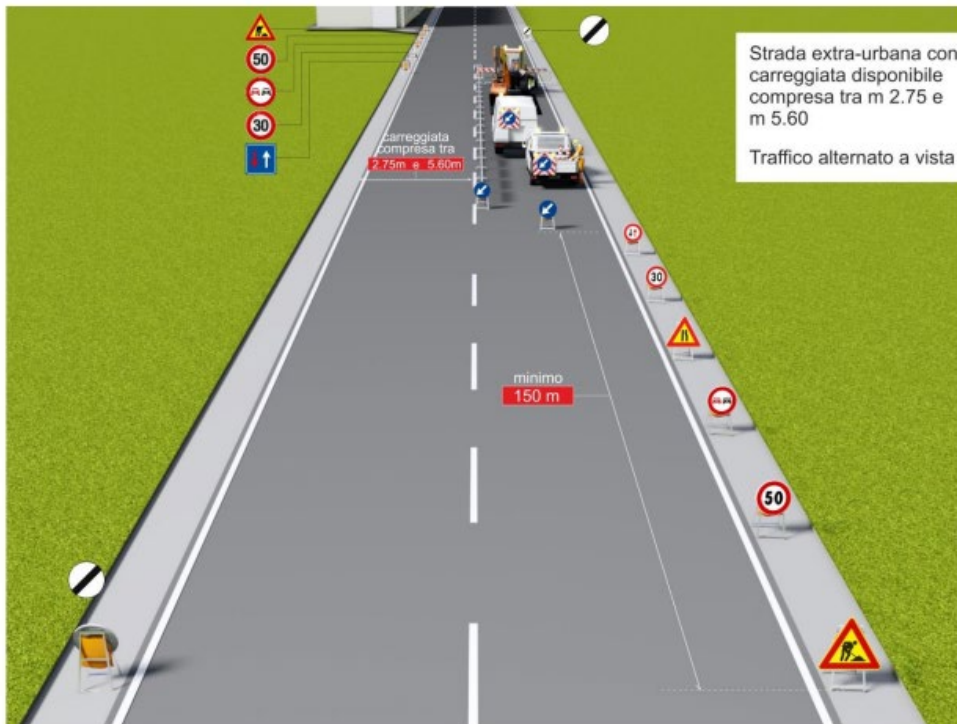
L'SP 55 è una strada asfaltata con carreggiata da 5,5 m circa di larghezza. È circondata da campi coltivati e affiancata verso nord dal Navilotto San Damiano.

Gli scavi interesseranno il bordo stradale.



**Scavi cavidotti AT**

A causa dell'assenza di banchina si prevede la realizzazione dello schema ministeriale di seguito riportato con traffico alternato:



Il tratto stradale è caratterizzato da traffico poco intenso.

Si prevede che il cantiere in questo tratto duri circa **10 giorni lavorativi**, inclusi gli attraversamenti No-Dig.

***Strada sterrata su terreno privato.  
Lunghezza scavi circa 388 m***



**Figura 11 – Strada sterrata in prossimità dell'incrocio**



**Figura 12 – Strada sterrata**

La strada ha una carreggiata da 4 m circa di larghezza con lievi pendenze.

Gli scavi interesseranno il centro della carreggiata.

Il tratto stradale è caratterizzato da traffico pressoché nullo, principalmente di tipo agricolo in quanto la strada è privata e a servizio dei campi circostanti.

Si prevede che il cantiere in questo tratto duri circa **5 giorni lavorativi**.

**Strada asfaltata su terreno privato (Sottopassaggio A4 e ferrovia).  
Lunghezza scavi circa 401 m**



**Figura 13 – Salita da sottopassaggio**



**Figura 14 – Sottopassaggio A4**



**Figura 15 – Sottopassaggio ferrovia  
Vanoni**



**Figura 16 – Tratto che sorpassa il canale**

La strada ha una carreggiata variabile da 4 m circa di larghezza con pendenze rilevanti nei tratti in prossimità del passaggio al di sotto dell'autostrada e della ferrovia.

Gli scavi interesseranno il bordo stradale.

Il tratto stradale è caratterizzato da traffico pressoché nullo, principalmente di tipo agricolo in quanto la strada è privata e a servizio dei campi circostanti.

Si prevede che il cantiere in questo tratto duri circa **5 giorni lavorativi** inclusi gli attraversamenti No-Dig.

**Strada sterrata su terreno privato.  
Lunghezza scavi circa 667 m**



**Figura 17 – Tratto sterrato nei pressi del cavalcavia Vanoni**



**Figura 18 – Tratto sterrato a fianco del canale**



**Figura 19 – Tratto sterrato al di sotto del cavalcavia**

La strada ha una carreggiata variabile da 4 m circa di larghezza.

Gli scavi interesseranno il centro della carreggiata.

Il tratto stradale è caratterizzato da traffico pressoché nullo, principalmente di tipo agricolo in quanto la strada è privata e a servizio dei campi circostanti.

Si prevede che il cantiere in questo tratto duri circa **9 giorni lavorativi** inclusi gli attraversamenti No-Dig.

**Strada SP 55 San Damiano.  
Lunghezza scavi circa 833 m**



**Figura 20 – SP 55**

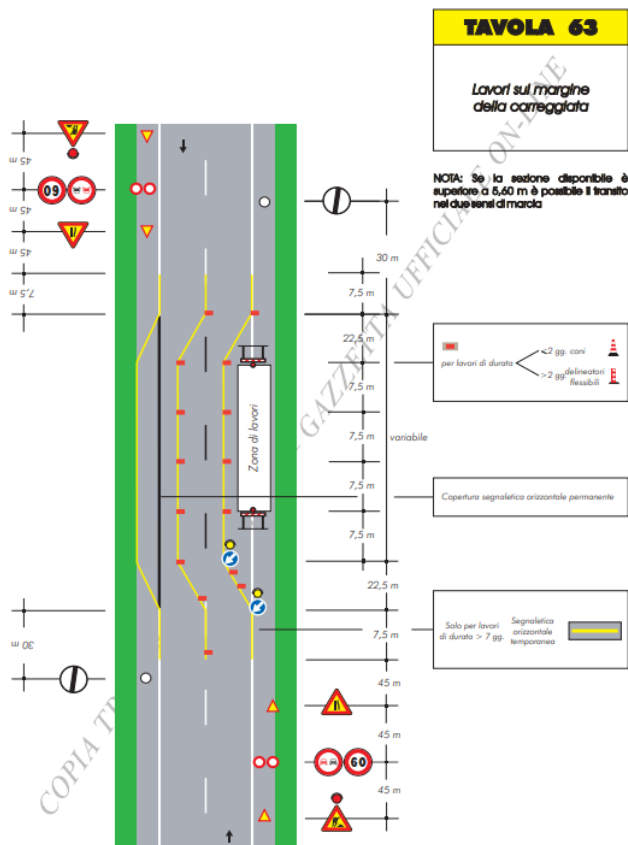
**rotatoria**



**Figura 21 – SP 55 in prossimità della**

L'SP 55 è una strada con carreggiata da 8 m circa, è affiancata verso nord dal Navilotto San Damiano e a sud da campi coltivati.

Gli scavi interesseranno la banchina. In questo caso si prevede di non alterare il senso di marcia come da schema ministeriale riportato di seguito:



Si sottolinea che il tratto stradale è caratterizzato da traffico intenso in quanto collega la zona industriale ad arterie stradali maggiori.

Si prevede che il cantiere in questo tratto duri circa **10 giorni lavorativi** inclusi gli attraversamenti No-Dig.

**Strada SP 3 Saluggia - Gattinara (Tipo C - strade extraurbane secondarie).  
Lunghezza scavi circa 175 m**



**Figura 22 – Rotatoria su SP 3**

L'SP 3 ha carreggiata da 8 m circa e il tratto di progetto interessa esclusivamente una rotatoria. In questo caso si prevede l'attraversamento dell'intera rotatoria utilizzando la tecnologia No-Dig. Si prevede che il cantiere in questo tratto duri circa **3 giorni lavorativi**.

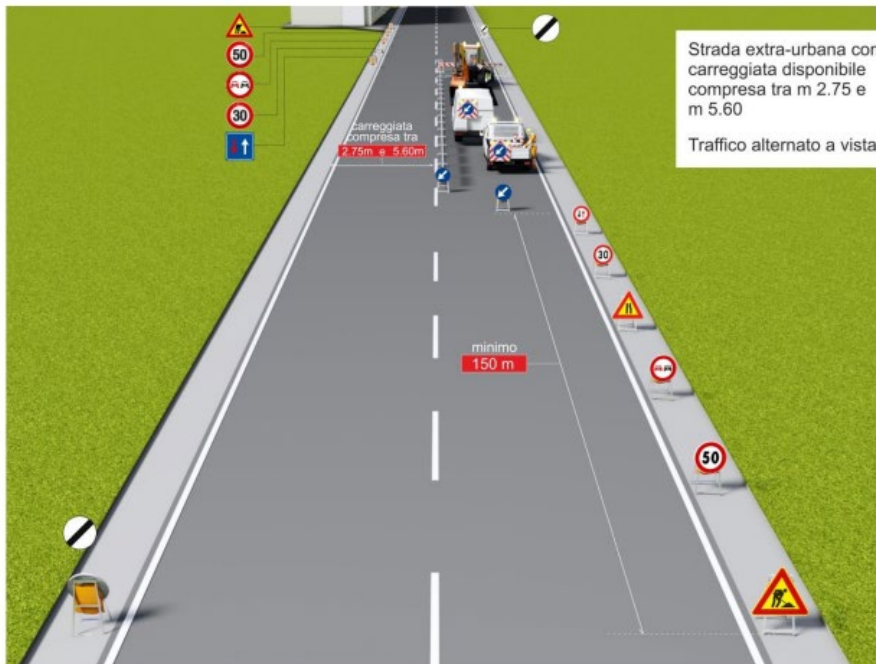
**Strada complanare a SP 3.  
Lunghezza scavi circa 466 m**



**Figura 23 – Strada complanare**

La strada complanare a SP3 è asfaltata con carreggiata 5,5 m circa. È affiancata a Nord-ovest da SP3 e a Sud-est dal Navilotto San Damiano.

A causa dell'assenza di banchina si prevede la realizzazione dello schema ministeriale di seguito riportato con traffico alternato:



Gli scavi interesseranno il bordo stradale.

Si sottolinea che il tratto stradale è caratterizzato da traffico intenso in quanto collega la zona industriale ad arterie stradali maggiori.

Si prevede che il cantiere in questo tratto duri circa **6 giorni lavorativi** inclusi gli attraversamenti No-Dig.

### **Strada asfaltata.**

**Lunghezza scavi circa 843 m**



**Figura 24 – Strada che fiancheggia Sacal S.p.A.**



**Figura 25 – Strada che fiancheggia la cava**

La strada è asfaltata con una carreggiata da 4 m circa di larghezza.  
Gli scavi interesseranno il centro della carreggiata.

Il tratto stradale è caratterizzato da traffico poco intenso, principalmente di tipo agricolo, in quanto la strada porta alla cava e prosegue a servizio delle due cascine limitrofe.

Si prevede che il cantiere in questo tratto duri circa **11 giorni lavorativi** inclusi gli attraversamenti No-Dig.

***Strada vicinale.***

***Lunghezza scavi circa 722 m***



***Figura 26 – Tratto sterrato***

La strada è sterrata con una carreggiata da 3 m circa di larghezza.

Gli scavi interesseranno il centro della carreggiata.

Il tratto stradale è caratterizzato da traffico pressoché nullo, principalmente di tipo agricolo, in quanto la strada porta ai campi circostanti.

Si prevede che il cantiere in questo tratto duri circa **9 giorni lavorativi** inclusi gli attraversamenti No-Dig.





**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA  
47,36 MWp  
MADAMA LIVE  
Comune di Salussola  
RELAZIONE TECNICA**

Pag 97 di  
130

Gestione della viabilità

Preliminarmente all'esecuzione delle attività verrà sottoposto al Comando di Polizia Urbana competente in ogni comune un piano dettagliato di occupazione temporanea della viabilità pubblica indicando larghezza e lunghezza del cantiere mobile e la specifica della segnaletica stradale, la eventuale presenza di impianti semaforici o di movieri qualificati alla gestione del traffico, in applicazione del Codice della Strada e del Piano di Sicurezza che verrà adottato.

Impatto acustico

I valori di immissione acustica del cantiere mobile, superiori certamente ai 100 dbA in alcuni momenti, saranno limitati negli orari e organizzati secondo le indicazioni riportate nel SIA e nella relazione Acustica. Si tenga comunque conto della traslazione giornaliera del cantiere che limita il disagio a periodi di tempo molto contenuti.

Le polveri

Nei centri abitati, in presenza di clima secco e ventilato, si provvederà a bagnare gli scavi e le terre estratte anche sugli automezzi in modo da limitare le emissioni.

Impatto del traffico nei comuni limitrofi

L'incremento di traffico dovuto a queste squadre di lavoro appare minimo. Tuttavia, ai fini del traffico, è possibile considerare l'intera operazione, che comprende il trasporto dei materiali (cavi, cabine, moduli fotovoltaici e tracker) nel sito di progetto.

È possibile stimare il numero di autocarri necessari al trasporto di detti materiali.

	<b>n.</b>	<b>autocarri</b>
<b>Moduli fotovoltaici</b>	75.168	327
<b>Tracker 1x12</b>	360	36
<b>Tracker 1x24</b>	370	74
<b>Tracker 1x48</b>	1.291	258
<b>Cabina Inverter bt/at</b>	41	41
<b>Cabina di Consegna</b>	1	1
<b>Cabina di Smistamento</b>	1	1
<b>Container Control Room</b>	1	1
<b>Container Deposito</b>	1	1
<b>Ricovero ovini</b>	4	4
<b>Totale trasporti principali</b>		744
<b>Altri materiali 10%</b>		74
<b>Giorni lavoro complessivi</b>		379
<b>Trasporti medi giornalieri</b>		2

Come si può osservare, l'incremento di traffico è veramente modesto.

**6.1.4 Scotico e livellamento terreno**

Il lavoro consiste nella pulizia e nel parziale livellamento degli importanti dislivelli a scopo risicolo preesistenti, al fine di una corretta installazione dei moduli fotovoltaici. Si utilizzeranno mezzi meccanici cingolati e lama livellatrice.



**FIGURA 27 – PULIZIA TERRENO**



**FIGURA 28 - LIVELLAMENTO TERRENO**

### 6.1.5 Mitigazione delle polveri

Per la fase di esercizio dei lavori in cantiere si stimano emissioni di polveri. Le principali cause sono individuate tra le seguenti attività:

- operazioni di movimento terra indotti dai lavori (scavi, deposito terre da scavo riutilizzabili)
- trasporti interni al cantiere da e verso l'estero (materie prime, spostamenti mezzi di lavoro)
- presenza di vento

Le emissioni possono essere calcolate secondo la relazione ricavata dal *“Compilation of air pollutant emission factors” –EPA-, Volume I Stationary Point and Area Sources (Fifth Edition)*:

$$E = A \times F$$

Dove:

- E indica le emissioni;
- A è l'indicatore dell'attività correlato con le quantità emesse (grandezza caratteristica della sorgente che può essere strettamente correlata alla quantità di inquinanti emessi in aria)
- F il fattore di emissione (massa di inquinante emessa per una quantità unitaria dell'indicatore).

La stima del fattore di emissione dipende da due situazioni corrispondenti a terreno secco ed a terreno imbibito d'acqua mediante annaffiatura con autobotti.

Il fattore di emissione utilizzato per la stima della polverosità generata dalle attività di movimento terra è ricavato da *“AP-42 Fifth Edition, Volume I, Chapter 13, 13.2.4 Aggregate Handling And Storage Piles”* ed è il seguente:

$$F = k(0,0016) \left(\frac{U}{2,2}\right)^{1,3} / \left(\frac{M}{2}\right)^{1,4} [kg/t]$$

Dove:  $k$  è la costante moltiplicativa adimensionale variabile che nel caso delle polveri totali è uguale a 0,74;  $U$  è la velocità media del vento [m/s];  $M$  è l'umidità del materiale accumulato [%].

I valori della velocità del vento di impiego previsto del modello rientrano nel range 0,6÷6 m/s, nella scala Baeufort questi due valori corrispondono rispettivamente alla bava di vento (Grado 1) e ad una brezza vivace (Grado 4), mentre quelli dell'umidità del materiale 0,25÷4,8 %, il valore più basso indica le condizioni normali del terreno, il valore più alto indica le condizioni post-innaffiamento.

Nella simulazione considerando la velocità del vento a 6 m/s e il terreno prima in condizioni normali e dopo imbevuto d'acqua si ottengono i seguenti valori del fattore di emissione  $F$ :

- Condizioni normali  $F = 0,08$  kg/t
- Condizioni post-innaffiamento  $F = 0,0013$  kg/t

La relativa analisi permette pertanto di valutare l'efficacia della bagnatura come sistema per l'abbattimento della polverosità che può arrivare anche oltre il 98 %.

### 6.1.6 Picchettamento del terreno

Il lavoro consiste nel rilievo del terreno, la delimitazione esatta ed il picchettamento di tutte le aree interessate all'esecuzione delle opere ed in particolar modo la definizione di tutte le aree di viabilità, l'esatto posizionamento di eventuali recinzioni permanenti e cabine, la definizione di tutte le aree interessate all'installazione delle strutture di supporto per il successivo montaggio dei moduli fotovoltaici.



**FIGURA 29 - PICCHETTAMENTO**

### 6.1.7 Realizzazione viabilità e piazzole

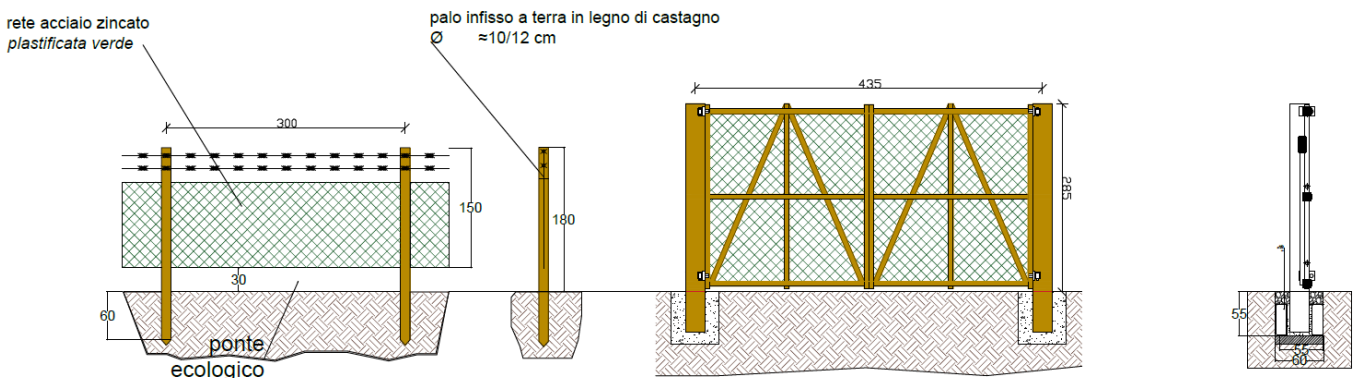
Il lavoro consiste nella realizzazione delle vie di accesso al sito precedentemente individuate e tracciate, rendendole adeguate al passaggio dei mezzi di cantiere.



**FIGURA 30 - VIABILITÀ INTERNA**

### 6.1.8 Realizzazione recinzione

Il lavoro consiste nella predisposizione della recinzione e dunque dalla messa in ripristino dei supporti (piantane) fissati al terreno con tecnologia a battipalo o con piccola fondazione in cemento e il montaggio della rete metallica. La fase finale dell'installazione della recinzione consiste nella messa in opera della rete metallica e dei cancelli o aperture presenti. All'interno del progetto i pali previsti per la realizzazione della recinzione sono in legno di castagno, come anche il cancello di ingresso. (TAV08 - *PARTICOLARI COSTRUTTIVI*)



**FIGURA 31 – STRALCIO DELL'ELABORATO GRAFICO CON DETTAGLI DI RECINZIONE E CANCELLI DI INGRESSO**

### 6.1.9 Sbancamenti e realizzazione piano di posa cabine

Il lavoro consiste nella costruzione del piano di posa (sabbione livellato) su cui verranno alloggiati le cabine prefabbricate, gli inverter e i trasformatori. La prima fase è quella di compiere le operazioni di scavo dopo gli opportuni tracciamenti. La fase successiva è quella di versare e livellare la sabbia che sarà trasportata appositamente in loco dai mezzi d'opera.



**FIGURA 32 - SBANCAMENTO PIANO POSA CABINE**

#### **6.1.10 Realizzazione pista ciclopedonale**

Il lavoro consiste nella realizzazione del tracciato ciclopedonale da progetto.

La prima fase è quella di predisposizione del fondo, compiendo le operazioni di riporto dopo gli opportuni tracciamenti. Seguirà versamento e livellazione del misto adatto trasportato in loco dai mezzi d'opera. La fase successiva sarà quella di posa del manto della pista.



**FIGURA 33 – PISTA CICLOPEDONALE**

#### **6.1.11 Realizzazione area Stonehenge e installazione Big Bench**

Il lavoro consiste nella realizzazione dell'area stonehenge

La prima fase sarà quella di effettuare i riporti necessari per sopraelevare il punto di installazione delle opere. Verranno poi realizzate le fondazioni, le strutture dei manufatti ed effettuata la costruzione della panchina con le relative opere annesse (arco). Seguirà la messa in dimora di piante ornamentali e di mitigazione.

### 6.1.12 Installazione cabine

#### Cabina di Smistamento e cabina di Consegna

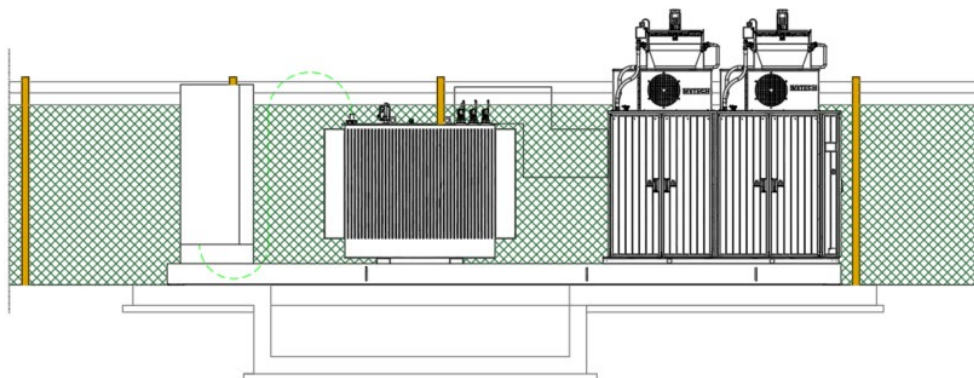
Le operazioni da eseguire sono la posa della struttura prefabbricata e l'assemblaggio delle diverse parti che costituiscono la cabina avendo cura di predisporre tutti i passaggi per i cavi. Vengono inoltre eseguite le operazioni di stesura e formazione della rete di terra e dei relativi dispersori e la posa in opera dei pozzetti nelle immediate vicinanze delle cabine elettriche.



**FIGURA 35 - INSTALLAZIONE CABINE**

#### Cabine di trasformazione

Le operazioni da eseguire sono l'installazione degli inverter e dei trasformatori e l'assemblaggio delle diverse parti che costituiscono la cabina avendo cura di predisporre tutti i passaggi per i cavi.



### 6.1.13 Infissioni pali/viti montaggio strutture di supporto

Il lavoro consiste nell'infissione pali con macchina battipalo per l'ancoraggio a terra della struttura portante il generatore fotovoltaico (la struttura portante verrà successivamente montata su palo).



**FIGURA 36 - MACCHINA BATTIPALO PER INFIESSIONE PALI.**

I **pali FDP (Full Displacement Pile)** sono una tipologia di pali di medio diametro che viene normalmente impiegata come fondazione profonda. Durante la realizzazione dei pali FDP, grazie all'utilizzo dell'utensile dislocatore, il terreno scavato viene per la maggior parte compresso lateralmente sulla parete del foro e questo comporta sia un incremento della resistenza del terreno, sia una notevole diminuzione del terreno asportato (e quindi una riduzione dei costi di trasporto e conferimento a discarica).

Rispetto alle classiche tecniche di esecuzione di pali trivellati o ad elica continua (CFA) la capacità portante risulta essere superiore, a parità di diametro, valutabile tra il 50 ed il 100%. Ciò è dovuto alla "ridistribuzione" delle tensioni nel terreno nell'intorno dello scavo tale da creare un addensamento dello stesso.

Non sono inoltre presenti vibrazioni o urti all'atto dell'esecuzione del palo, evitando quindi disturbo alle zone attigue al cantiere.

L'esecuzione del palo FDP non prevede l'utilizzo di fanghi di lavorazione per il sostegno del foro e non produce residui di lavorazione, a differenza dei pali ad elica continua (CFA) e dei classici pali trivellati. Non sono quindi presenti problematiche legate allo smaltimento di terreni inquinati, siano essi terreni contaminati da fanghi di lavorazione che terreni già contaminati in sito.

In generale la soluzione FDP prevede i seguenti benefici:

1. **Maggior rapidità esecutiva** dei singoli pali con buone produzioni giornaliere contro i pali trivellati di diametro medio (1000÷1200mm);
2. **Assenza di asportazione di terreno** a differenza di pali trivellati e CFA;
3. **Totale eliminazione delle problematiche di smaltimento** dei residui di lavorazione (ovvero terreno di scavo "contaminato" da fanghi di lavorazione), in quanto non è prevista asportazione di terreno per l'esecuzione dei pali;
4. Una corretta ed intima **connessione della punta del palo** con il terreno sottostante, in virtù della tecnologia che prevede una puntazza a perdere che viene "estratta" contestualmente all'inizio del getto del palo prima della risalita del tubo forma dello stesso;
5. **Maggiore "rigidezza" complessiva** alle azioni assiali da parte del palo, in quanto si unisce il buon comportamento per attrito laterale dei pali trivellati al buon comportamento di punta tipico dei pali battuti (valori di  $N_q$  superiori a 30÷35 contro i valori di  $N_q$  compresi tra 10÷15 tipici di pali trivellati per la limitazione dei cedimenti), anche in virtù di una buona connessione del getto al terreno in punta (cfr. fondello a perdere);
6. **Ridotti interassi** dei pali stessi, inferiori a 3 diametri, non pregiudicano la capacità portante del sistema di fondazione, la cui efficienza risulta inferiore all'unità solo per pali trivellati in terreni coesivi (cfr. *Vesic 1968*).  
Ciò necessita comunque una sequenza planimetrica di esecuzione dei pali che faciliti la loro

realizzazione a seguito dell'addensamento del terreno, senza interazione con i pali appena realizzati (compressioni laterali su calcestruzzo fresco appena realizzato da evitare). Il comportamento del palo in gruppo deve in ogni caso essere analizzato in tali condizioni;

7. Rispetto ai pali trivellati si evince un **reale miglioramento delle caratteristiche del terreno** in seguito all'esecuzione dei pali, che si trovano ad interagire in fase di esercizio all'interno di un volume di terreno con caratteristiche migliori (sia in termini di parametri meccanici di resistenza che di deformabilità). **Il palo trivellato decomprime il terreno, il palo FDP lo costipa e lo addensa.**

#### 6.1.14 Cavidotti interrati

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 attraverso i quali saranno poi stesi i diversi cavi necessari. I cavidotti saranno poi ricoperti con terreno e nastro di indicazione come previsto in fase di progetto. Il reinterro è previsto con il materiale proveniente dagli scavi.



**FIGURA 37 - SCAVI PR**

#### 6.1.15 Montaggio dei quadri di parallelo

I quadri di campo in continua sono i quadri elettrici di campo necessari per poter compiere il parallelo delle stringhe. Ad essi sono convogliati i cavi provenienti dalle diverse porzioni di generatore fotovoltaico e da essi partono i cavi verso gli inverter.

Le operazioni da eseguire sono in questo caso la posa in opera delle staffe ed il fissaggio ad esse del quadro di campo in continua; vengono poi completate alcune iniziali operazioni di cablaggio.





**FIGURA 38 - QUADRI IN PARALLELO**

#### **6.1.16 Stringatura e cablaggi CC**

Il lavoro consiste nello stendere i cavi DC all'interno dei cavidotti interrati e delle passerelle. Viene completato il collegamento di tutti i dispositivi lato DC. In questa fase vengono completati anche i collegamenti della rete dati e di gestione, controllo e supervisione dell'impianto fotovoltaico.

Tutti i cavi vengono intestati con apposite targhette identificative resistenti ai raggi UV al fine di una rapida individuazione, ad esempio, in caso di manutenzione.

#### **6.1.17 Cablaggio cabine**

Il lavoro consiste nella connessione di tutti i quadri/trasformatori/inverters all'interno delle cabine. Viene completato il collegamento di tutti i dispositivi lato AC. In questa fase vengono completati anche i collegamenti della rete dati e di gestione, controllo e supervisione dell'impianto fotovoltaico e degli ausiliari. Viene eseguita la messa a terra delle diverse masse e l'interconnessione tra di esse al fine di garantire l'equipotenzialità.

#### **6.1.18 Cablaggi AT**

Il lavoro consiste nello stendere i cavi AT all'interno dei cavidotti. Viene completato il collegamento di tutti i dispositivi in corrispondenza degli arrivi lato AT. Vengono posati gli eventuali nastri di segnalazione e pericolo.

#### **6.1.19 Montaggio moduli fotovoltaici**

Il lavoro consiste nella posa in opera dei moduli fotovoltaici sulle strutture di supporto già predisposte. Viene completato il collegamento in serie dei moduli fotovoltaici.

#### **6.1.20 Opere agronomiche e di mitigazione**

Il lavoro consiste nella messa a dimora di tutte le specie arboree individuate per le opere di mitigazione, quali:

- 1) coltivazione estensiva di essenze erbacee foraggere nettariifere sull'intera superficie dell'impianto
- 2) attività apistica
- 3) piccola coltivazione di nocciolo
- 4) piccola coltivazione di mirtilli a scopo agricolo-sociale
- 5) pascolo turnato di ovini di razza Biellese

Ogni opera sarà sviluppata attraverso diverse fasi preparative che sono dettagliatamente descritte all'interno della relazione agronomica DOC05 – RELAZIONE TECNICO-AGRONOMICA

#### **6.1.21 Smantellamento opere di cantiere e pulizia**

Il lavoro consiste nello smontaggio delle segnalazioni temporanee, delle delimitazioni, degli accessi e della cartellonistica, la pulizia delle aree di stoccaggio dei materiali, lo smontaggio delle attrezzature di sollevamento



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA  
47,36 MWp  
MADAMA LIVE  
Comune di Salussola  
RELAZIONE TECNICA**

Pag 106  
di 130

e ponteggio se installate e di tutte le recinzioni provvisorie, sbarramenti, protezioni, segnalazioni e avvisi necessari ai fini della sicurezza, nonché la dismissione di tutte le misure necessarie ad impedire la caduta accidentale di oggetti e materiali, nonché lo smantellamento dell'eventuale container adibito ad ufficio di cantiere.

## 6.2 CRONOPROGRAMMA

Fase di costruzione					
Attività	Durata	Inizio	Fine	Operai richiesti	uomini giorno
Consegna lavori	0	02/09/2024	02/09/2024	0	0
Allestimento, messa in sicurezza ed eventuale pulizia del cantiere	18g	02/09/2024	25/09/2024	30	540
Scotico e livellamento terreno	17g	26/09/2024	18/10/2024	15	255
Picchettamento terreno	13g	21/10/2024	06/11/2024	20	260
Realizzazione viabilità e piazzole	25g	07/11/2024	11/12/2024	15	375
Realizzazione recinzione	18g	12/12/2024	06/01/2025	45	810
Sbancamenti e sistemazione piano di posa per cabine	15g	12/12/2024	01/01/2025	10	150
Realizzazione pista ciclopedonale	25g	02/01/2025	05/02/2025	12	300
Realizzazione area Stonehenge e installazione Big Bench	15g	02/01/2025	22/01/2025	10	150
Infissione pali/viti e montaggio delle strutture di supporto	42g	12/12/2024	07/02/2025	50	2100
Realizzazione impianto di illuminazione	35g	07/01/2025	24/02/2025	50	1750
Posizionamento cabine e realizzazione impianto di terra cabine	28g	02/01/2025	10/02/2025	15	420
Realizzazione impianto antifurto	35g	25/02/2025	14/04/2025	20	700
Realizzazione cavidotti, posa corrugati e pozzetti, reinterro	36g	15/04/2025	03/06/2025	15	540
Installazione quadri di campo e parallelo cc	18g	04/06/2025	27/06/2025	20	360
Stringatura e cablaggi cc	24g	30/06/2025	31/07/2025	40	960
Montaggio dei moduli fotovoltaici	30g	01/08/2025	11/09/2025	40	1200
Connessione cabine inverter e trasformazione preallestite	26g	12/09/2025	17/10/2025	18	468
Allestimento cabina di consegna	5g	20/10/2025	24/10/2025	10	50
Opere agronomiche	95g	15/09/2025	20/03/2026	15	1425
Comunicazione fine lavori al gestore di rete ed all'Agenzia delle Dogane	3g	27/10/2025	29/10/2025	0	0
Cablaggi	25g	27/10/2025	28/11/2025	30	750
Realizzazione opere di rete	90g	27/10/2025	27/02/2026	0	0
Smantellamento opere provvisionali di cantiere, rimozione rifiuti e pulizia aree	12g	02/03/2026	17/03/2026	7	84



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA  
47,36 MWp  
MADAMA LIVE  
Comune di Salussola  
RELAZIONE TECNICA**

Pag 107  
di 130

Ultimazione lavori	0g	20/03/2026	20/03/2026	0	0
<b>Durata</b>	<b>405g</b>	<b>Totale uomini giorno</b>		<b>13647</b>	
<b>Max operai in cantiere (contemporanei)</b>				<b>137</b>	

## **7. PIANO 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 1.184.000 €.

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.

Si precisa che il soggetto responsabile per la dismissione è il proponente, che sottoforma di fideiussione dà garanzia al Comune in merito agli adempimenti richiesti.

### **7.1 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.

Di seguito sono indicati i fondi che caratterizzano il sistema di gestione dei RAEE previsti nei Dlgs 49/2014, DM 17/06/2016 e DM 68/2017<sup>1</sup>:

- **il fondo presso il CdCRAEE (Centro di Coordinamento RAEE):** Questo fondo è destinato per
  - il 50% allo sviluppo di nuovi Centri di Raccolta;
  - il restante 50% è dedicato all'adeguamento/ammodernamento di quelli esistenti.

<sup>1</sup> Allegato 4 – Il finanziamento del sistema di gestione dei RAEE – La Fine di vita del Fotovoltaico in Italia, implicazioni socioeconomiche ed ambientali

Lo scopo è quello predisporre al loro interno apposite aree adibite al “deposito preliminare alla raccolta” dei RAEE domestici, destinati alla preparazione per il riutilizzo.

Tale fondo è costituito per il triennio 2019-2021 presso il centro di coordinamento dei sistemi collettivi e alimentato dai produttori di AEE (16 €/t per il 2020 e 17 €/t per il 2021) con un contributo annuo minimo garantito di 1,5 milioni euro annui (detto fondo non potrà in alcun modo eccedere la somma totale complessiva di 3 milioni di €/anno);

- il **fondo di garanzia presso il GSE**: utilizzato per le corrette operazioni di smantellamento dell'impianto, alimentato da quote fisse (10 €/pannello per 10 anni per i professionali e 12 €/pannello una tantum per i domestici) prelevate dagli incentivi concessi ai soggetti gestori degli impianti incentivati e restituite solamente a seguito della comprovata correttezza della procedura di smaltimento dei moduli fotovoltaici. La quota trattenuta dal GSE sarà utilizzata esclusivamente per coprire i costi relativi al prelievo dei RAEE fotovoltaici dal sito (non sono comprese le attività di smontaggio e imballaggio di tali pannelli, a carico del gestore) la logistica per trasferire il RAEE fotovoltaico dal sito produttivo all'impianto di trattamento, il trattamento adeguato del RAEE, il recupero e lo smaltimento “ambientalmente compatibile” dei rifiuti prodotti dai pannelli fotovoltaici;
- il **fondo “ecocontributo RAEE”** necessario per adempiere, nell'anno solare di riferimento, agli obblighi di raccolta, trattamento, recupero e smaltimento dei RAEE fotovoltaici;
- il **fondo di garanzia MATTM** istituito presso il Ministero dell'ambiente per il finanziamento delle operazioni di ritiro e di trasporto dei RAEE storici domestici conferiti nei centri di raccolta e delle operazioni di trattamento adeguato, di recupero e di smaltimento ambientalmente compatibile dei medesimi. I fondi così ricavati sono destinati al CdC RAEE che li utilizza per la gestione dei RAEE: una sorta di intervento sostitutivo finalizzato a rafforzare l'obbligazione;

## 7.2 IL 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 problema principale in Europa è dovuto al recupero dei materiali dei pannelli che risulta essere pari circa al 30 % delle 9 milioni di tonnellate di apparecchiature elettroniche a fine vita e il riciclo (circa l'1%).

Il recupero delle MPS (materie prime seconde) all'interno dei pannelli fotovoltaici è importante perché permette di trovare un equilibrio tra l'insufficienza e la crescita di materiali tecnologici.

In Italia, negli ultimi anni, sono state condotte sperimentazioni e studi sul riciclo e recupero dei materiali ad alto contenuto tecnologico. Si cita il progetto FRELPA (Full Recovery End of Life Photovoltaic) che pone al centro dello studio un prototipo di impianto di trattamento a fine vita dei pannelli solari in grado di recuperare e riutilizzare il 98-99% dei materiali che li compongono.

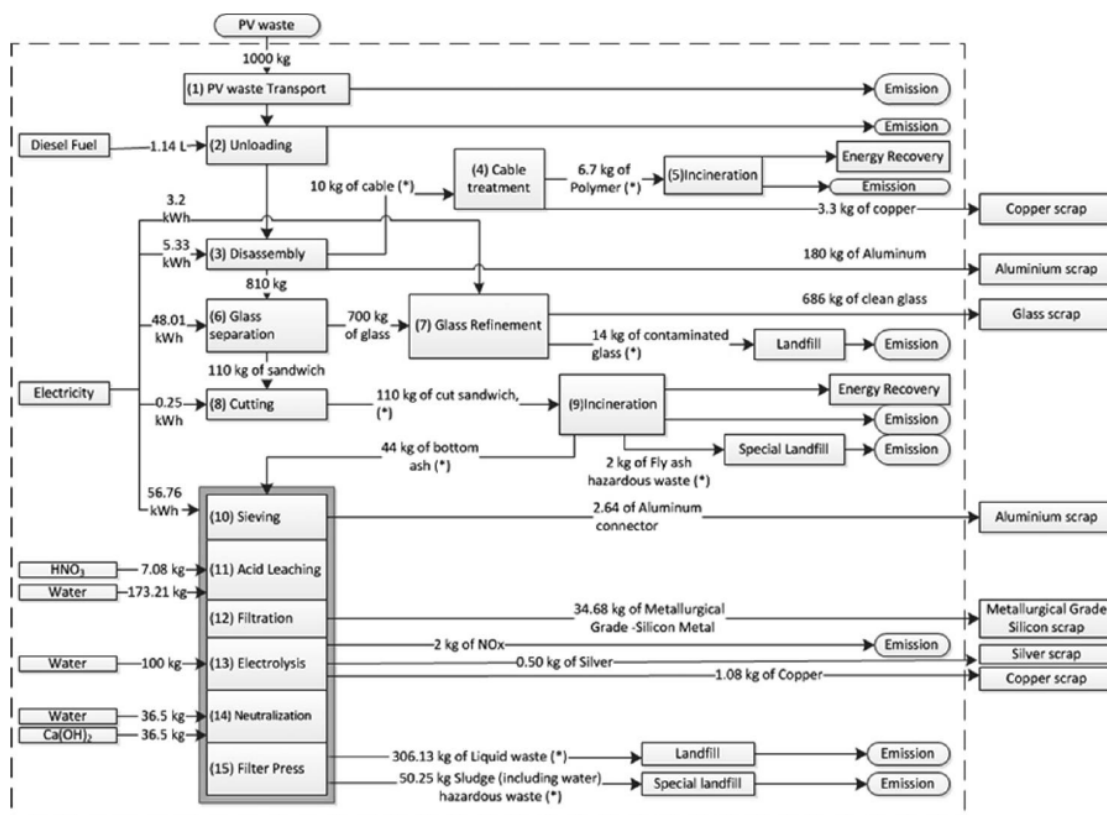
Il processo si articola in quattro fasi.

- Prima fase del processo: trattamento meccanico automatizzato che consiste nella separazione della cornice di alluminio, del connettore e della base di vetro ed è la più importante da un punto di vista del peso perché permette il recupero dell'88% del volume totale (70% vetro e 18% alluminio).

- Seconda fase del processo: trattamento termico che separa il silicio metallico dalla plastica e che permette di recuperare i conduttori in alluminio. Si concentra sul cosiddetto sandwich (plastica e silicio metallico).
- Terza e Quarta fase del processo: trattamento chimico che tratta il restante 4% di silicio che ancora si trova in forma grezza e che al suo interno contiene argento e rame.

Se da un lato le prime due fasi, le più economiche da un punto di vista dell'investimento, da sole consentono il recupero di circa il 90% del peso dei materiali, è solamente con le successive fasi che, sebbene richiedano un investimento più elevato, si assicura la maggior remunerazione dell'investimento, restituendo materie prime di maggior valore.

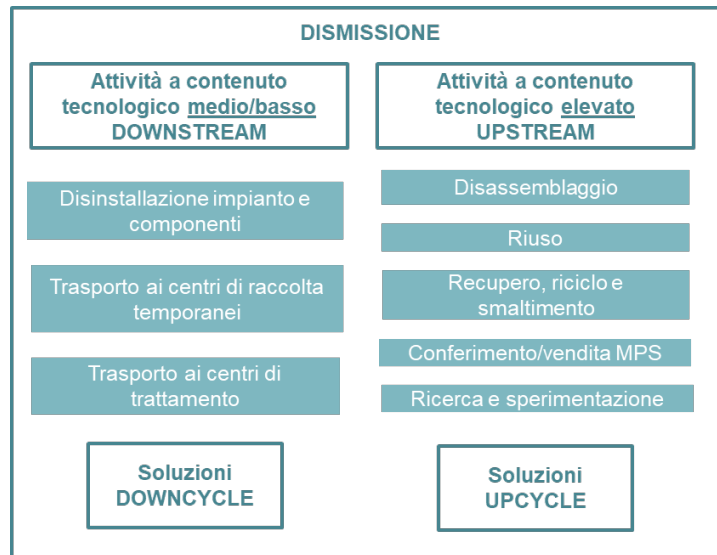
Si riporta nell'immagine seguente lo studio effettuato che analizza e quantifica i diversi processi alla base del trattamento di recupero FRELP.



**Figura 1 - Diagramma di flusso relativo al trattamento dei rifiuti da fotovoltaico (Fonte: Latussa C.L. et al.2016a)<sup>2</sup>**

La dismissione di un impianto fotovoltaico si divide in due attività, come si può vedere in figura, attività a medio basso e attività medio alto contenuto tecnologico.

<sup>2</sup><https://123dok.org/article/processi-trattamento-fine-fotovoltaico-italia-implicazioni-socio-economiche.wq2gpm2y>



**Figura 19 - Catena del valore del fotovoltaico in fase di dismissione**

Per quanto riguarda le attività a medio/basso contenuto tecnologico si può notare come sia lineare il processo, dalla dismissione ai trasporti in centri di trattamento. Invece, per quanto riguarda le attività ad alto contenuto tecnologico le fasi di dismissione sono più articolate:

- Disassemblaggio;
- Riutilizzo delle componenti e/o upgrading del pannello;
- Recupero, riciclo e smaltimento: il recupero prevede le operazioni necessarie per ottenere le materie prime seconde, il riciclo va a determinare la reintroduzione dei materiali nello stesso ciclo produttivo mentre lo smaltimento il deposito in discarica dei materiali non riciclati
- Conferimento/vendita delle materie prime seconde
- Ricerca e sperimentazione.

### **7.2.1 DISMISSIONE E RICICLO DEI MODULI FOTOVOLTAICI**

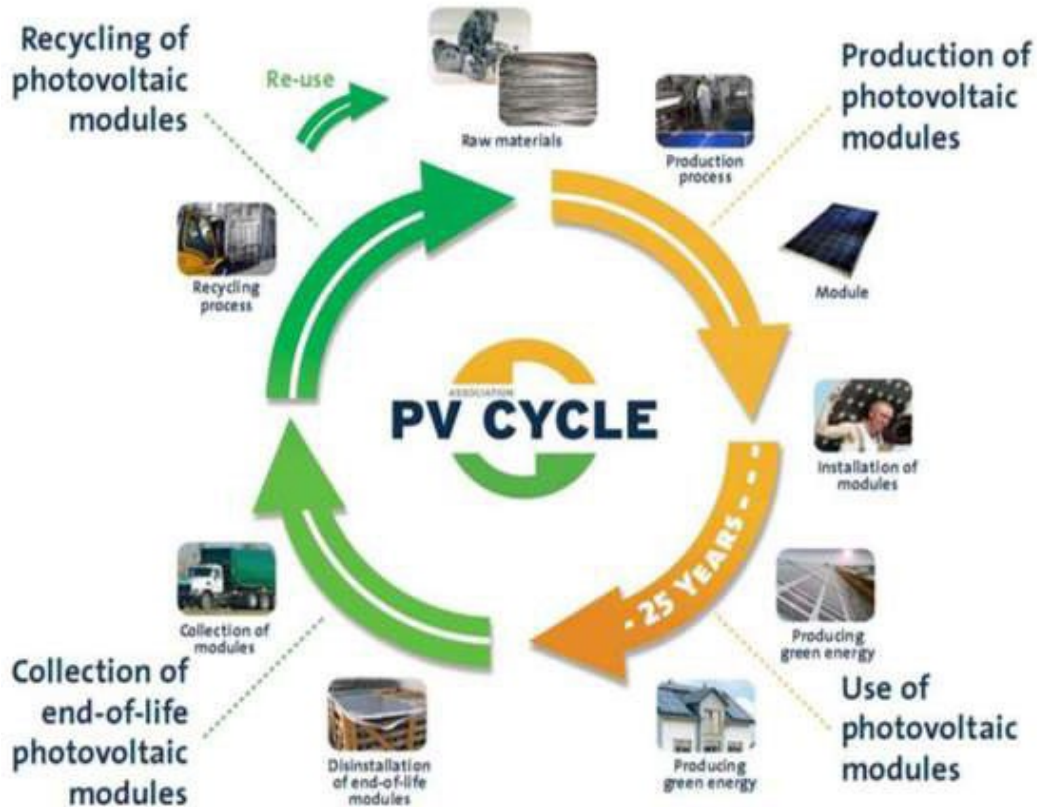
I moduli fotovoltaici, in questo periodo storico, sono considerati come una delle opzioni più ecologiche per ottenere energia elettrica pulita. Nel 2020 in Italia sono stati installati circa 750 MW di impianti fotovoltaici raggiungendo così la potenza complessiva di 21.650 MW (un incremento del +3,8 % rispetto all'anno precedente) come riportato sul rapporto statistico del GSE "Il solare in Italia stato di sviluppo e trend del settore".

Se si pensa agli obiettivi mondiali al 2050 si stimano 4500 GW (un incremento del +1800%), ciò implica che ci saranno circa dalle 60 alle 78 milioni di tonnellate di pannelli da smaltire a fine vita a livello mondiale, dunque il riciclo dei pannelli è molto importante. Al momento solo l'Unione Europea ha adottato normative sui rifiuti specifiche ai pannelli fotovoltaici.

I moduli utilizzati, in silicio monocristallino, a fine ciclo vita verranno ritirati e riciclati quasi integralmente. Per il riciclo dei pannelli svolge un ruolo fondamentale il RAEE (Rifiuti di Apparecchiature Elettriche ed Elettroniche). In Italia sono presenti diversi consorzi che si occupano della gestione, recupero e riciclo dei moduli fotovoltaici, come il PV CYCLE Italia e Trust ECO-PV, che rispondono alle esigenze di conformità normativa e gestione rifiuti di produttori che operano in Italia.

Con le migliori tecnologie c'è la possibilità di recuperare il 98% 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 20 - 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.

### 7.2.2 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.



### 7.2.3 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 6. I moduli dovranno essere adeguatamente immobilizzati sui bancali tramite opportuna e salda reggiatura, come illustrato nella foto esempio.



**FIGURA 21 - IMBALLAGGIO DEI PANNELLI**

### 7.2.4 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, con un valore abbastanza alto, può essere venduto quando verrà smontato l'impianto.



Figura 22 - 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 23 - IMMAGINI DI ESTRAZIONE DEI PALI**

#### **7.2.5 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.

#### **7.2.6 DISMISSIONE E RICICLO DELLE CABINE ELETTRICHE**

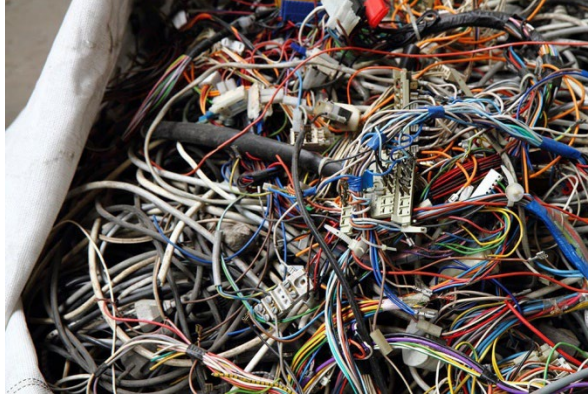
I locali che alloggiavano inverter e trasformatori, nonché quello per la consegna e per lo smistamento, sono cabine elettriche prefabbricate monoblocco omologate che a fine ciclo possono essere prelevate e ricollocate in altro sito e che comunque sono recuperabili integralmente sia per quanto riguarda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



**FIGURA 24 - IMMAGINI DI UNA CABINA DI TRASFORMAZIONE**

### **7.2.7 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 25 - IMMAGINI DI CABLAGGI RACCOLTO PER IL RICICLO**

Esistono ormai molte tecnologie che permettono di partire dalle guaine di cavi provenienti dallo smaltimento di impianti elettrici per ottenere ad esempio pavimentazioni urbane e malte cementizie rinforzate con PVC.

## **7.3 PERCENTUALI IPOTIZZATE DI RICICLO**

---

A fronte delle considerazioni fatte si può concludere con le seguenti percentuali di riciclo:

- MODULI FOTOVOLTICI: 85-90%
- STRUTTURE DI SOSTEGNO: 95-100%
- FORNITURE ELETTRICE: 95-100%
- CABINE ELETTRICE: 100%
- CABLAGGI ELETTRICI: 100%

## **7.4 MODALITA' DI SMALTIMENTO DEL NON RICICLABILE**

---

Le componenti non riciclabili sono rappresentate principalmente dal 10-15% del modulo fotovoltaico costituito da film plastico e lega per le saldature. Tali prodotti di scarto sono principalmente destinati ad impianti di incenerimento o termovalorizzazione e quindi, pur non rientrando nel ciclo di recupero e riuso, possono rappresentare una risorsa energetica.

Altre percentuali non riciclabili sono rappresentate dagli inerti provenienti dalla frantumazione dei basamenti in ca delle cabine elettriche che dovranno essere adeguatamente trasportati e smaltiti in discarica.

## **7.5 MODALITA' DI RIPRISTINO DEL SUOLO OCCUPATO DA TUTTE LE OPERE DI PROGETTO**

---



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA  
47,36 MWp  
MADAMA LIVE  
Comune di Salussola  
RELAZIONE TECNICA**

Pag 116  
di 130

Le operazioni di ripristino del suolo all'interno dell'area su cui insiste l'impianto fotovoltaico sono da considerarsi relativamente rapide e poco impattanti.

I sistemi e le strutture di supporto dei moduli fotovoltaici sono semplicemente infissi nel terreno per profondità contenute e di conseguenza la loro rimozione risulta rapida, poco invasiva e operata con appositi macchinari per l'estrazione dei pali.

Le cabine elettriche essendo prefabbricate e costituite da più blocchi separabili, a fine ciclo possono essere smantellate e tutte le loro componenti opportunamente separate e conferite alle specifiche filiere di recupero e riciclo. In alternativa, se ancora in buono stato di conservazione ed utilizzo, prelevate, eventualmente smontate nelle loro parti, e ricollocate in altro sito.

Il ripristino del suolo interessa quindi l'alloggiamento dei cabinati, rappresentato dalle platee di fondazione della cabina di consegna, della cabina di smistamento, delle quarantuno cabine di trasformazione con le seguenti superfici e volumi:

Calcolo Superfici e Volumi								
Lunghezza (m)	Larghezza (m)	Superficie (mq)	Numero Cabine	Superficie Totale (mq)	Altezza fuori terra(m)	Volume fuori terra (mc)	Profondità scavo (m)	Volume scavi (mc)
Cabina di Consegna								
18	2,8	50,4	1	50,4	2,85	143,64	0,6	30,24
Cabina di Smistamento								
18	2,8	50,4	1	50,4	2,85	143,64	0,6	30,24
Cabina Trasformazione AT								
10,86	3	32,58	41	1335,78	4	5343,12	0,4	534,312
Vasca contenimento olio trasformatore - Cabina Trasformazione AT								
4,81	3	14,43	41	591,63		0,00	1,29	763,20
<b>TOTALE VOLUMI/SUPERFICI CABINATI</b>				<b>1.436,58</b>		<b>5.630,40</b>		<b>1.357,99</b>

Il volume totale di terreno da scavare per la realizzazione delle cabine è pari a **1.357,99 mc**.

Le platee di fondazione verranno smantellate e frantumate con le apposite attrezzature ed il materiale inerte ottenuto verrà adeguatamente conferito in discarica.

La rete di fornitura e i collegamenti elettrici tra tutti i principali componenti dell'impianto sono collocati in appositi alloggiamenti interrati a determinate profondità (variabili da 0,6 m per i cavi in bassa tensione a 1,6 m per i cavi in alta tensione). Essi andranno quindi rimossi eseguendo scavi circoscritti con benne escavatrici.

	Volume (m3)	Lunghezza (m)
Linea AT interna	7.461,94	5.290
Linea BT interna	3.601,56	14.303
<b>TOTALE</b>	<b>11.063,50</b>	<b>19.593</b>

Il volume totale di terreno da scavare per la rete di fornitura e collegamenti elettrici è pari a **11.063,50 mc**.

Nei confronti delle recinzioni, costituite principalmente da pali infissi a terra in legno di castagno e rete in acciaio zincato plastificata verde, verrà eseguito apposito smontaggio con possibile riutilizzo o corretto conferimento alla filiera di riciclo. Anche nei confronti del sistema di illuminazione e sorveglianza si procederà ad uno smontaggio mirato ed al completo riutilizzo di tutte le componenti elettriche ed elettroniche che non saranno state danneggiate durante la dismissione.

Complessivamente la parte più invasiva del ripristino del suolo riguarda le operazioni di copertura e di livellamento degli scavi delle platee delle cabine elettriche e degli scavi per la rimozione di tutti gli alloggiamenti interrati.

Tutti i movimenti terra avvengono all'interno delle aree di dismissione senza apporti esterni o conferimenti verso l'esterno, se non dei rifiuti.

Occorre inoltre evidenziare come la viabilità interna sia costituita da uno strato superficiale in misto strada e ghiaia. Di conseguenza nelle movimentazioni del terreno tra i cavidotti e le strade occorre mantenere la separazione delle differenti componenti pedologiche, ponendo cura di disporre le componenti a maggiore fertilità negli strati superficiali del terreno. Premessa a tutto ciò è che in fase di allestimento iniziale dell'impianto vengano tracciati i movimenti terra interni generando una cartografia pedologica indispensabile per il successivo ripristino. Pertanto, come riportato sul piano delle terre e rocce da scavo, sarà necessario predisporre la pianta as built della caratterizzazione pedologica effettivamente esistente al momento dell'avvio dell'esercizio dell'impianto.

L'energia prodotta dal campo fotovoltaico verrà veicolata mediante un cavidotto interrato in alta tensione a 36 kV lungo circa 9 km fino alla stazione Terna di Carisio.

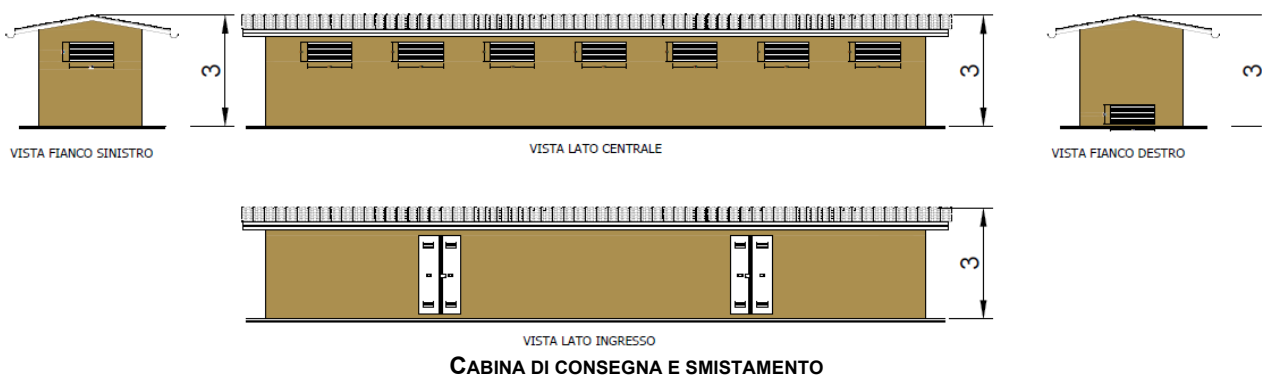
La dismissione di tali infrastrutture e manufatti esterni verrà eseguita con criteri il più efficaci possibili. Si procederà allo scavo mirato e circoscritto dell'intera traccia condotta dall'impianto alla cabina di consegna con l'utilizzo di benne escavatrici, martelli perforatori e pneumatici. Percorrendo un notevole sviluppo chilometrico l'impatto di queste operazioni è da considerarsi piuttosto alto. Per approfondimenti sul tracciato di collegamento si rimanda alla relazione DOC12 – CRONOPROGRAMMA e le tavole da TAV13 a TAV14.J

Il materiale proveniente dal ripristino è caratterizzato da cavi elettrici e cablaggi che saranno successivamente trattati con i criteri esposti al punto precedente e dalle loro tubazioni corrugate in polietilene di alloggiamento destinate alla specifica filiera di riciclo. Il materiale principalmente ottenuto dalla demolizione stradale è il fresato d'asfalto. Stando all'attuale versione del Decreto, il suo recupero, nella produzione di aggregati riciclati, così come lo conosciamo oggi, sarebbe impossibile in quanto tali aggregati, prodotti con miscele bituminose, non sarebbero conformi alle limitazioni di concentrazione di idrocarburi previste, in netto contrasto con la norma tecnica di riferimento che prevede un impiego di "fresato" anche del 30%.

Quindi una quota consistente di conglomerato bituminoso demolito dovrebbe essere inviata allo smaltimento finale in discarica.

La cabina di consegna verrà smantellata e demolita suddividendo nel modo più accurato possibile le varie componentistiche al fine di un corretto riuso e riciclo. Nello specifico le componenti cementizie di demolizione verranno smaltite in discarica, tutte quelle elettriche ed elettroniche opportunamente separate e condotte alle rispettive filiere di riciclo. Per le platee di fondazione si rimanda alle stesse considerazioni fatte nei confronti di quelle delle cabine interne al campo agrivoltaico, con le opportune distinzioni di volumi e dimensioni.

Operazioni di smantellamento e recupero verranno effettuate nei confronti delle installazioni di illuminazione e recinzione.



## 7.6 COMPUTO METRICO PER LA DISMISSIONE

Per la dismissione di 1 MW di impianto fotovoltaico con le caratteristiche tecniche dell'impianto in oggetto, si calcola che la manodopera incida per circa il 60%. Si prevede una squadra di 5 elementi con un costo orario di 20€ oltre la quota di dismissione dell'impianto che è valutata approssimativamente quanto le opere di

realizzazione. Si riporta quindi nelle due tabelle successive la stima dei giorni uomo per ogni attività prevista e la stima dei costi totali per la dismissione ed il ripristino dei luoghi.

Attività	Descrizione	Giorni Uomo	Giorni cantiere
A	Distacco connessioni elettriche e messa in sicurezza del cantiere.	5	1
B	Smontaggio moduli PV.	40	8
C	Smontaggio strutture di supporto.	15	5
D	Smontaggio forniture elettriche (inverter, trasformatori, quadri elettrici ecc) e asporto cabine prefabbricate.	10	1
E	Smontaggio cavi.	7	1
F	Ripristino del sito allo stato ante operam.	10	2
<b>TOTALE</b>		<b>87</b>	<b>18</b>

**TABELLA 1 - DETTAGLI ATTIVITÀ MANODOPERA E STIMA DEI GIORNI DI CANTIERE NECESSARI PER OGNI MWp DI IMPIANTO.**

Attribuzione dei costi / MW	Costi (€)	Incidenza percentuale
Manodopera (per tutte le attività di cantiere)	14.000,00	60%
Spese tecniche	2.000,00	40%
Attrezzature e mezzi	3.000,00	
Smaltimenti	6.000,00	
<b>TOTALE</b>	<b>25.000,00</b>	<b>100%</b>

**TABELLA 2 - ATTRIBUZIONE COSTI PER OGNI MWp DI IMPIANTO.**

Considerando quindi la potenza totale installata MWp di potenza (47,36 MWp) ed il costo per MW calcolato (vedi totale tabella 2), il costo complessivo per lo smantellamento ed il ripristino dei luoghi per l'impianto in oggetto, è di circa 25.000,00 €/MWp per 47,36 MWp = 1 184 000,00 €

## **7.7 CRONOPROGRAMMA DISMISSIONE**

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.

Per l'intervento di dismissione dell'impianto in progetto si presume l'impiego di massimo 95 operai contemporaneamente in cantiere per un totale di 4737 uomini giorno.



**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA  
47,36 MWp  
MADAMA LIVE  
Comune di Salussola  
RELAZIONE TECNICA**

Pag 119  
di 130

È possibile prevedere una durata del cantiere pari a circa 95 giorni lavorativi. Per durata di cantiere si intende l'esecuzione di tutte le attività di cantiere fino allo smantellamento delle attrezzature di cantiere e pulizia delle aree temporanee.

**Il Cronoprogramma è riportato sia in tabella sia in istogramma.**

Evento	Inizio [giorno]	Fine [giorno]	Durata [gg]	operai richiesti	Uomini giorno
Consegna lavori	0	0	0	0	0
Allestimento, messa in sicurezza ed eventuale pulizia del cantiere	0	17	17	33	561
Comunicazione fine attività agli Enti	18	20	3	0	0
Smantellamento cablaggi AT e BT	18	21	4	30	120
Dismissione cabine di smistamento e di consegna	18	18	1	20	20
Disconnessione cabine inverter	19	25	6	40	240
Smontaggio dei moduli fotovoltaici	19	29	11	51	561
Rimozione stringatura e cablaggi cc	30	40	11	51	561
Rimozione quadri di campo e parallelo cc	41	43	3	35	105
Rimozione cavidotti, corrugati e pozzetti, reinterro	44	46	3	20	60
Rimozione impianto antifurto	47	48	2	60	120
Rimozione cabine e impianto di terra cabina	19	19	1	29	29
Demolizione/rimozione impianto di illuminazione	49	52	4	60	240
Rimozione pali/viti e smontaggio delle strutture di supporto	30	49	20	32	640
Rimozione recinzione	50	54	5	50	250
Smantellamento viabilità e piazzole	55	66	12	30	360
Sistemazione e ripristino terreno allo stato ante operam	67	83	17	30	510
Smantellamento opere provvisorie di cantiere, rimozione rifiuti e pulizia aree	84	95	12	30	360
Ultimazione lavori	95	95	0	0	0
<b>totale uomini giorno</b>					<b>4737</b>
<b>max operai in cantiere (contemporanei)</b>					<b>91</b>

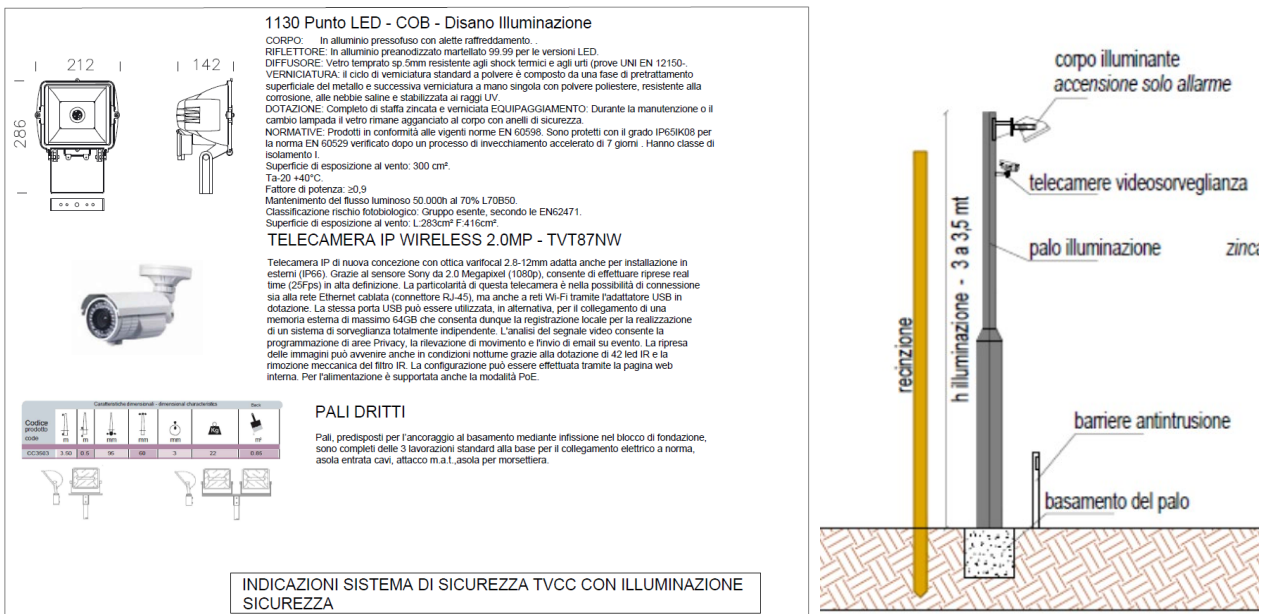
## 8. ILLUMINAZIONE CAMPI FOTOVOLTAICI – IMPATTO NOTTURNO

L'illuminazione del campo agrivoltaico prevede un sistema di illuminazione progettato in modo da consentire ove necessario l'attivazione di specifici settori. L'illuminazione esterna, lungo la recinzione, presuppone gli stessi componenti previsti per l'illuminazione interna del campo. I punti luce saranno a distanza di circa 40 m e in questo caso l'illuminazione avrà valori di illuminamento medio 10-15 lx; l'illuminazione dei percorsi è necessaria per la pronta individuazione degli ostacoli nonché delle condizioni del fondo.

I campi fotovoltaici saranno completi di un sistema di illuminazione perimetrale a LED dotato di telecamere di videosorveglianza.

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 in Figura i componenti tipo che saranno utilizzati.



### Componenti sistema di Illuminazione

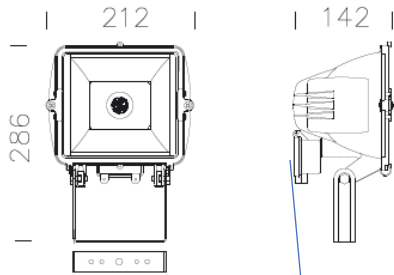
Le primarie ragioni di sicurezza saranno tarate anche per salvaguardare la vita della fauna locale che potrebbe essere disturbata dall'eccesso di illuminazione.

Pertanto, la quantità di illuminazione prevista è quella minima per consentire una visione efficace del perimetro attraverso le telecamere.

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 viene sviluppato il calcolo mediante il software Dialux per una striscia di 4 pali.





**1130 Punto LED - COB - Disano Illuminazione spa**

**CORPO:** In alluminio pressofuso con alette raffreddamento. .  
**RIFLETTORE:** In alluminio preanodizzato martellato 99.99 per le versioni LED.  
**DIFFUSORE:** Vetro temprato sp.5mm resistente agli shock termici e agli urti (prove UNI EN 12150).  
**VERNICIATURA:** Il ciclo di verniciatura standard a polvere è composto da una fase di pretrattamento superficiale del metallo e successiva verniciatura a mano singola con polvere poliestere, resistente alla corrosione, alle nebbie saline e stabilizzata ai raggi UV.  
**DOTAZIONE:** Completo di staffa zincata e viti.  
**EQUIPAGGIAMENTO:** Durante la manutenzione o il cambio lampada il vetro rimane agganciato al corpo con anelli di sicurezza.  
**NORMATIVE:** Prodotti in conformità alle vigenti norme EN 60598. Sono protetti con il grado IP65IK08 per la norma EN 60529 verificato dopo un processo di invecchiamento accelerato di 7 giorni. Hanno classe di isolamento I.  
 Superficie di esposizione al vento: 300 cm².  
 Ta-20 +40°C.  
 Fattore di potenza: >0,9  
 Mantenimento del flusso luminoso 50.000h al 70% L70B50.  
 Classificazione rischio fotobiologico: Gruppo esente, secondo le EN62471.  
 Superficie di esposizione al vento: L:283cm² F:416cm².

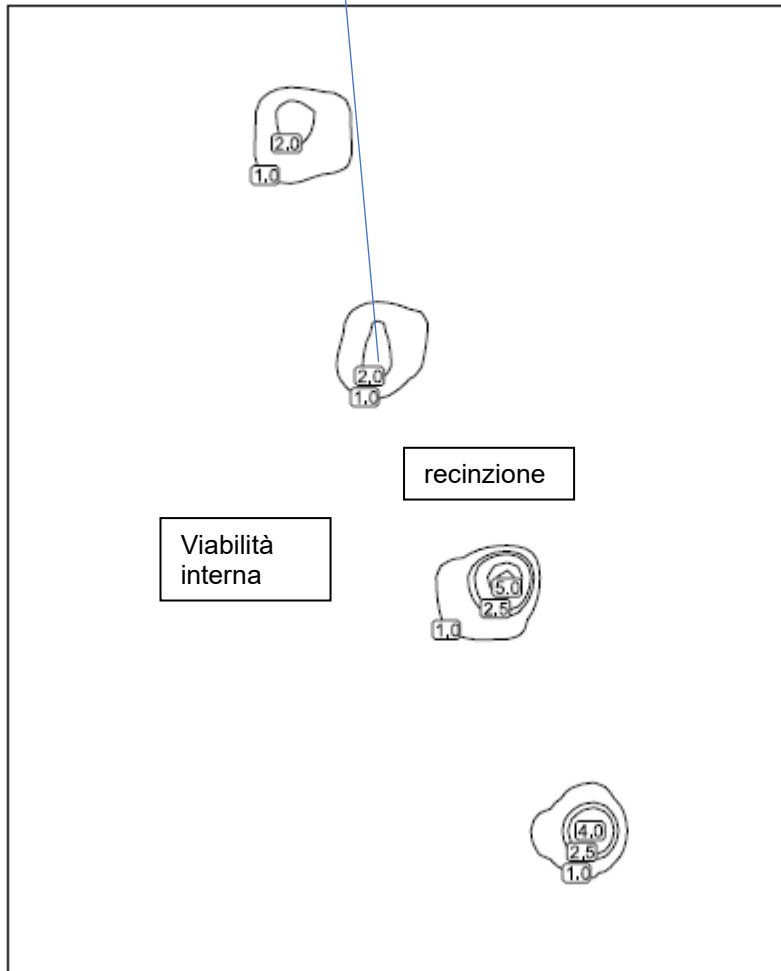
Illuminazione 0

24/03/2020

# DIALux

Area 1 / Superficie di calcolo 4 / Illuminamento perpendicolare

Isolinee [lx]



Scala: 1 : 1000

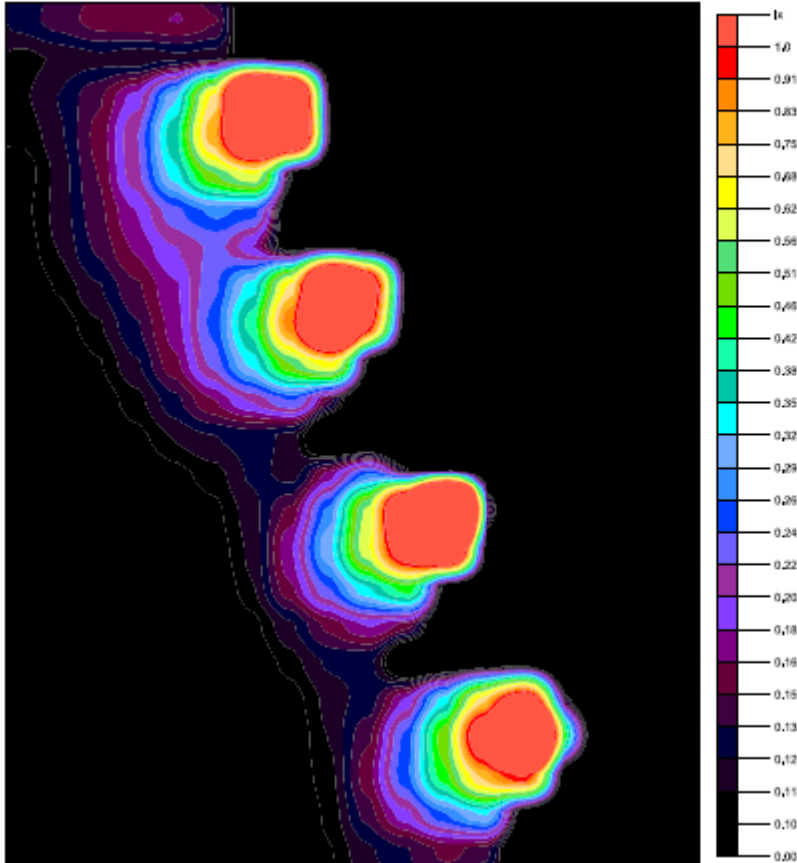
Illuminazione 0

24/03/2020

DIALux

Area 1 / Superficie di calcolo 4 / Illuminamento perpendicolare

Colori sfalsati [lx]



Scale: 1 : 1000

Illuminazione 0

24/03/2020

# DIALux

Area 1 / Superficie di calcolo 4 / Illuminamento perpendicolare

**Raster dei valori [lx]**

+0,13	+0,15	+0,16	+0,04	+0,02	+0,01	+0,01	+0,01	<b>0,00</b>
+0,11	+0,12	+0,12	+0,08	+0,04	+0,01	+0,01	+0,01	+0,01
+0,11	+0,14	+0,31	<b>2,4</b>	+0,02	+0,01	+0,01	+0,01	+0,01
+0,10	+0,15	+0,38	+1,9	+0,03	+0,01	+0,01	+0,01	+0,01
+0,10	+0,15	+0,34	+0,64	+0,02	+0,01	+0,01	+0,01	+0,01
+0,10	+0,14	+0,23	+0,25	+0,02	+0,01	+0,01	+0,01	+0,01
+0,09	+0,14	+0,20	+0,17	+0,06	+0,01	+0,01	+0,01	+0,01
+0,09	+0,12	+0,18	+0,33	+2,1	+0,03	+0,01	+0,01	+0,01
+0,08	+0,11	+0,17	+0,41	+2,3	+0,01	+0,01	+0,01	+0,01
+0,08	+0,10	+0,16	+0,34	+0,70	+0,02	+0,01	+0,01	+0,01
+0,07	+0,09	+0,13	+0,20	+0,14	+0,01	+0,01	+0,01	+0,01
+0,07	+0,08	+0,11	+0,13	+0,03	+0,02	+0,01	+0,01	+0,01
+0,06	+0,07	+0,10	+0,12	+0,17	+0,11	+0,03	+0,01	+0,01
+0,06	+0,07	+0,08	+0,12	+0,28	+1,7	+0,16	+0,01	+0,01
+0,05	+0,06	+0,08	+0,11	+0,32	+1,3	+0,04	+0,01	+0,01
+0,05	+0,06	+0,07	+0,11	+0,25	+0,46	+0,02	+0,01	+0,01
+0,05	+0,06	+0,07	+0,10	+0,15	+0,16	+0,02	+0,01	+0,01
+0,05	+0,05	+0,06	+0,09	+0,12	+0,04	+0,04	+0,01	+0,01
+0,04	+0,05	+0,06	+0,08	+0,11	+0,18	+0,71	+0,12	+0,01
+0,04	+0,05	+0,05	+0,07	+0,11	+0,25	+1,3	+0,47	+0,01
+0,04	+0,04	+0,05	+0,07	+0,11	+0,26	+0,80	+0,06	+0,01
+0,04	+0,04	+0,05	+0,07	+0,10	+0,19	+0,33	+0,02	+0,01
+0,04	+0,04	+0,05	+0,07	+0,10	+0,13	+0,14	+0,03	+0,01

Scala: 1 : 1000

Fattore di diminuzione: 0.80

Superficie di calcolo 4: Illuminamento perpendicolare (Reticolo)

Scena luce: Scena luce 1

Medio: 0.17 lx, Min: 0.004 lx, Max: 5.50 lx, Min/Medio: 0.024, Min/Max: 0.001

Altezza: 0.000 m



**Il punto massimo di illuminazione ha dunque un valore pari a 5,50 lux, valore minimo ai fini della sicurezza.**




**IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA  
47,36 MWp  
MADAMA LIVE  
Comune di Salussola  
RELAZIONE TECNICA**

Pag 124  
di 130

## 9. ALLEGATO 1 - PVSYSY

Nelle pagine seguenti è riportata la verifica PVsyst in merito alla produzione fotovoltaica dell'impianto di progetto:



**Project: Salussola**  
**Variant: 1P - 6 m Tiger Neo**  
Studio Ing. Valz Gris (Italy)

PVsyst V7.4.0  
VC8, Simulation date:  
19/06/23 18:12  
with v7.3.4

### Project summary

<b>Geographical Site</b> Salussola Italia	<b>Situation</b> Latitude 45.45 °N Longitude 8.11 °E Altitude 284 m Time zone UTC+1	<b>Project settings</b> Albedo 0.20
---	---	--

**Meteo data**  
Salussola  
PVGIS api TMY

### System summary

<b>Grid-Connected System</b> Simulation for year no 1	<b>Unlimited Trackers with backtracking</b>	
<b>PV Field Orientation</b> <b>Orientation</b> Tracking horizontal axis	<b>Tracking algorithm</b> Irradiance optimization Backtracking activated	<b>Near Shadings</b> No Shadings
<b>System information</b> <b>PV Array</b>		
Nb. of modules	75188 units	<b>Inverters</b> Nb. of units 41 units
Pnom total	47.36 MWp	Pnom total 41.00 MWac
		Pnom ratio 1.155
<b>User's needs</b> Unlimited load (grid)		

### Results summary

Produced Energy	79612585 kWh/year	Specific production	1681 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	84.76 %
-----------------	-------------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

### Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	5
Loss diagram	6
Predef. graphs	7
Aging Tool	8
Single-line diagram	10



**PVsyst V7.4.0**

VC6, Simulation date:  
19/06/23 18:12  
with v7.3.4

Project: Salussola

Variant: 1P - 6 m Tiger Neo

Studio Ing. Valz Gris (Italy)

### General parameters

<b>Grid-Connected System</b>		<b>Unlimited Trackers with backtracking</b>	
<b>PV Field Orientation</b>			
<b>Orientation</b>		<b>Tracking algorithm</b>	
Tracking horizontal axis		Irradiance optimization	
		Backtracking activated	
		<b>Backtracking array</b>	
		Nb. of trackers	10 units
		Unlimited trackers	
		<b>Sizes</b>	
		Tracker Spacing	6.00 m
		Collector width	2.44 m
		Ground Cov. Ratio (GCR)	40.7 %
		Left Inactive band	0.02 m
		Right Inactive band	0.02 m
		Phi min / max.	+/- 55.0 °
		<b>Backtracking strategy</b>	
		Phi limits for BT	+/- 65.6 °
		Backtracking pitch	6.00 m
		Backtracking width	2.44 m
<b>Models used</b>			
Transposition	Perez		
Diffuse	Imported		
Circumsolar	separate		
<b>Horizon</b>		<b>Near Shadings</b>	<b>User's needs</b>
Free Horizon		No Shadings	Unlimited load (grid)

### PV Array Characteristics

<b>PV module</b>		<b>Inverter</b>	
Manufacturer	Jinkosolar	Manufacturer	Siemens
Model	JKM630N-78HL4-BDV	Model	Sinacon PV1000
(Custom parameters definition)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	630 Wp	Unit Nom. Power	1000 kWac
Number of PV modules	75168 units	Number of Inverters	41 units
Nominal (STC)	47.36 MWp	Total power	41000 kWac
Modules	3132 Strings x 24 In series	Operating voltage	802-1500 V
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Pnom ratio (DC:AC)	1.16
Pmpp	43.92 MWp		
U mpp	1022 V		
I mpp	42977 A		
<b>Total PV power</b>		<b>Total inverter power</b>	
Nominal (STC)	47356 kWp	Total power	41000 kWac
Total	75168 modules	Number of Inverters	41 units
Module area	210118 m <sup>2</sup>	Pnom ratio	1.16
Cell area	193600 m <sup>2</sup>		

### Array losses

<b>Array Soiling Losses</b>		<b>Thermal Loss factor</b>		<b>DC wiring losses</b>	
Loss Fraction	2.5 %	Module temperature according to Irradiance		Global array res.	0.39 mΩ
		Uc (const)	25.0 W/m <sup>2</sup> K	Loss Fraction	1.5 % at STC
		Uv (wind)	1.2 W/m <sup>2</sup> K/m/s		
<b>LID - Light Induced Degradation</b>		<b>Module Quality Loss</b>		<b>Module mismatch losses</b>	
Loss Fraction	0.5 %	Loss Fraction	-0.8 %	Loss Fraction	2.0 % at MPP



PVsyst V7.4.0

VC6, Simulation date:  
19/06/23 18:12  
with v7.3.4

Project: Salussola  
Variant: 1P - 6 m Tiger Neo

Studio Ing. Valz Gris (Italy)

### Main results

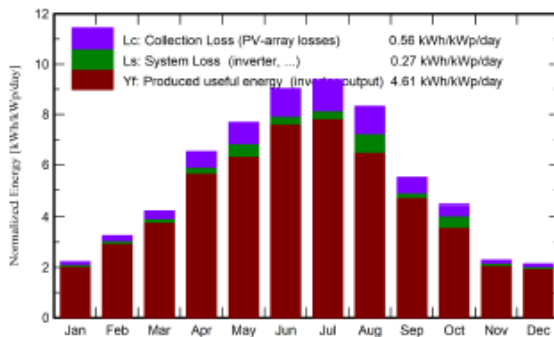
#### System Production

Produced Energy **79612585 kWh/year**

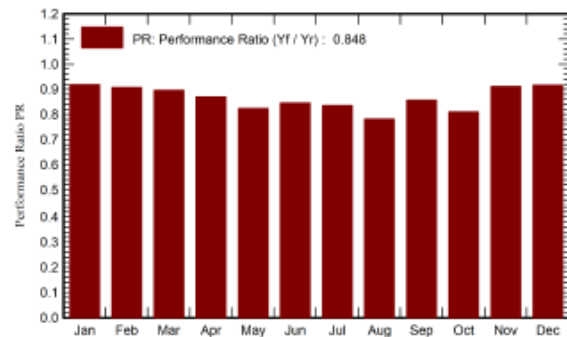
Specific production  
Perf. Ratio PR

**1681 kWh/kWp/year**  
**84.76 %**

#### Normalized productions (per installed kWp)



#### Performance Ratio PR



### Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	kWh	kWh	ratio
<b>January</b>	49.5	20.60	2.70	69.1	65.8	3117739	3005190	0.919
<b>February</b>	67.9	29.70	5.99	91.2	87.1	4080234	3917656	0.907
<b>March</b>	100.7	45.64	6.32	131.4	125.5	5793431	5578355	0.897
<b>April</b>	150.0	55.21	11.65	196.0	187.5	8401960	8074519	0.870
<b>May</b>	185.2	66.00	15.51	238.6	228.3	10061092	9311747	0.824
<b>June</b>	210.5	71.94	19.38	270.7	259.1	11286682	10841486	0.846
<b>July</b>	223.4	70.13	23.30	290.8	278.5	11979053	11507152	0.836
<b>August</b>	194.3	58.64	23.15	258.0	246.9	10648451	9555605	0.782
<b>September</b>	128.3	50.35	19.67	165.1	157.8	6049632	6096124	0.857
<b>October</b>	100.6	38.04	14.47	137.7	131.5	5952563	5283587	0.810
<b>November</b>	50.4	22.71	6.16	68.8	65.6	3076145	2965701	0.911
<b>December</b>	46.4	18.44	3.73	66.2	63.0	2980787	2875463	0.917
<b>Year</b>	<b>1505.2</b>	<b>547.41</b>	<b>12.71</b>	<b>1983.4</b>	<b>1896.7</b>	<b>84307769</b>	<b>79612585</b>	<b>0.848</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		

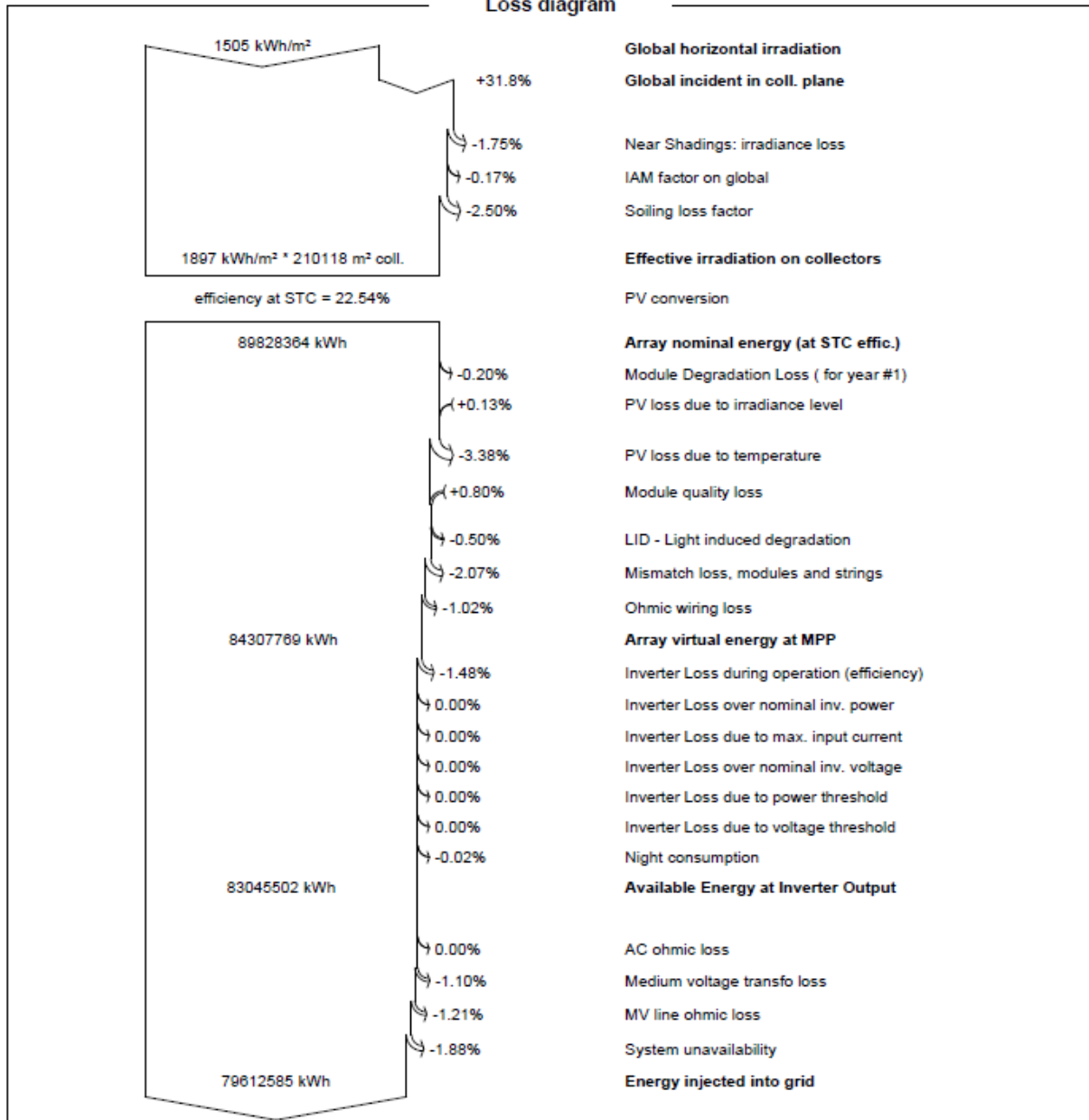


**PVsyst V7.4.0**  
VC6. Simulation date:  
19/06/23 18:12  
with v7.3.4

**Project: Salussola**  
**Variant: 1P - 6 m Tiger Neo**

Studio Ing. Valz Gris (Italy)

**Loss diagram**





PVsyst V7.4.0  
VC6, Simulation date:  
19/06/23 18:12  
with v7.3.4

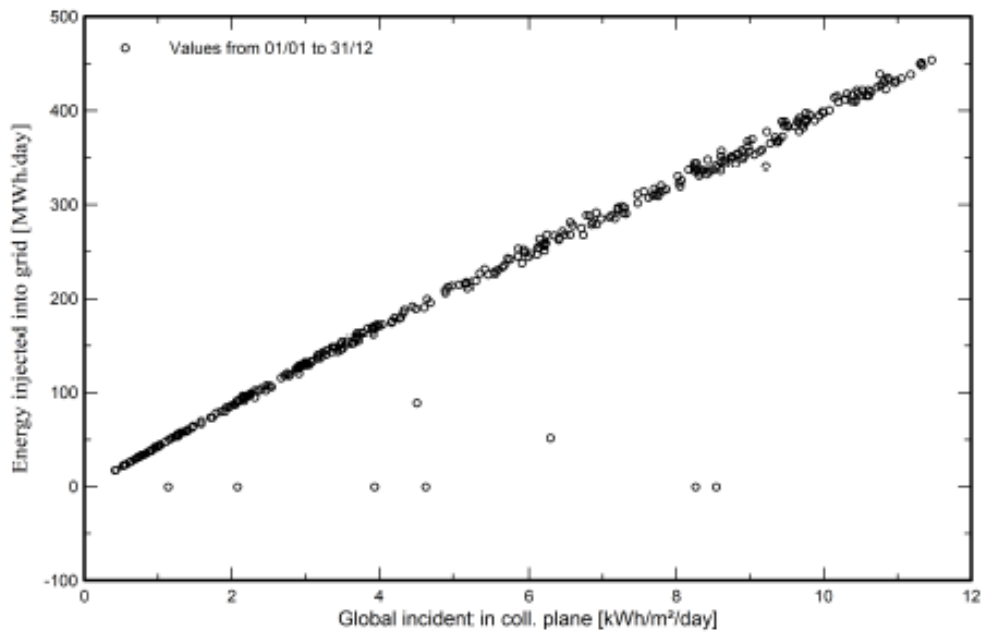
Project: Salussola

Variant: 1P - 6 m Tiger Neo

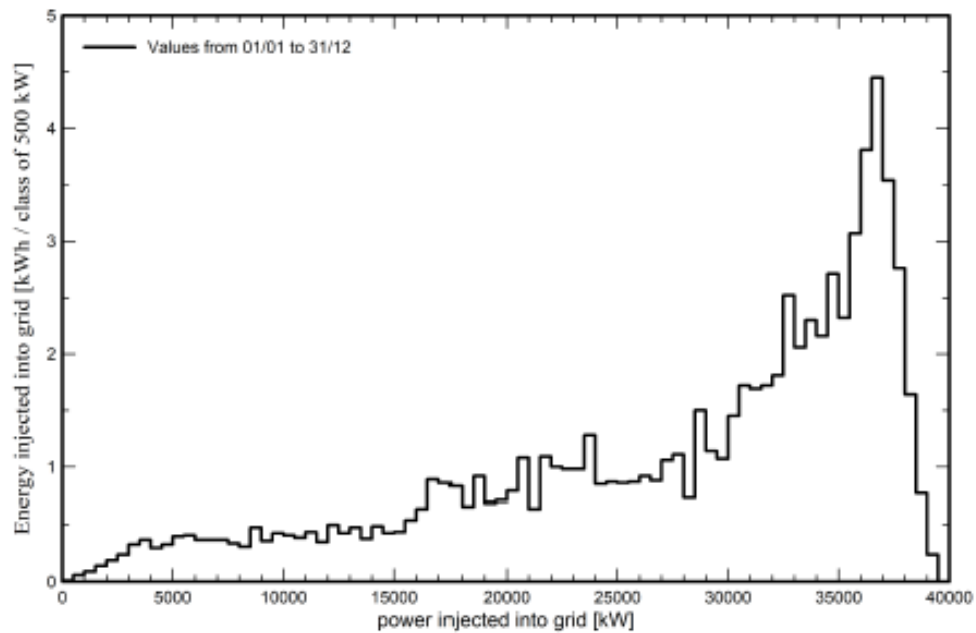
Studio Ing. Valz Gris (Italy)

Predef. graphs

Diagramma giornaliero entrata/uscita



System Output Power Distribution







**PVsyst V7.4.0**  
 VC6, Simulation date:  
 19/06/23 18:12  
 with v7.3.4

Project: Salussola

Variant: 1P - 8 m Tiger Neo

Studio Ing. Valz Gris (Italy)

**Aging Tool**

**Aging Parameters**

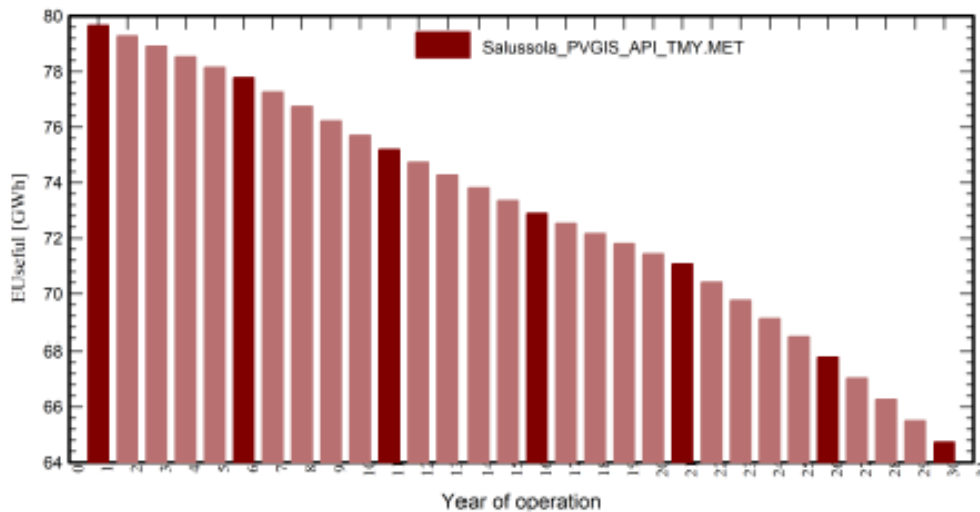
Time span of simulation	30 years		
<b>Module average degradation</b>		<b>Mismatch due to degradation</b>	
Loss factor	0.4 %/year	Imp RMS dispersion	0.4 %/year
		Vmp RMS dispersion	0.4 %/year

**Meteo used in the simulation**

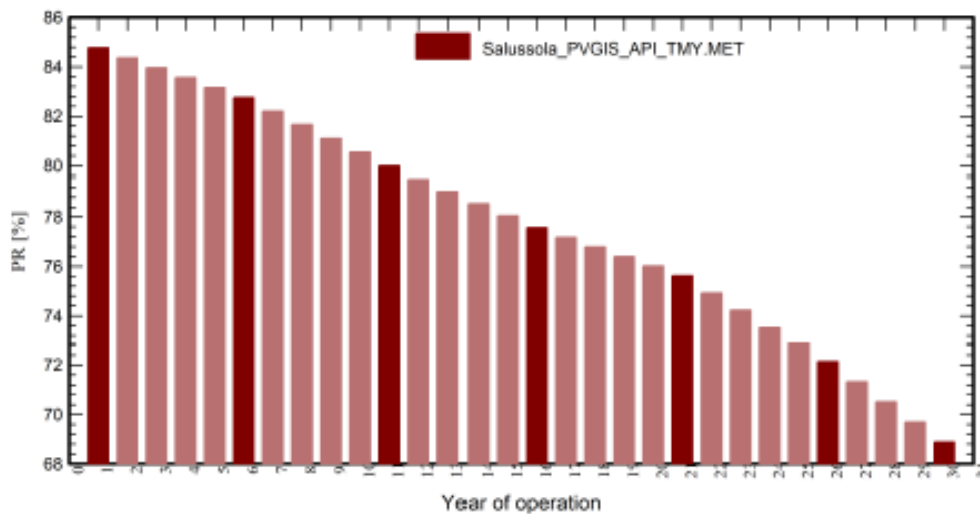
Salussola PVGIS API TMY

Years reference year

**Useful out system energy**



**Performance Ratio**





IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA  
47,36 MWp  
MADAMA LIVE  
Comune di Salussola  
RELAZIONE TECNICA

Pag 130  
di 130



PVsyst V7.4.0  
VC6, Simulation date:  
19/06/23 18:12  
with v7.3.4

Project: Salussola

Variant: 1P - 6 m Tiger Neo

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

Salussola PVGIS API TMY

Years reference year

Year	EUseful GWh	PR %	PR loss %
1	79.66	84.76	-0.24
2	79.28	84.36	-0.71
3	78.91	83.96	-1.18
4	78.53	83.55	-1.65
5	78.15	83.15	-2.12
6	77.78	82.75	-2.60
7	77.26	82.20	-3.25
8	76.74	81.65	-3.89
9	76.22	81.10	-4.54
10	75.71	80.55	-5.19
11	75.19	80.00	-5.84
12	74.73	79.51	-6.41
13	74.27	79.02	-6.99
14	73.81	78.53	-7.56
15	73.35	78.05	-8.14
16	72.89	77.56	-8.71
17	72.53	77.17	-9.17
18	72.17	76.78	-9.62
19	71.80	76.39	-10.08
20	71.44	76.01	-10.54
21	71.07	75.62	-11.00
22	70.42	74.92	-11.82
23	69.76	74.22	-12.63
24	69.11	73.53	-13.45
25	68.45	72.83	-14.27
26	67.80	72.13	-15.09
27	67.03	71.32	-16.05
28	66.27	70.51	-17.01
29	65.50	69.69	-17.97
30	64.74	68.88	-18.93