

PROGETTO DELLA CENTRALE SOLARE
 "Energia del Panaro"

da 83,2 MWp - Finale Emilia (MO)

E-R02
 PROGETTO DEFINITIVO

RELAZIONE TECNICA
 GENERALE



Proponente

ENGIE FINALE EMILIA S.r.l.

Via Chiese, 72, 20126 Milano MI

Progetto dell'inserimento paesaggistico e mitigazione

Coordinamento alla progettazione: Dott. Agr. Fabrizio Cembalo Sambiasi,
 Arch. Alessandro Visalli, Arch. Riccardo Festa

Progettisti: Arch. Paola Ferraioli, Arch. Anna Manzo

Collaboratori: Dott. Carmine Perna, Dott. Agr. Giuseppe Maria Massa,
 Dott. Agr. Francesco Palombo, Dott. Agr. Vincenzo Meola
 Urb. Patrizia Ruggiero, Arch. Ilaria Garzillo, Marco Ghezzi

Progettazione elettrica e civile

Progettisti: Ing. Rolando Roberto, Ing. Giselle Roberto

Collaboratori: Ing. Giuseppe Fava, Ing. Filippo Angarano,
 Ing. Karim Ait Hamd, Ing. Marco Balzano,
 Ing. Simone Bonacini

Progettazione mandorleto superintensivo

Progettisti: Dott. Agr. Fabrizio Cembalo Sambiasi, Dott. Agr. Giuseppe Maria Massa,
 Dott. Agr. Francesco Palombo

Consulenza geologica

Geol. Gaetano Ciccarelli

Consulenza archeologica

GeA Archeologia Preventiva

Consulenza agronomica

iGreen System, Imola



08 2025

rev	descrizione	formato	elaborazione	controllo	approvazione
00	Prima consegna	A4	Rolando Roberto	Giselle Roberto	Rolando Roberto
01					
02					
03					
04					
05					
06					
07					

Sommario

1 OBIETTIVI DI PROGETTO

3

1.1 Collocazione dell'opera.....3

1.2 Analisi delle soluzioni tecniche4

2 NORMATIVA DI RIFERIMENTO

8

3 PROGETTO DELL'IMPIANTO AGROVOLTAICO

11

3.1 Inquadramento generale 11

3.2 Considerazioni in merito alle scelte progettuali 19

3.3 Strutture di supporto dei moduli fotovoltaici 20

3.4 Moduli fotovoltaici..... 22

3.5 Sistema di conversione DC/AC..... 25

3.5.1.1 Ambiente di installazione 27

3.6 Sotto-cabine MT..... 28

3.7 Area di raccolta cabine MT..... 29

3.8 Opere di connessione 31

3.8.1 Opere Utente 31

3.8.2 Opere RTN 33

3.8.3 Nuova sezione 380 kV della SE esistente massa Finalese 34

3.8.4 Raccordi aerei 36

3.9 Modalità di posa e dati generali cavidotti..... 38

3.10 Analisi del cavidotto di connessione..... 41

3.11 Linee Elettriche..... 42

3.12 Tubi protettivi e canalizzazioni..... 44

3.12.1 Verifiche tipologie di linee..... 45

3.12.2 Linea MT esterna verso SSEU e linea AT verso SE..... 54

3.12.3 Cavidotto MT RT-SSEU..... 55



3.12.4	Cavidotto AT SSEU-SE	56
3.13	Impianto di illuminazione, videosorveglianza e recinzione.....	57
3.13.1	Impianto di illuminazione e videosorveglianza.....	57
3.13.1	Recinzione perimetrale.....	59
3.14	Impianto di messa a terra e sistemi di protezione.....	61
3.14.1	Generalità	61
3.14.2	Conduttori di protezione.....	61
3.15	Misure di protezione contro i contatti diretti	62
3.16	Misure di protezione contro i contatti indiretti	62
3.17	Protezione delle condutture.....	63
3.18	Producibilità impianto.....	63
3.19	Benefici ambientali.....	75
4	SICUREZZA ELETTRICA, VERIFICHE E COLLAUDI	

76

4.1	Sicurezza elettrica.....	76
4.2	Verifiche finali, collaudi e prove strumentali	76
4.3	Documentazione tecnica	78



1.1 Collocazione dell'opera

La società Engie Finale Emilia S.r.l. intende proporre la realizzazione di un impianto fotovoltaico da ubicarsi nel Comune di Finale Emilia (MO), localizzazione 44°50'28.54"N, 11°20'23.45"E, progetto in linea con gli obiettivi della Strategia Elettrica Nazionale e del Piano Nazionale integrato per l'Energia e il Clima.

L'obiettivo del presente progetto è la realizzazione di un impianto agrivoltaico di potenza di picco pari a 83.232 kWp costituito da 110.976 moduli fotovoltaici in silicio cristallino.

In campo saranno installati n. 220 inverter di stringa di potenza nominale 320 kW.

Lo schema di allacciamento alla RTN prevede che la centrale venga collegata all' ampliamento/adeguamento della Stazione Elettrica (SE) della RTN a 132 kV denominata "Massa Finalese" previa realizzazione di una sezione a 380 kV nella SE "Massa Finalese" da collegare in entra-esce alla linea RTN a 380 kV "Martignone-Sermide".

La potenza nominale ai fini dell'immissione in rete dell'intero impianto sarà di 70.400 kW.

La progettazione di un impianto di produzione fotovoltaica, nello specifico agrivoltaica, destinato alla produzione e vendita di energia, richiede la disponibilità di aree con condizioni idonee alla posa in opera delle principali strutture (inseguitori, cabine di trasformazione, viabilità) con minimi interventi di preparazione.

Per la costruzione di un impianto agrivoltaico è innanzitutto necessario trovare un sito che sia prossimo ad un'adeguata infrastruttura per l'immissione dell'energia, privo di ombreggiamenti al momento della costruzione e presumibilmente anche per l'intera vita utile dell'impianto, e che presenti sufficiente planarità/regolarità per l'installazione delle strutture di fissaggio dei moduli. È inoltre necessaria l'accessibilità al sito ai mezzi di cantiere per la fase di costruzione ed agli autoveicoli per le occasionali visite ispettive/manutentive.

Inoltre, essendo l'impianto in oggetto un agro-fotovoltaico, deve avere caratteristiche idonee per la produzione e gestione della produzione agricola. Per individuare il luogo di installazione dell'impianto in oggetto sono stati valutati terreni che avessero le caratteristiche di idoneità esposte di seguito:

- estensione sufficiente ad ospitare un impianto utility-scale;
- elevato grado di irraggiamento;
- caratteristiche orografiche;
- analisi della programmazione e pianificazione territoriale;
- vincoli normativi e urbanistici;
- vicinanza con infrastrutture per la ricezione dell'energia (cabine primarie, linee AT);
- facilità di accesso.

1.2 Analisi delle soluzioni tecniche

L'insieme delle valutazioni tecnico-economiche ha portato a definire una specifica soluzione per l'identificazione del sito di installazione. D'altra parte, diverse sono le opzioni tecnologiche e le scelte progettuali percorribili, in relazione principalmente:

- alla tipologia di struttura di supporto dei moduli fotovoltaici (ad orientamento fisso o ad inseguimento);
- alla tipologia dei moduli impiegati (mono/policristallini/film sottile – mono/bifacciali);
- alla tipologia di inverter impiegati (centralizzati/di stringa);
- all'architettura elettrica (tipologia della rete di raccolta MT, taglia e tipologia dei trasformatori MT/BT, localizzazione della stazione di trasformazione AT/MT);
- modalità di implementazione delle funzioni di regolazione della potenza attiva e reattiva.

Nel seguito sono brevemente illustrate le scelte adottate nell'attuale stato di progettazione definitiva.

L'impianto fotovoltaico è stato progettato in modo da ottimizzare la produzione elettrica evitando al minimo fenomeni di ombreggiamento dovuti anche alla presenza interfilare dei mandorleti intensivi. A livello tecnico si è quindi giunti ad un compromesso soddisfacente che possa garantire un'ottima resa elettrica e un'altrettanta soddisfacente produzione agricola.

Perdite d'energia dovute a tali fenomeni incidono sul costo del kWh prodotto e sul tempo di ritorno dell'investimento.

Il sito analizzato è stato suddiviso in **n. 14 macro piastre** afferenti a diversi lotti di terreno in disponibilità del proponente. Tali aree risultano prevalentemente pianeggianti.

Le aree individuate per l'impianto risultano idonee all'installazione di strutture ad inseguimento monoassiale.

La tecnologia ad inseguimento monoassiale ha il vantaggio di incrementare la producibilità rispetto ai sistemi fissi tradizionali. L'energia supplementare verrà immessa in rete in orari che non si trovano in concorrenza con la tradizionale produzione fotovoltaica nazionale garantendo una migliore competitività al di fuori delle fasce zonali di massima produzione in cui il prezzo di vendita risulterebbe più basso.



Figura 1 – Inseguitore monoassiale

I vantaggi che si potranno ottenere con la realizzazione di questo progetto fotovoltaico saranno:

- la produzione energetica da fonte rinnovabile con riduzione dell'impatto ambientale rispetto ad una produzione energetica da combustibili fossili;
- le soluzioni tecniche applicative compatibili con le esigenze di tutela ambientale;
- la riduzione dell'occupazione del suolo sia per mezzo di componenti di ultima generazione al fine di massimizzare la densità di produzione energetica sia per il cospicuo utilizzo del suolo assegnato all'importante componente agricola di progetto;

L'impianto sarà realizzato in assetto "interfilare", secondo i parametri dell'agrivoltaico "avanzato", scegliendo la distanza tra le due file di tracker (pitch) secondo il minimo necessario per consentire l'efficiente movimento dei mezzi agricoli e di quelli manutentivi elettrici, consentendo tutte le relative operazioni, sia agricole che elettriche.



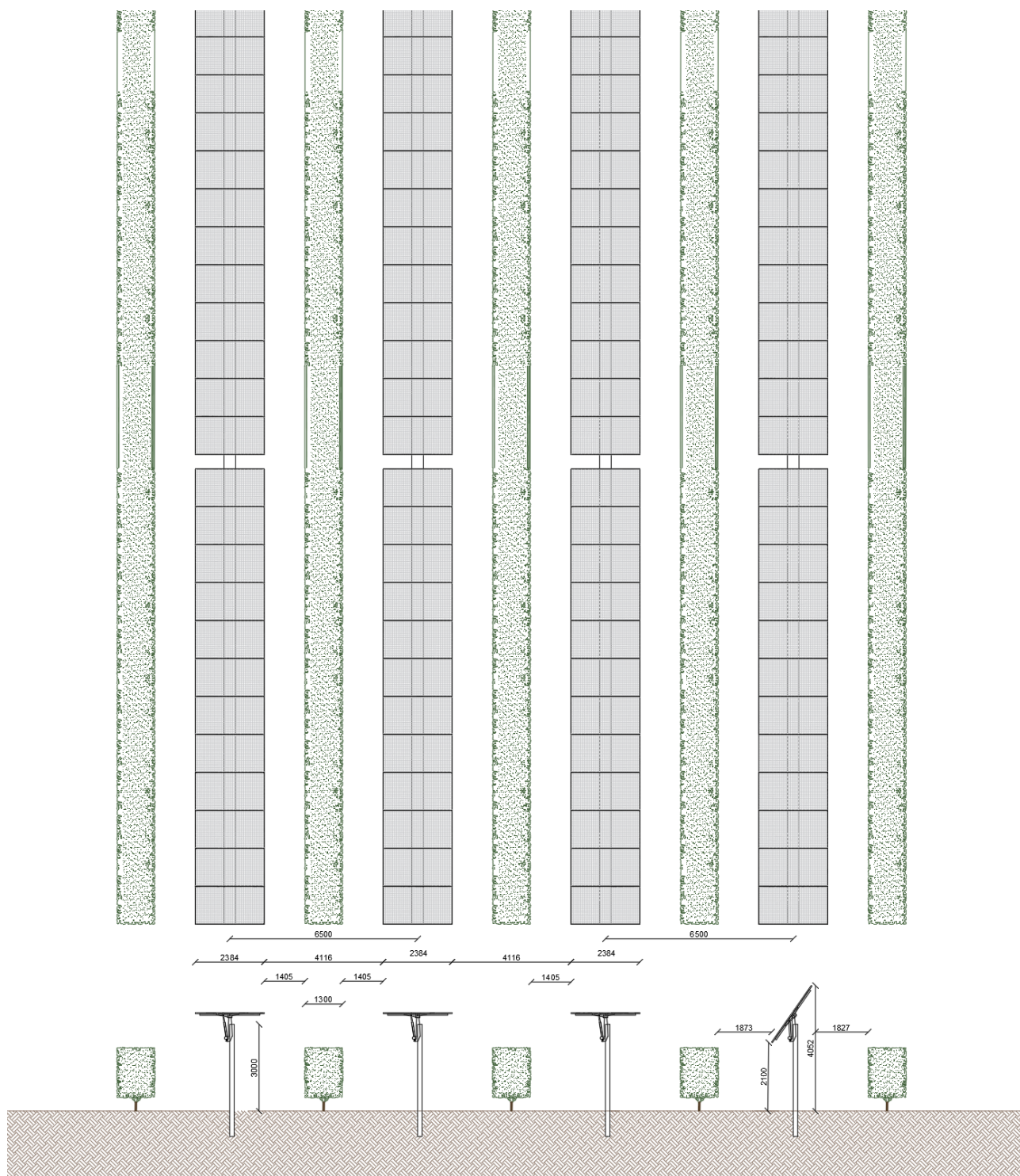


Figura 2 - Particolare impianto tipologico agrivoltaico



L'impianto agricolo sarà suddiviso in due sezioni: colture principali e sperimentazioni. Le due colture principali consisteranno in una coltivazione pluriennale, arborea, coltivata in assetto "superintensivo" per massimizzare la resa e minimizzare i costi di gestione, in quanto consente un elevato grado di meccanizzazione delle pratiche colturali, l'altra, in una annuale seminativa. Le tre sperimentazioni, trattate nella relazione agronomica specifica, sono olivo, nocciolo in assetto superintensivo e seminativo, tutte e 3 a diversi pitch rispettivamente di 7, 7,5 e 8 m.

I. Colture principali

- (a) Mandorleto
- (b) Seminativo

II. Colture sperimentali

- (a) Nocciolo
- (b) Uliveto
- (c) Seminativo

Per maggiori dettagli si rimanda alla relazione specialistica.



2 NORMATIVA DI RIFERIMENTO

Si precisa che la presente relazione tecnica è parte integrante della documentazione riguardante il progetto a norma CEI 0-2.

I progetti si considerano redatti secondo la regola d'arte ed in particolare sono elaborati in conformità alla vigente normativa e alle indicazioni delle guide e alle norme dell'UNI, del CEI o di altri Enti di normalizzazione appartenenti agli Stati membri dell'Unione Europea o che sono parti contraenti dell'accordo sullo spazio economico europeo.

Tutte le opere relative all'impianto in oggetto dovranno essere eseguite a regola d'arte in conformità alle Norme applicabili CEI, IEC, UNI, ISO vigenti, anche se non espressamente richiamate nel seguito. Di seguito si riportano le principali normative e leggi di riferimento adottate per la progettazione:

- CEI 0-2: Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici;
- 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;
- Codice di rete TERNA
- CEI 11-1: Impianti elettrici con tensione superiore ad 1kV in corrente alternata;
- CEI 11-20: Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;
- CEI 11-35: Guida all'esecuzione delle cabine elettriche d'utente;
- CEI 17-1 Interruttori a corrente alternata a tensione superiore a 1000 V;
- CEI 17-6 Apparecchiatura prefabbricata con involucro metallico per tensioni da 1 a 52 kV;
- Norma CEI 17-11 Apparecchiatura a bassa tensione - Parte 3: Interruttori di manovra, sezionatori, interruttori di manovra-sezionatori e unità combinate con fusibili;
- CEI 17-13/1 Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) - Parte 1: Apparecchiature soggette a prove di tipo (AS) e apparecchiature parzialmente soggette a prove di tipo (ANS);
- CEI 20-19: Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V;



- CEI 20-20: Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750V;
- CEI 20-91: Cavi elettrici con isolamento e guaina elastomerici senza alogeni non propaganti la fiamma con tensione nominale non superiore a 1.000 V in corrente alternata e 1.500 V in corrente continua per applicazioni in impianti fotovoltaici;
- CEI 64-8: Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1.000 V in corrente alternata e a 1.500 V in corrente continua;
- CEI 81-10: Protezione delle strutture contro i fulmini;
- CEI 81-3: Valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato;
- CEI 81-4: Valutazione del rischio dovuto al fulmine;
- CEI 82-74: Metodi di calcolo delle azioni del vento e criteri di dimensionamento di strutture di supporto di moduli fotovoltaici o di collettori solari;
- CEI EN 60904-1: Dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente;
- CEI EN 60904-2: Dispositivi fotovoltaici - Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento;
- CEI EN 60904-3: Dispositivi fotovoltaici - Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento;
- CEI EN 61727: Sistemi fotovoltaici (FV) - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo con la rete;
- CEI EN 61215: Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo;
- CEI EN 61000-3-2: Compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso = 16 A per fase);
- CEI EN 60555-1: Disturbi nelle reti d'alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili - Parte 1: Definizioni;
- CEI EN 60439-1-2-3: Apparecchiature assiemate di protezione e manovra per bassa tensione;
- CEI EN 60445: Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico;
- CEI EN 60529: Gradi di protezione degli involucri (codice IP);



- CEI EN 60099-1-2: Scaricatori;
- UNI 10349: Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici;
- UNI 8477 -1: Calcoli degli apporti per applicazioni in edilizia. Valutazione dell'energia raggiante ricevuta;
- CEI EN 61724: Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici. Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati;
- IEC 60364-7-712 Electrical installations of buildings - Part 7-712: Requirements for special installations or locations Solar photovoltaic (PV) power supply systems;
- D.M. 37/08: Regolamento concernente l'attuazione dell'articolo 11-quaterdecies, comma 13, lettera a) della legge n. 248 del 2 dicembre 2005, recante riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti all'interno degli edifici;
- D.LGS 81/08 per la sicurezza e prevenzione infortuni sul lavoro;
- Direttive e circolari impartite dai Vigili del Fuoco in tema di prevenzione e contenimento incendi.

Le opere saranno realizzate facendo uso di componenti rispondenti alle relative Norme CEI e Norme UNI e dovranno comunque avere marchio CE e preferibilmente anche marchio IMQ.

La rispondenza alle Norme sopra specificate dovrà essere intesa nel modo più restrittivo, cioè che non solo l'installazione sarà adeguata a quanto stabilito dai suddetti criteri ma sarà richiesta una analoga rispondenza alle Norme da parte di tutti i materiali e di tutte le apparecchiature che saranno utilizzate nella costruzione degli impianti elettrici descritti nel presente progetto.

3 PROGETTO DELL'IMPIANTO AGROVOLTAICO

3.1 Inquadramento generale

L'impianto agrivoltaico "Finale Emilia agrisolare", di potenza di picco pari a 83.232 kWp, sarà ubicato nel Comune di Finale Emilia in provincia di Modena (MO). Il soggetto proponente è la società Engie Finale Emilia S.r.l. È prevista l'installazione a terra di moduli fotovoltaici in silicio cristallino del tipo bifacciale della potenza specifica di 750 Wp. La superficie riporta un'estensione totale pari a 140,7 ha attualmente a destinazione agricola.

Saranno realizzate quattro cabine di raccolta, da una delle quali partirà un cavidotto MT verso la Stazione Elettrica.

In *Tabella 1* si riportano i dati di localizzazione dell'impianto.

Comune	Finale Emilia (MO)
Latitudine	44°50'28.54"N
Longitudine	11°20'23.45"E
Zona altimetrica	Pianura
Zona climatica	E
GG convenzionali	2.189
Aree di progetto (ha)	140,7

Tabella 1 - Dati geografici e climatici della località



Figura 3 - Foto satellitare: localizzazione del sito con cavidotto

L'impianto agrivoltaico in oggetto sarà composto sostanzialmente da tre componenti tecnici principali: il generatore fotovoltaico, i gruppi di conversione di energia elettrica e la stazione di elevazione AT/MT. Il generatore sarà costituito dai moduli fotovoltaici, connessi in serie/parallelo per ottenere livelli di tensione e corrente idonei all'accoppiamento con i gruppi di conversione.

È prevista l'installazione a terra di moduli fotovoltaici in silicio cristallino del tipo bifacciale della potenza specifica di 750 Wp, da intendersi come potenza di picco espressa nelle condizioni standard meglio descritte nelle normative di riferimento (IEC 61215).

In relazione alla morfologia del territorio si ritiene di dover suddividere l'impianto in n. 14 sotto-piastre come definito in Tabella 2.

Piastra	Inseguitori	n. Strutture	n. moduli	n. Inverter SG350
1	TR_1P_12X750	8	96	2
	TR_1P_24X750	7	168	
	TR_1P_48X750	8	384	
2	TR_1P_12X750	48	576	38

	TR_1P_24X750	48	1.152	
	TR_1P_48X750	355	17.040	
3	TR_1P_12X750	22	264	8
	TR_1P_24X750	29	696	
	TR_1P_48X750	61	2.928	
4	TR_1P_12X750	14	168	3
	TR_1P_24X750	18	432	
	TR_1P_48X750	19	912	
5	TR_1P_12X750	66	792	56
	TR_1P_24X750	92	2.208	
	TR_1P_48X750	549	26.352	
6	TR_1P_12X750	14	168	8
	TR_1P_24X750	33	792	
	TR_1P_48X750	64	3.072	
7	TR_1P_12X750	8	96	3
	TR_1P_24X750	18	432	
	TR_1P_48X750	21	1.008	
8	TR_1P_12X750	22	264	8
	TR_1P_24X750	23	552	
	TR_1P_48X750	67	3.216	
9	TR_1P_12X750	20	240	10
	TR_1P_24X750	28	672	
	TR_1P_48X750	90	4.320	
10	TR_1P_12X750	8	96	3
	TR_1P_24X750	4	96	
	TR_1P_48X750	28	1.344	
11	TR_1P_12X750	32	384	28
	TR_1P_24X750	20	480	
	TR_1P_48X750	283	13.584	
12	TR_1P_12X750	46	552	38
	TR_1P_24X750	71	1.704	
	TR_1P_48X750	343	16.464	
13	TR_1P_12X750	10	120	3
	TR_1P_24X750	10	240	
	TR_1P_48X750	19	912	
14	TR_1P_12X750	28	336	12
	TR_1P_24X750	34	816	
	TR_1P_48X750	101	4.848	
TOT		2789	110.976	220

Tabella 2 - Dati piastre impianto

Il ricorso a tale tecnologia nasce dall'esigenza di coniugare:

- la compatibilità con esigenze architettoniche e di tutela ambientale;
- nessun inquinamento acustico;
- una produzione di energia elettrica senza emissioni di sostanze inquinanti.

I moduli del generatore erogheranno corrente continua (DC) che, prima di essere immessa in rete, sarà trasformata in corrente alternata (AC) da gruppi di conversione DC/AC (inverter) ed infine elevata dalla bassa tensione (BT) alla media tensione (MT 30 kV) della rete di raccolta interna per il convogliamento alla stazione di trasformazione AT/MT per l'elevazione al livello di tensione della connessione alla rete nazionale.

Lo schema di allacciamento alla RTN prevede che la centrale venga collegata all' ampliamento/adeguamento della Stazione Elettrica (SE) della RTN a 132 kV denominata "Massa Finalese" previa realizzazione di una sezione a 380 kV nella SE "Massa Finalese" da collegare in entra-esce alla linea RTN a 380 kV "Martignone-Sermide".

L'area individuata è identificata al N.C.T. di **Finale Emilia (MO)** nel foglio di mappa 35 particelle 15 e 16, come rappresentato nella tavola allegata.

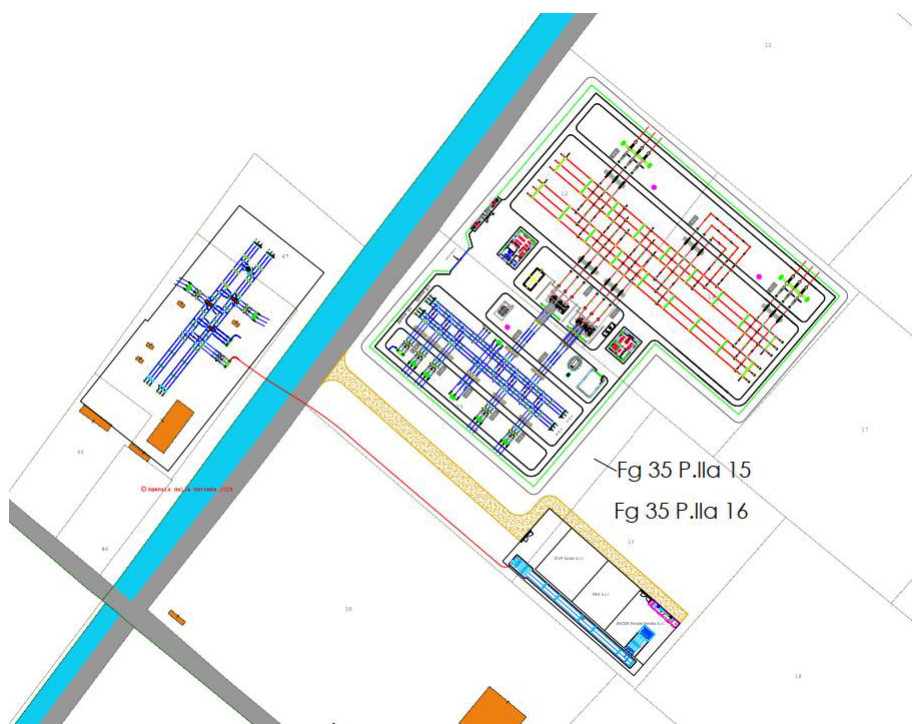


Figura 4 - Localizzazione nuova SE e stazione di elevazione



La stazione elettrica utente sarà dotata di un trasformatore di potenza con relativi edifici tecnici adibiti al controllo e alla misura dell'energia prodotta ed immessa in rete.

La rete di raccolta dell'impianto sarà così realizzata:

- nella cabina di raccolta R1 confluiranno n.3 cabine MT/BT;
- nella cabina di raccolta R2 confluiranno n.7 cabine MT/BT;
- nella cabina di raccolta R3 confluiranno n.5 cabine MT/BT;
- nella cabina di raccolta RT confluiranno le cabine di raccolta R1, R2, R3 e n.1 cabina MT/BT;

Piastra	Cabine	Tipologia struttura	n. Strutture	n. moduli	Potenza DC (kWp)
1	-	TR_1P_12X750	8	96	486
		TR_1P_24X750	7	168	
		TR_1P_48X750	8	384	
2	1 X 4 MW+ 2 X 6 MW	TR_1P_12X750	48	576	14.076
		TR_1P_24X750	48	1.152	
		TR_1P_48X750	355	17.040	
3	-	TR_1P_12X750	22	264	2.916
		TR_1P_24X750	29	696	
		TR_1P_48X750	61	2.928	
4	1 X 6 MW	TR_1P_12X750	14	168	1.134
		TR_1P_24X750	18	432	
		TR_1P_48X750	19	912	
5	2 X 9 MW+ 1 X 6 MW	TR_1P_12X750	66	792	22.014
		TR_1P_24X750	92	2.208	
		TR_1P_48X750	549	26.352	
6	1 X 6 MW	TR_1P_12X750	14	168	3.024
		TR_1P_24X750	33	792	
		TR_1P_48X750	64	3.072	
7	-	TR_1P_12X750	8	96	1.152
		TR_1P_24X750	18	432	
		TR_1P_48X750	21	1.008	
8	1 X 4 MW	TR_1P_12X750	22	264	3.024
		TR_1P_24X750	23	552	
		TR_1P_48X750	67	3.216	
9	1 X 6 MW	TR_1P_12X750	20	240	3.924
		TR_1P_24X750	28	672	
		TR_1P_48X750	90	4.320	

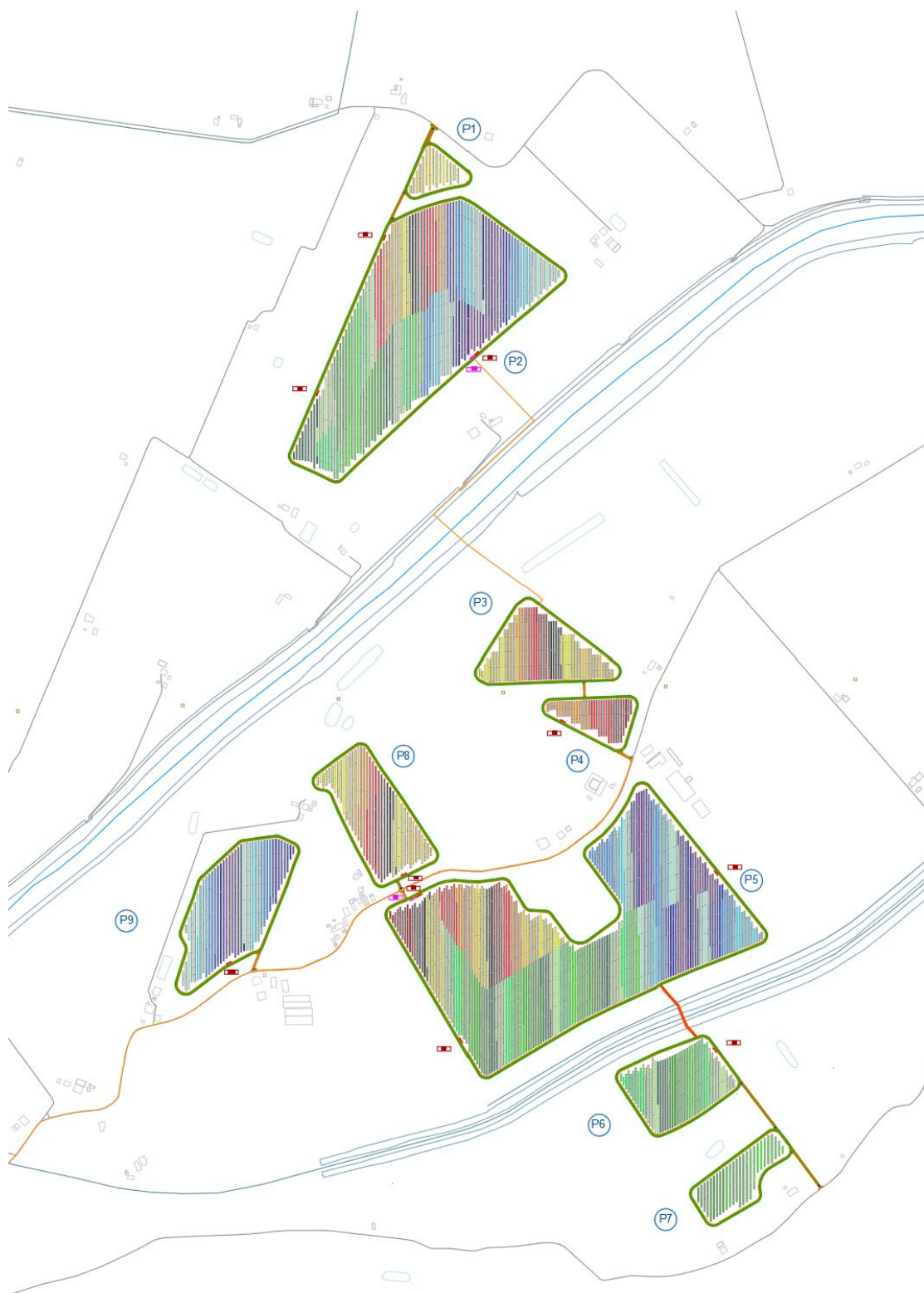


10	-	TR_1P_12X750	8	96	1.152
		TR_1P_24X750	4	96	
		TR_1P_48X750	28	1.344	
11	2 X 6 MW	TR_1P_12X750	32	384	10.836
		TR_1P_24X750	20	480	
		TR_1P_48X750	283	13.584	
12	3 X 6 MW	TR_1P_12X750	46	552	14.040
		TR_1P_24X750	71	1.704	
		TR_1P_48X750	343	16.464	
13	-	TR_1P_12X750	10	120	954
		TR_1P_24X750	10	240	
		TR_1P_48X750	19	912	
14	1 X 6 MW	TR_1P_12X750	28	336	4.500
		TR_1P_24X750	34	816	
		TR_1P_48X750	101	4.848	
TOT	16		2789	110.976	83.232,00

Tabella 3 - Suddivisione piastre-cabine

I moduli fotovoltaici saranno collegati in serie, in modo tale che il livello di tensione raggiunto in uscita rientri nel range di tensione ammissibile dagli inverter considerati nel progetto (max 1.500 V).





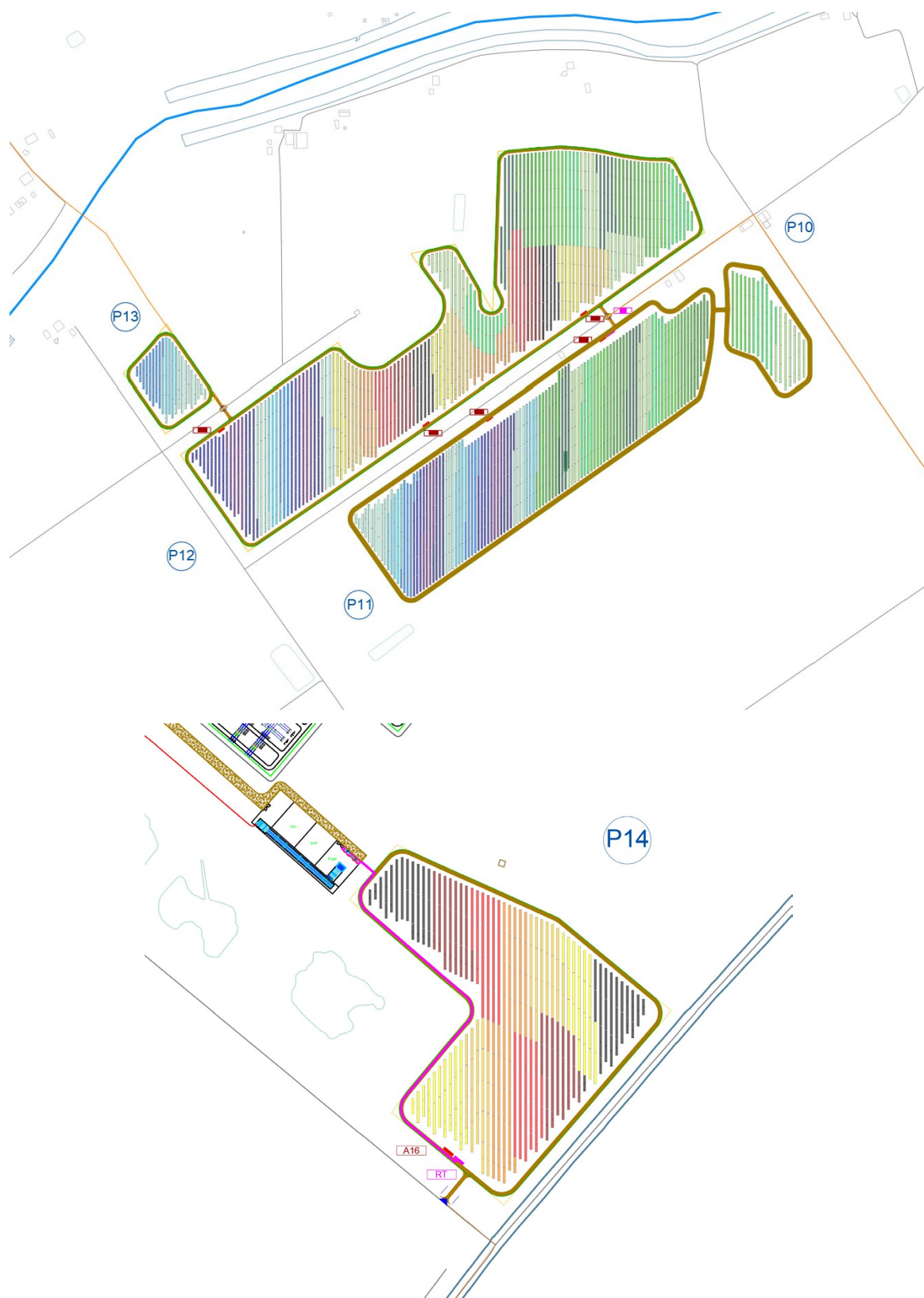


Figura 5 - Particolare schema di suddivisione stringhe impianto



3.2 Considerazioni in merito alle scelte progettuali

Nello sviluppo del progetto si sono adottati alcuni elementi cardine intorno ai quali si è ritenuto di sviluppare l'impianto di produzione. Di seguito si offrono alcune riflessioni nel merito.

Tipologia di alimentazione elettrica

La normativa attuale prevede per impianti di queste dimensioni un punto di consegna, ovvero di inserimento nella rete pubblica nazionale, in alta tensione. Il punto di immissione in rete trovandosi a diversi chilometri rispetto all'area ospitante l'impianto di produzione ha imposto l'utilizzo di una tensione elevata al fine di minimizzare le perdite sulle linee. Tutta la distribuzione a valle del trasformatore AT-MT sarà quindi a 30 kV fino alle cabine MT-BT interne al campo.

Per la parte in bassa tensione, in corrente alternata, si è scelto l'utilizzo di apparecchiature che avessero comunque tensioni relativamente elevate. Come si vedrà meglio nel seguito gli inverter avranno un'uscita trifase a 800 V. Nuovamente tale scelta consentirà di ridurre le sezioni delle linee, con riduzione di costi e minor volumi di scavo.

Per la parte in bassa tensione in corrente continua (uscita delle stringhe fotovoltaiche) si dimensionerà il campo al fine di creare il minor numero di stringhe possibili. Un minor numero di stringhe, ovvero a parità di potenza stringhe più lunghe, implicano minori perdite sui cavi, minori connessioni elettriche e conseguentemente minori possibilità di guasto, ovvero minori costi di manutenzione. Le tecnologie attuali consentono di operare in corrente continua con tensioni prossime ai 1.500V.

Inverter di stringa

Come si vedrà meglio in seguito tutto l'impianto verrà realizzato con inverter definiti "di stringa". Gli attuali sviluppi del mercato hanno visto lo sviluppo di inverter di potenze significative aventi in ogni caso caratteristiche simili a dispositivi di taglia più contenuta. In particolare, un inverter di stringa consente di connettere il campo fotovoltaico direttamente senza interposizione di ulteriori quadri di protezione e sezionamento. Rispetto ad un inverter centralizzato inoltre vi sarà il grande vantaggio di ridurre fermo impianto massivi. Nel caso si noterà che gli inverter presenti saranno **n. 220**.

Il fermo di una macchina peserà pertanto circa lo 0,5% della potenza totale. Nello specifico gli inverter previsti saranno dotati di un elevato numero di MPPT (maximum power point tracker) ovvero di canali indipendenti atti a ottimizzare la produzione del campo fotovoltaico. Come si vedrà nel seguito gli inverter scelti saranno dotati di ben 12 canali indipendenti, garantendo un puntuale monitoraggio ed ottimizzazione, oltre che una



riduzione notevole delle perdite da mismatch. Tali miglie si andrebbero naturalmente a perdere qualora si optasse per un inverter centralizzato.

Si dà evidenza, inoltre, del fatto che l'uso di inverter di stringa non impone la costruzione di locali ospitanti gli inverter, quindi meno piattaforme e minor impatto visivo dell'intero sistema.

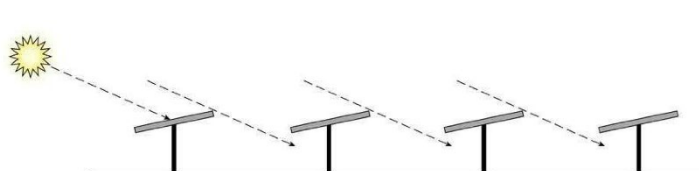
Sistema ad inseguitori monoassiali

Allo stato attuale dello sviluppo della tecnologia fotovoltaica si ritiene che l'utilizzo di sistemi ad inseguimento possa risultare premiante rispetto ai classici sistemi fissi. Le motivazioni sono molteplici. L'aspetto ambientale è senza dubbio trainante nello sviluppo di un sistema di queste dimensioni. Con l'utilizzo di inseguitori a parità di terreno occupato, l'energia elettrica prodotta sarà superiore rispetto ad altri sistemi, con relativo incremento dei quantitativi di gas serra risparmiati. Sempre in termini ambientali i moduli fotovoltaici avranno prodotto più energia migliorando anche il ritorno dell'investimento energetico, ovvero si otterranno valori di EROEI (energy returned on energy invested) maggiori. Nella volontà di integrare l'aspetto agricolo alla produzione di energia elettrica si noterà che gli ombreggiamenti variabili sul terreno dovuti alla traslazione dei moduli oltre che l'altezza dei moduli stessi favoriranno eventuali coltivazioni in sito. Infine, le strutture relativamente leggere potranno essere semplicemente fissate nel terreno a battimenti, senza plinti di cemento.

3.3 Strutture di supporto dei moduli fotovoltaici

Il sistema di supporto dei moduli fotovoltaici sarà ad asse orizzontale con asse di rotazione posto lungo la direttrice nord - sud. Durante la giornata il sistema, con l'ausilio di attuatori elettromeccanici, ruota i componenti fotovoltaici seguendo la traiettoria est - ovest.

Il software di controllo degli inseguitori garantirà un angolo di tilt variabile a seconda delle ore del giorno e a seconda delle stagioni, tale da ottimizzare la producibilità con la minimizzazione dell'ombreggiamento reciproco.



Seguendo un principio di standardizzazione del campo fotovoltaico si cercherà di limitare al massimo le tipologie di inseguitori, gestendoli in modo da garantire un cablaggio della parte in corrente continua



omogeneo per tutto il sito. La lunghezza del singolo inseguitore sarà pertanto in funzione della lunghezza delle stringhe fotovoltaiche. In particolare si prevedranno tre tipologie di inseguitori:

- tipologia da circa 63 m, ospitante 48 moduli fotovoltaici disposti su una fila;
- tipologia da circa 32 m, ospitante 24 moduli fotovoltaici disposti su una fila;
- tipologia da circa 16 m, ospitante 12 moduli fotovoltaici disposti su una fila.

Le strutture di sostegno saranno realizzate tramite profili a omega infissi direttamente nel terreno, senza l'uso di cemento. Si rimanda agli elaborati di dettaglio per le caratteristiche meccaniche complete.

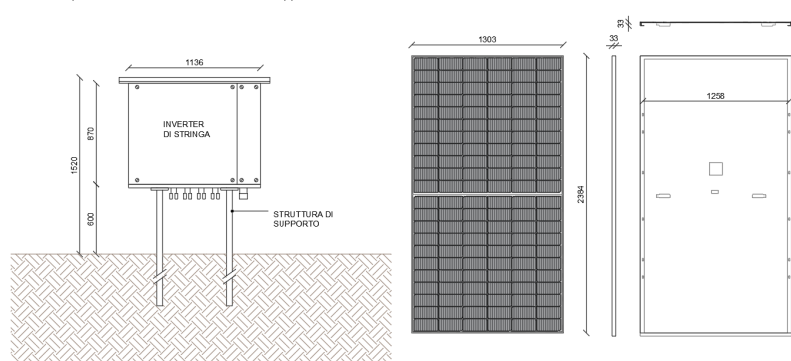
Tutta l'elettronica di comando è a bordo macchina, posta in appositi quadri stagni. L'assieme è quindi contenuto negli ingombri e non richiede il posizionamento in quadro di ulteriori quadri, apparecchiature o cabinati di controllo. Lo stesso attuatore lineare atto alla traslazione del piano dei moduli è sostanzialmente integrato negli elementi della struttura di supporto.



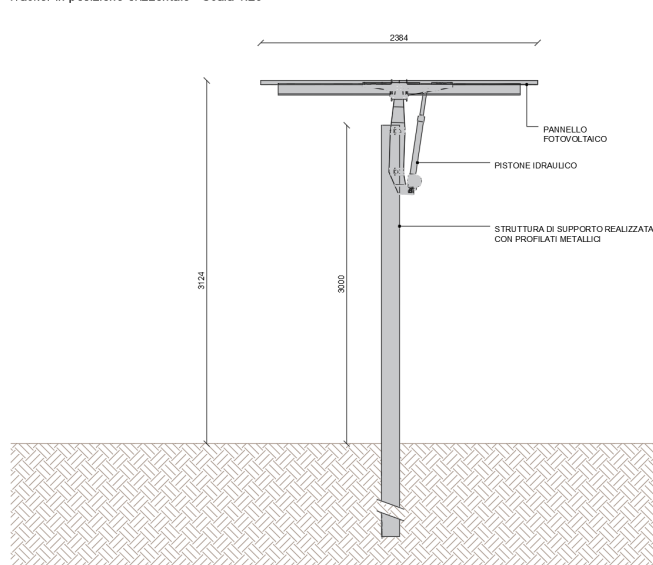
Figura 6 - Particolare strutture ad inseguimento ed attuatore



Particolari pannello fotovoltaico e struttura di supporto inverter - Scala 1:20



Tracker in posizione orizzontale - Scala 1:20



Tracker in posizione inclinata $\pm 55^\circ$ - Scala 1:20

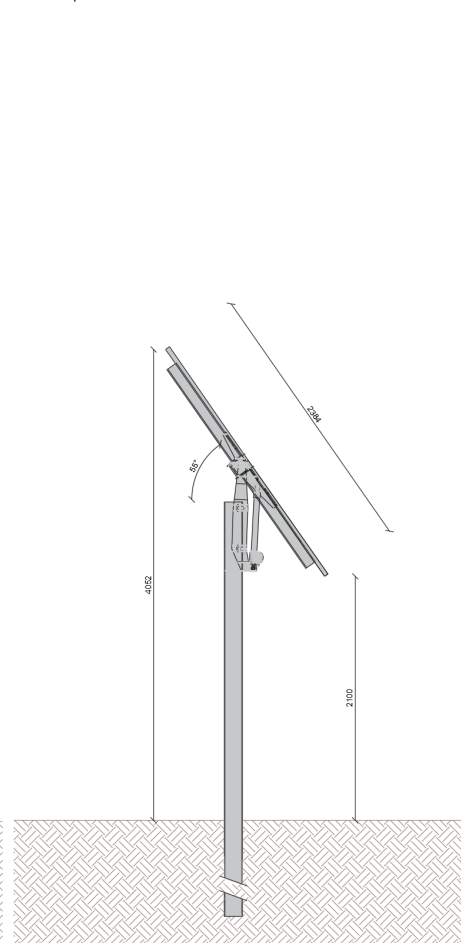


Figura 7 - Particolare strutture

3.4 Moduli fotovoltaici

Il generatore fotovoltaico sarà realizzato con **n. 110.976 moduli** da 750 Wp cadauno marca Recom modello RCM-750-8DBHM o equivalente.

I dati caratteristici sono forniti dal produttore come evidenziato nella tabella di seguito allegata.



Electrical Characteristics

POWER CLASS ⁽¹⁾			725		730		735		740		745		750	
Testing Condition			STC ⁽²⁾	NMOT ⁽³⁾	STC	NMOT	STC	NMOT	STC	NMOT	STC	NMOT	STC	NMOT
Maximum Power	Pmax	[Wp]	725	555	730	559	735	563	740	566	745	570	750	574
Maximum Power Voltage	Vmp	[V]	43,66	41,83	43,81	42,00	43,96	42,18	44,11	42,24	44,26	42,38	44,41	42,50
Maximum Power Current	Imp	[A]	16,61	13,27	16,67	13,31	16,72	13,35	16,78	13,4	16,84	13,45	16,89	13,49
Open Circuit Voltage	Voc	[V]	50,98	48,96	50,99	48,97	51,00	48,98	51,01	48,99	51,02	49,00	51,03	49,01
Short Circuit Current	Isc	[A]	17,64	14,23	17,66	14,25	17,68	14,26	17,7	14,28	17,72	14,30	17,74	14,31
Module Efficiency	Eff	[%]	23,3		23,5		23,7		23,8		24,0		24,1	
Maximum Series Fuse	IR	[A]	35											
Maximum System Voltage	Vsys	[V]	1500 V											
(1) Measurement Tolerances: Pmax (± 3%), Isc & Voc (± 3%) - Power Classification 0/+5W														
(2) STC (Standard Testing Condition): Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, AM 1.5														
(3) NMOT (Nominal Operating Module Temperature): Irradiance 800W/m², NMOT, Ambient Temperature 20°C, AM 1.5, Wind Speed 1m/s														
Bi Facial Output (4)														
POWER CLASS			725		730		735		740		745		750	
Power with Backside Gain		Pmax [Wp]	Eff [%]	Pmax	Eff	Pmax	Eff	Pmax	Eff	Pmax	Eff	Pmax	Eff	
	+5	[%]	761.3	24,5%	766.5	24,7%	771.8	24,8%	777.0	25,0%	782.3	25,2%	787.5	25,4%
	+10	[%]	797.5	25,7%	803.0	25,9%	808.5	26,0%	814.0	26,2%	819.5	26,4%	825.0	26,6%
	+15	[%]	833.8	26,8%	839.5	27,0%	845.3	27,2%	851.0	27,4%	856.8	27,6%	862.5	27,8%
	+20	[%]	870.0	28,0%	876.0	28,2%	882.0	28,4%	888.0	28,6%	894.0	28,8%	900.0	29,0%
	+25	[%]	906.3	29,2%	912.5	29,4%	918.8	29,6%	925.0	29,8%	931.3	30,0%	937.5	30,2%
	+30	[%]	942.5	30,3%	949.0	30,6%	955.5	30,8%	962.0	31,0%	968.5	31,2%	975.0	31,4%
(4) Bifaciality Factor > 90% - Back-side power gain depends upon the specific project albedo - Efficiency is according to the surface of the module														

Figura 8 - Caratteristiche elettriche modulo

Si avranno componenti dalle seguenti caratteristiche:

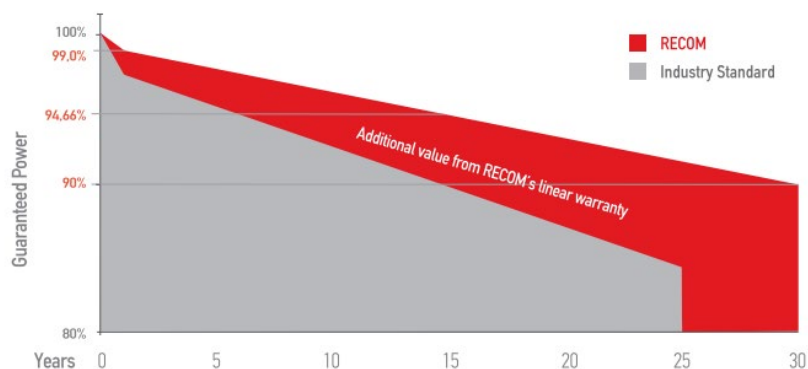
- tensione massima di sistema pari a 1500 V;
- tolleranza di potenza molto contenuta.

I moduli saranno obbligatoriamente conformi alle normative di prodotto IEC 61215 e IEC 61730. Saranno necessariamente iscritti ad un consorzio di riciclo a garanzia del corretto smaltimento a fine vita.

Al fine di garantire una lunga durata del sistema si utilizzeranno moduli aventi decadimento delle prestazioni, in termini di energia prodotta per kWp installato all'anno, con andamento lineare come da figura successiva.



Linear Performance Warranty



First Year Output $\geq 99.0\%$ 2-30 Year Decline $\leq 0.31\%$ 30 Year Output $\geq 90.0\%$

Figura 9 - Caratteristiche performance modulo

I moduli saranno forniti con diodi di bypass integrati nella junction box posta nel dorso del modulo stesso. Le caratteristiche meccaniche saranno le seguenti:

Mechanical Data

Dimensions	2384 mm x 1303 mm x 33 mm
Weight	39,0 Kg
Cell Type	HJT - 210mm x 105mm (2 x 66 Pcs) - G12
Front Glass	2.0 mm Tempered and low iron glass + Double ARC
Rear Side	2.0 mm Tempered and low iron glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68, 3 Bypass diodes
Connector	MC4 compatible
Output cable	4mm ² - Length = 300mm or customized

Figura 10 - Caratteristiche meccaniche modulo



3.5 Sistema di conversione DC/AC

In base al dimensionamento del sistema e alle caratteristiche elettriche determinate per il generatore per la conversione dell'energia elettrica da corrente continua (DC) a corrente alternata è previsto l'impiego di

n. 220 inverter.

Tra i prodotti commercialmente disponibili saranno impiegati inverter in grado di garantire:

- conformità alle normative europee di sicurezza;
- conformità al codice di rete;
- disponibilità di informazioni di allarme e di misura su display integrato;
- funzionamento automatico, semplicità d'uso e di installazione;
- sfruttamento ottimale del campo fotovoltaico con la funzione MPPT integrata;
- elevato rendimento globale;
- affidabilità e lunga durata del servizio;
- forma d'onda di uscita perfettamente sinusoidale;
- dispositivo di controllo dell'isolamento sul lato DC;
- possibilità di regolazione di potenza attiva e reattiva con controllo locale o remoto; possibilità di monitoraggio, di controllo a distanza e di collegamento a PC per la raccolta e l'analisi dei dati.

Ciascun gruppo di conversione sarà dotato di un dispositivo per il sezionamento, comando ed interruzione atto a svolgere funzione di dispositivo di generatore (DDG). Gli inverter saranno alloggiati presso stazioni di conversione appositamente predisposte.

La taglia delle macchine è stata scelta come compromesso tra l'opportunità di ridurre l'impatto sulla produzione ed il costo di un eventuale fuori servizio (distribuendo la funzione di conversione) e la necessità di assicurare prestazioni e funzioni di controllo evolute tipiche (ancorché non più esclusive) delle macchine centralizzate. L'utilizzo di cosiddetti inverter "di stringa" da posizionarsi in capo consente inoltre di non dover realizzare ulteriori fabbricati cabina per alloggiare le apparecchiature.

La sintesi degli elementi sopra descritti ha condotto alla scelta di macchine prodotte dalla società SUNGROW modello SG350HX.

Di seguito le caratteristiche elettriche principali.

Type designation	SG350HX
Input (DC)	
Max. PV input voltage	1500 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	500 V / 550 V
Nominal PV input voltage	1080 V
MPP voltage range	500 V – 1500 V
MPP voltage range for nominal power	860 V – 1300 V
No. of independent MPP inputs	12 (optional: 14/16)
Max. number of input connector per MPPT	2
Max. PV input current	40 A * 12 (optional: 30 A * 14 / 30 A * 16)
Max. DC short-circuit current	60 A * 12 (optional: 60 A * 14 / 60 A * 16)
Output (AC)	
AC output power	352 kVA @ 30 °C / 320 kVA @ 40 °C
Max. AC output current	254 A
Nominal AC voltage	3 / PE, 800 V
AC voltage range	640 – 920V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
THD	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % In
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / connection phases	3 / 3
Efficiency	
Max. efficiency / European efficiency	99.01 % / 98.80 %

Figura 11 - Caratteristiche elettriche inverter

Si noti che ogni singolo inverter avrà in condizioni di normale funzionamento una potenza di uscita pari a 320 kW, erogata ad una tensione nominale in bassa tensione pari a 800V.

Il lato corrente continua avrà tensioni variabili in funzione delle temperature di esercizio, comunque nei limiti del funzionamento a MPPT e nel rispetto della tensione massima di ingresso del sistema.

Al fine di agevolare al massimo il cablaggio ottimizzando i tempi di posa, riducendo le possibilità di errore e al fine di agevolare le attività manutentive, la lunghezza delle stringhe è stata accuratamente valutata in concerto con le caratteristiche elettriche dei convertitori ed in funzione della dimensione degli inseguitori. Si adotteranno pertanto stringhe tutte uguali tra loro, con un numero di moduli pari a 24. Il numero di stringhe per macchina è variabile, in funzione delle singole piastre.

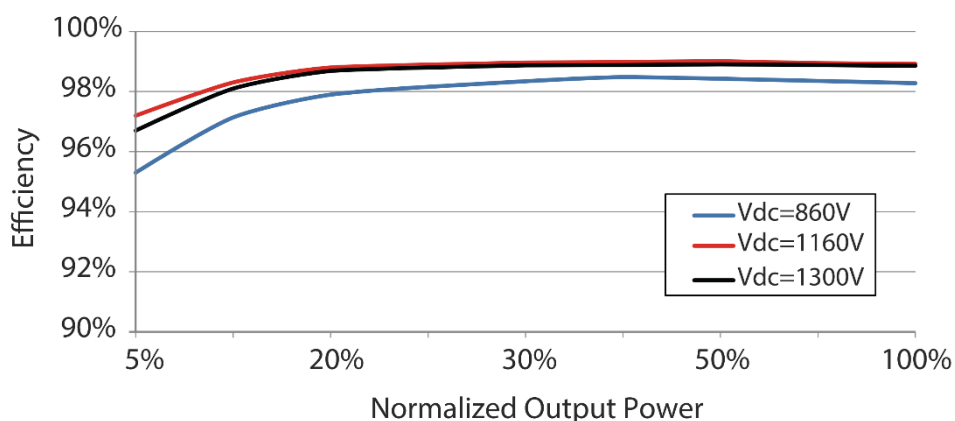
L'elevato numero di "MPPT" unito all'elevato valore di tensione ammessa sul lato corrente continua consente di ottimizzare il numero di stringhe in ingresso alla singola macchina evitando l'installazione di ulteriori quadri in campo. Tale scelta determinerà pertanto un minor impatto visivo dell'installazione oltre che un minor dispendio di risorse sia in fase installativa che in fase manutentiva.

Ogni inverter avrà a bordo tutto quanto necessario per il corretto funzionamento e monitoraggio, con particolare riferimento a:

- controllo di correnti disperse;
- verifica dell'isolamento del campo fotovoltaico da terra;

- sezionamento lato corrente continua;
- protezione da sovratensioni;
- monitoraggio integrato di stringa e funzionalità anti PID (fenomeno di degrado dei moduli fotovoltaici).

Il corretto accoppiamento tra inverter e numero di moduli, visibile negli allegati di calcolo, garantirà elevate efficienze di conversione. Di seguito si riportano le curve di efficienza fornite dal costruttore.



Gli inverter, come riscontrabili negli elaborati progettuali, verranno installati in campo, in prossimità del campo fotovoltaico. In generale saranno ancorati a profili metallici, adeguatamente dimensionati, ed infissi nel terreno. Sarà inoltre prevista una lamiera di copertura atta a proteggere i dispositivi dalle intemperie. Le macchine saranno in ogni caso compatibili con l'installazione in ambiente esterno.

3.5.1.1 Ambiente di installazione

Gli inverter selezionati sono definiti "di stringa". Ovvero sono costruiti per operare tipicamente in campo, connettendovi direttamente le stringhe in corrente continua senza necessità di interporre quadri elettrici di sezionamento e protezione.

Tale tipologia d'impianto determinerà la necessità di installare le macchine direttamente in campo. Al fine di evitare basamenti cementizi si utilizzeranno elementi infissi nel terreno parimenti ai sistemi di inseguimento. Tali elementi saranno opportunamente dimensionati allo scopo di sollevare il singolo inverter almeno di 60 cm rispetto al terreno, oltre che per evitare rischi di ribaltamento dello stesso. Si prevede infine di proteggere ogni singola macchina dalle intemperie attraverso piccole velette di copertura.



I singoli inverter verranno posizionati in modo da minimizzare il loro impatto visivo, si terrà in considerazione in ogni caso di possibili ombreggiamenti dovuti all'inverter stesso oltre che alla struttura di sostegno utilizzata. Quando possibile le macchine saranno posate a nord dei singoli sottocampi.

3.6 Sotto-cabine MT

Come evidenziato negli elaborati progettuali e come espresso nelle tabelle di riepilogo, le varie piastre sono dotate di cabine di trasformazione MT/BT atte ad elevare gli 800 V AC nominali in uscita dagli inverter alla media tensione a 30kV utilizzata per distribuire l'energia prodotta all'interno del lotto fino alla consegna in alta tensione.

CABINA MT (12X3)

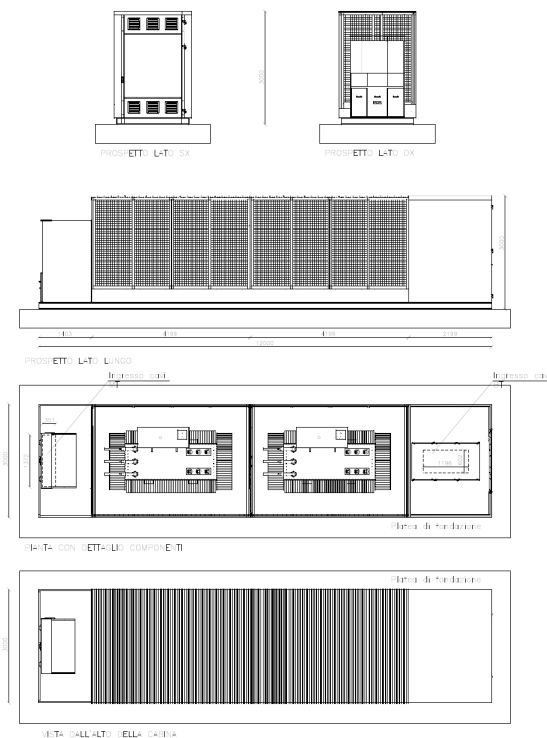


Figura 12 - Cabina tipo MT/BT

Nella sostanza ogni sotto cabina sarà dotata di adeguato trasformatore MT/BT e di interruttori BT atti a proteggere le linee in partenza per ogni inverter.

I fabbricati saranno realizzati con soluzioni standard prefabbricate dotate di quanto necessario per ottenere posa ed un esercizio a regola d'arte.



In ogni cabina dovrà essere alloggiato un trasformatore dedicato ai servizi ausiliari a 400V trifase e 230V monofase. In particolare tali macchine dovranno alimentare i sistemi di raffrescamento di cabina, le alimentazioni ausiliare delle apparecchiature di verifica e monitoraggio e gli attuatori dei sistemi di inseguimento monoassiale in campo.

Huawei STS-3000K-H1 - Output			
Rated Output Voltage:	10 kV, 11 kV, 15 kV, 20 kV, 22 kV, 23 kV (2)	30 kV, 33 kV, 35 kV (2)	13.8 kV, 34.5 kV (2)
Frequency:	50 Hz	50 Hz	60 Hz
Transformer Type:	Oil-immersed, Conservator Type		
Transformer Tappings:	$\pm 2 \times 2.5\%$		
Transformer Oil Type:	Mineral Oil (PCB Free)		
Transformer Vector Group:	Dy11		
Minimum Peak Efficiency Index:	In Accordance with EN 50588-1		
Transformer Load Losses:	27.5 kW	30.25 kW	30.25 kW
Transformer No-load Losses:	2.2 kW	2.53 kW	2.53 kW
Impedance:	7% (0 ~ +10%) @3,150 kVA		
MV Switchgear Type:	SF6 Gas Insulated, 3 Units		
MV Switchgear Configuration:	1 Transformer Unit with Circuit Breaker 1 Cable Unit with Load Breaker Switch 1 Cable Direct Connection Unit		
Auxiliary Transformer:	Dry Type Transformer, 5 kVA, Dyn11		
Output Voltage of Auxiliary Transformer:	400 / 230 Vac 220 / 127 Vac		

Figura 13 - Specifiche cabina tipo MT/BT

3.7 Area di raccolta cabine MT

L'energia prodotta dalle stazioni di conversione e trasformazione sarà immessa sulla rete di raccolta MT dell'impianto, esercita a 30 kV secondo una configurazione radiale su più linee. Ogni cabina MT/BT interna al campo avrà adeguato interruttore MT ubicato nella cabina di raccolta di pertinenza, quale interruttore di protezione linea. Sarà pertanto sempre possibile lavorare in sicurezza nella singola sotto-cabina operando sugli interruttori di manovra previsti. Alla medesima cabina di raccolta verranno convogliate tutte le cabine di pertinenza.

Sarà inoltre possibile togliere l'alimentazione agendo sull'interruttore generale della specifica cabina di Raccolta in media tensione operando quindi un sezionamento per tutte le cabine MT/BT ad essa connesse.

Si avranno 4 cabine di raccolta:

- nella cabina di raccolta R1 confluiranno n.3 cabine MT/BT;
- nella cabina di raccolta R2 confluiranno n.7 cabine MT/BT e la cabina di raccolta R1;
- nella cabina di raccolta R3 confluiranno n.5 cabine MT/BT e la cabina di raccolta R2;
- nella cabina di raccolta RT confluiranno le cabine di raccolta R1, R2, R3 e n.1 cabina MT/BT;

Dalla cabina RT di raccolta partirà la linea dorsale in media tensione di lunghezza pari a circa **435 m** diretta verso la SE.

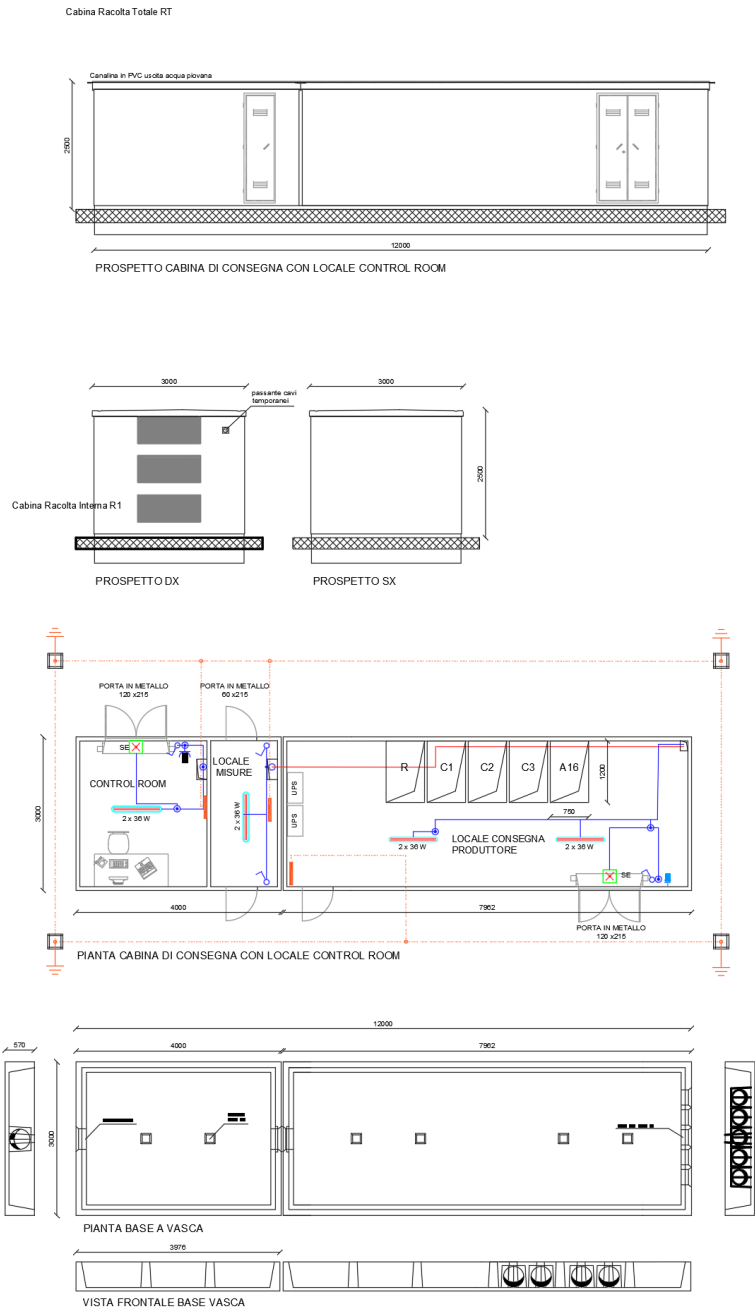


Figura 14 - Cabina di raccolta totale e control room

3.8 Opere di connessione

3.8.1 Opere Utente

La stazione elettrica di utenza sarà realizzata allo scopo di collegare l'impianto fotovoltaico all'ampliamento/adeguamento della Stazione Elettrica (SE) della RTN a 132 kV denominata "Massa Finalese" previa realizzazione di una sezione a 380 kV nella SE "Massa Finalese" da collegare in entra-esce alla linea RTN a 380 kV "Martignone-Sermide".

La sottostazione MT/AT rappresenterà sia il punto di raccolta dell'energia prodotta dal campo fotovoltaico che il punto di trasformazione del livello di tensione da 30 kV a 132 kV, per consentire il trasporto dell'energia prodotta fino al punto di consegna della rete di trasmissione nazionale.

La sottostazione utente sarà suddivisa in tre sezioni indipendenti. Ogni sezione afferirà ad un singolo produttore come d'accordo di condivisione sottoscritto e allegato al seguente progetto.

Il collegamento tra le SSE e la SEU avverrà mediante cavo interrato a 132 kV che si attesterà ad uno stallo di protezione AT. L'area individuata è identificata al N.C.T. di **Finale Emilia (MO)** nel foglio di mappa **35 particelle 15 e 16**, come rappresentato nella tavola allegata.

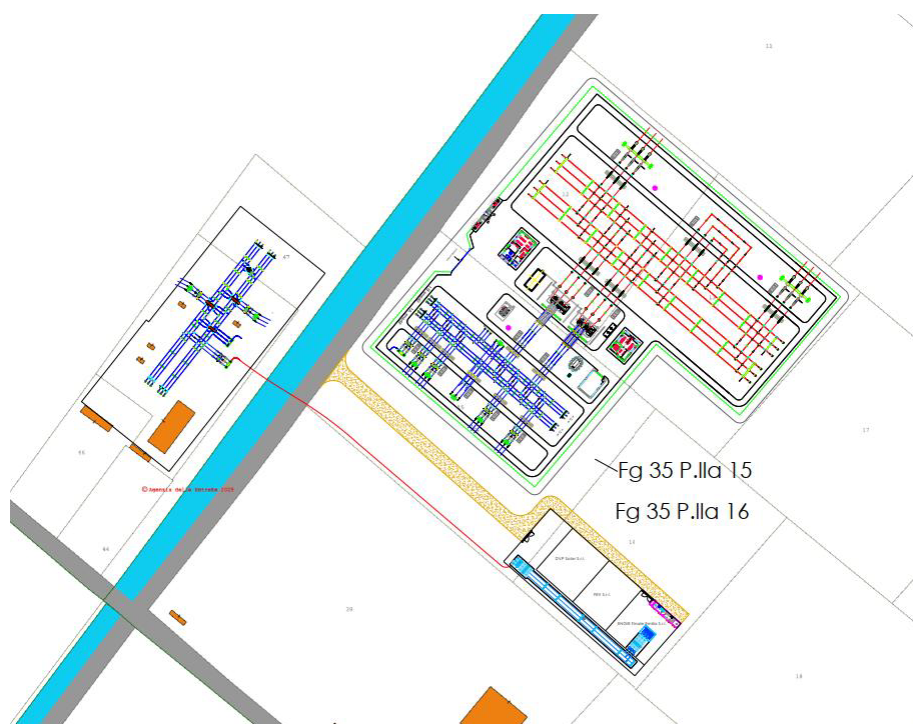


Figura 15 - Localizzazione step-up



La stazione elettrica utente sarà dotata di un trasformatore di potenza con relativi edifici tecnici adibiti al controllo e alla misura dell'energia prodotta ed immessa in rete.

La stazione avrà un'estensione di circa 4.900 mq e l'ubicazione è prevista su un terreno classificato, urbanisticamente dal vigente strumento urbanistico del Comune di Finale Emilia (MO), come area "Agricola E".

Lo schema di allacciamento alla RTN prevede che la centrale venga collegata all' ampliamento/adeguamento della Stazione Elettrica (SE) della RTN a 132 kV denominata "Massa Finalese" previa realizzazione di una sezione a 380 kV nella SE "Massa Finalese" da collegare in entra-esce alla linea RTN a 380 kV "Martignone-Sermide".

L'energia prodotta alla tensione di 30 kV, dall'impianto fotovoltaico sarà inviata allo stallo di trasformazione della costruendo stazione di Utenza. Qui verrà trasferita, previo innalzamento della tensione a 132 kV tramite trasformatore 30/132 kV, alle sbarre della sezione 132 kV della stazione di Rete della RTN mediante un collegamento in cavo AT tra i terminali cavo della stazione d'Utenza e terminali cavo del relativo stallo in stazione di condivisione

Il trasformatore trifase in olio per trasmissione in alta tensione, con tensione primaria 132 KV e secondaria 30 kV, è costruito secondo le norme CEI 14-4, con nuclei magnetici a lamierini al Fe e Si a cristalli orientati a bassa cifra di perdita ed elevata permeabilità. I nuclei sono realizzati a sezione gradinata con giunti a 45° e montati a strati sfalsati (esecuzione step lap) per assicurare una riduzione delle perdite a vuoto ed un migliore controllo del livello di rumore.

Gli avvolgimenti vengono tutti realizzati con conduttori in rame elettrolitico E Cu 99.9%, ricotto o ad incrudimento controllato, con isolamento in carta di pura cellulosa. Allo scopo di mantenere costante la tensione dell'avvolgimento secondario al variare della tensione primaria il trasformatore è corredato di un commutatore di prese sull'avvolgimento collegato alla rete elettrica soggetto a variazioni di tensione.

Lo smaltimento dell'energia termica prodotta nel trasformatore per effetto delle perdite nel circuito magnetico e negli avvolgimenti elettrici sarà del tipo ONAN/ONAF (circolazione naturale dell'olio e dell'aria/ circolazione naturale dell'olio e forzata dell'aria).

Le casse d'olio sono in acciaio elettrosaldato con conservatore e radiatori. Isolatori passanti in porcellana. Riempimento con olio minerale esente da PCB o, a richiesta, con fluido isolante siliconico ininfiammabile. Il trasformatore è dotato di valvola di svuotamento dell'olio a fondo cassa, valvola di scarico delle sovrappressioni sul conservatore d'olio, livello olio, pozzetto termometrico, morsetti per la messa a terra della cassa, golfari di sollevamento, rulli di scorrimento orientabili. Il peso complessivo del trasformatore è stimabile attorno alle 80 t.



3.8.2 Opere RTN

Il Comune interessato dalla realizzazione della nuova sezione 380 kV e dei raccordi alla RTN sono il Comune di Massa Finalese e San Felice sul Panaro, ricadenti nella Provincia di Modena.

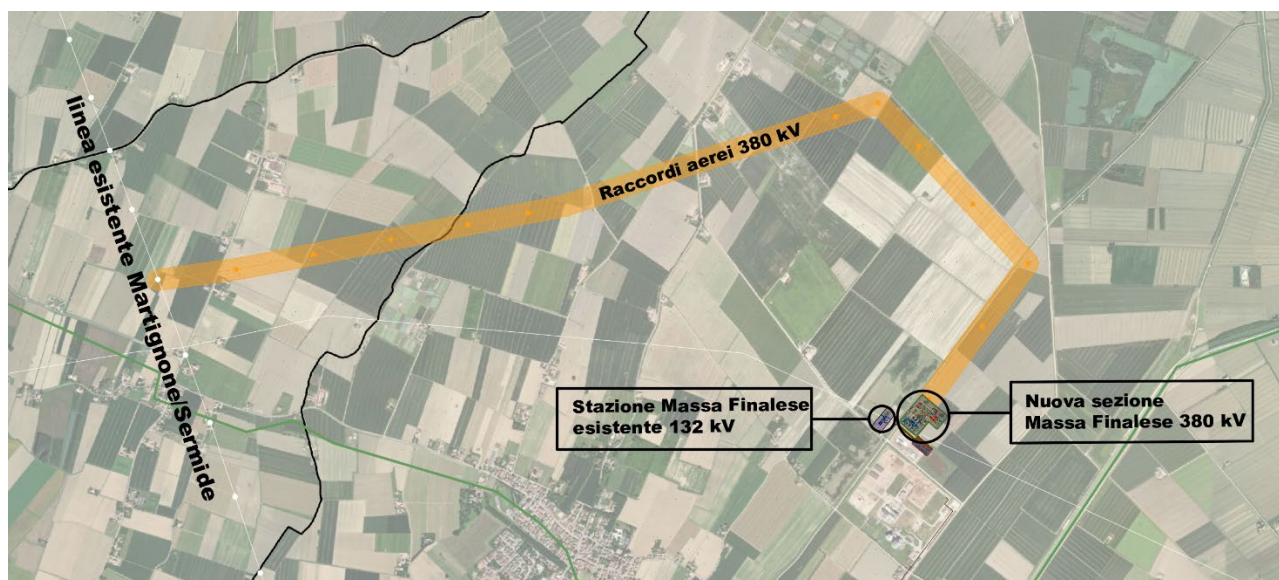


Figura 16 - Opere di connessione RTN

L'ampliamento della stazione Massa Finalese a 132 kV ha ricevuto **Parere Favorevole di Compatibilità Ambientale** dal MASE, con Decreto n. 276 del 19 maggio 2025. La capofila del suddetto ampliamento è la società Casetta Storage S.r.l.

La sezione a 380 kV della medesima SE è in corso di benestare con capofila la società Food energy Valley. L'ampliamento di tale sezione sarà collegato in entra-esce alla linea RTN a 380 kV "Martignone-Sermide" tramite raccordi aerei.





Figura 17 – Particolare nuova stazione SE 380 kV e ampliamento stazione 132 kV Massa Finalese

3.8.3 Nuova sezione 380 kV della SE esistente massa Finalese

La posizione valutata per la l'ampliamento della sezione a 380 kV RTN è stata studiata comparando le esigenze della pubblica utilità delle opere con gli interessi pubblici e privati coinvolti, cercando in particolare di:

- minimizzare l'interferenza con le zone di pregio ambientale, naturalistico, paesaggistico e archeologico;
- recare minor sacrificio possibile alle proprietà interessate, avendo cura di vagliare le situazioni esistenti sui fondi da asservire rispetto anche alle condizioni dei terreni limitrofi;
- evitare, per quanto possibile, l'interessamento di aree urbanizzate o di sviluppo urbanistico;
- permettere il regolare esercizio e manutenzione dell'impianto;
- contenere la lunghezza delle strade di accesso alla stazione;
- minimizzare la lunghezza delle nuove linee 380 kV di collegamento alla stazione;
- contenere la distanza dalle linee elettriche MT per l'alimentazione dei servizi ausiliari;



- assicurare la continuità del servizio, la sicurezza e l'affidabilità della Rete di Trasmissione Nazionale, ivi inclusa la minimizzazione dei tempi di fuori servizio delle stazioni, necessari per l'attivazione dei nuovi elementi di rete nella stazione;
- individuare aree non già opzionate per la realizzazione di impianti FER;
- minimizzare le interferenze per le possibili future connessioni alla SE.

Si prevede la realizzazione di un impianto di regimentazione delle acque provenienti dalle aree impermeabili di stazione e il convogliamento delle stesse, previo trattamento delle acque di prima pioggia, in corrispondenza di un corpo idrico superficiale. In particolare, verrà realizzata una rete di captazione e convogliamento delle acque meteoriche tramite caditoie collegate da condotte in PVC, adeguatamente dimensionate, previo trattamento delle acque di prima pioggia tramite apposito impianto disoleatore.

Le acque meteoriche verranno convogliate nella rete di smaltimento comunale (se presente) o nel corpo recettore più prossimo previa esecuzione della verifica d'idoneità idraulica e autorizzazione dell'ente gestore competente.

Per quanto riguarda il sistema di adduzione idrica, si ricorrerà ad una riserva idrica per usi sanitari. Le acque di scarico dei servizi igienici provenienti dall'edificio quadri, saranno raccolte in un apposito serbatoio a vuotamento periodico di adeguate caratteristiche, ovvero trattate con idoneo sistema di depurazione costituito da degrassatore, fossa Imhoff e filtro anaerobico in serie previsto all'interno della stazione elettrica in grado di garantire nel tempo la preservazione delle condizioni attuali del sito.

La progettazione della rete fognaria per lo smaltimento degli scarichi provenienti dai servizi igienici deve essere effettuata in modo che la stessa risulti conforme alle disposizioni e prescrizioni locali, pertanto, a seconda delle norme vigenti, si deve realizzare il sistema di smaltimento più idoneo. Per la fognatura proveniente dai servizi igienici dell'edificio quadri; dovrà essere previsto un adeguato sistema di raccolta o smaltimento, in ottemperanza a quanto previsto dalle leggi e regolamenti locali tenendo presente che l'impianto non è presidiato ma i suoi locali sono occupati solo occasionalmente in occasione dei controlli di sorveglianza e delle manutenzioni degli apparati ivi installati.

Ulteriori dettagli sono disponibili nella relazione specialistica Opere di rete.



3.8.4 Raccordi aerei

Per quanto riguarda gli elettrodotti di raccordo, è stata presa in considerazione la serie unificata dei sostegni TERNA per il livello 380 kV, in doppia terna in modo da realizzare ciascun collegamento in doppio entra-esce. I tracciati in progetto hanno origine dai portali della sezione a 380 kV della futura suzione 380/132 kV “Massa finalese” e si sviluppano in direzione ovest, per una lunghezza totale pari a circa 7.196 m, fino ad intercettare la linea autorizzata “Martignone- Sermide”.

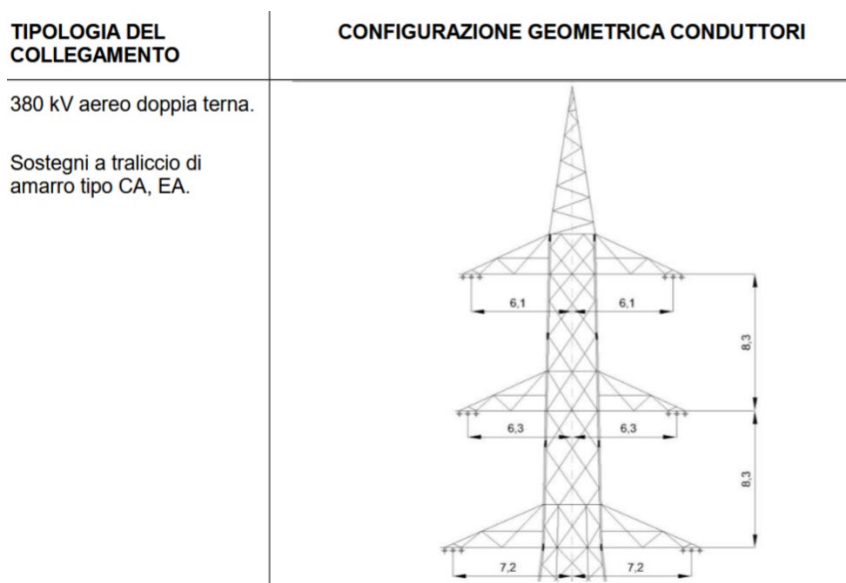


Figura 18 – Tipologico sostegno a traliccio aereo doppia terna

Tra le possibili soluzioni è stato individuato il tracciato più funzionale, che tenga conto di tutte le esigenze e delle possibili ripercussioni sull’ambiente, con riferimento alla legislazione nazionale e regionale vigente in materia. Il tracciato dei raccordi è stato studiato in armonia con quanto dettato dall’Art. 121 del Testo unico emesso con RD 11 Dicembre 1933 No. 1775, comparando le esigenze della pubblica utilità delle opere con gli interessi pubblici e privati coinvolti, cercando in particolare di:

- contenere per quanto possibile la lunghezza dei tracciati per occupare la minor porzione possibile di territorio;
- minimizzare l’interferenza con le zone di pregio ambientale, naturalistico, paesaggistico e archeologico;



- recare minor sacrificio possibile alle proprietà interessate, avendo cura di vagliare le situazioni esistenti sui fondi da asservire rispetto anche alle condizioni dei terreni limitrofi;
- evitare, per quanto possibile, l'interessamento di aree urbanizzate o di sviluppo urbanistico;
- assicurare la continuità del servizio, la sicurezza e l'affidabilità della Rete di Trasmissione Nazionale;
- permettere il regolare esercizio e manutenzione dell'elettrodotto.

Ciascun sostegno è dotato di quattro piedi e delle relative fondazioni. La fondazione è la struttura interrata atta a trasferire i carichi strutturali (compressione e trazione) dal sostegno al sottosuolo.

Le fondazioni unificate sono utilizzabili su terreni normali, di buona o media consistenza.

Ciascun piedino di fondazione sarà composto di tre parti:

- un blocco di calcestruzzo armato costituito da una base, che appoggia sul fondo dello scavo, formata da una serie di platee (parallelepipedi a pianta quadrata) sovrapposte; detta base è simmetrica rispetto al proprio asse verticale;
- un colonnino a sezione circolare, inclinato secondo la pendenza del montante del sostegno;
- un "moncone" annegato nel calcestruzzo al momento del getto, collegato al montante del "piede" del sostegno. Il moncone è costituito da un angolare, completo di squadrette di ritenuta, che si collega con il montante del piede del sostegno mediante un giunto a sovrapposizione. I monconi sono raggruppati in tipi, caratterizzati dalla dimensione dell'angolare, ciascuno articolato in un certo numero di lunghezze.

Per ogni sostegno, in funzione della resistività del terreno misurata in sito e secondo quanto indicato dal riferimento normativo rappresentato dalla Norma CEI 99-3 (CEI EN 50522) "Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in c.a.", verrà dimensionato l'impianto disperdente il quale avrà la molteplice funzionalità di:

- sopportare dal punto di vista termico la massima corrente dispersa
- salvaguardare la sicurezza delle persone durante il guasto



- assicurare l'affidabilità della linea, riducendo il rischio di fuori servizio della stessa, in caso di fulminazione, ad un valore ritenuto accettabile.
- l'impianto di terra dei nuovi sostegni sarà costituito in generale da dispersori ad anello eventualmente integrati con dispersori di profondità.

3.9 Modalità di posa e dati generali cavidotti

I cavidotti interni e di collegamento d'impianto saranno realizzati completamente interrati. Come da particolari presenti nella tavola tecnica "Tracciati MT-BT", i cavidotti BT ed MT interni d'impianto, i cavidotti MT di collegamento tra lotti d'impianto e la sottostazione utente avranno profondità e larghezza variabile.

Lungo il percorso delle tubazioni, saranno previsti pozzetti di sezionamento ed ispezione; sarà privilegiata quando possibile la posa in corrispondenza della viabilità esistente, fin quando possibile, in affiancamento nella banchina stradale, e si interesserà la sede stradale solo ove non sia disponibile uno spazio di banchina.

Il cavidotto sarà posato quasi interamente in corrispondenza della viabilità esistente, che risulta essere sia asfaltata che sterrata (viabilità regionale, provinciale, comunale, vicinale e interpodereale).

In alcuni limitati tratti il percorso del cavidotto attraverserà terreni privati, mantenendo comunque il suo percorso su strade sterrate esistenti, non censite in catasto e classificabili, quindi, come strade private.

Nelle zone in cui i cavidotti attraverseranno i corsi d'acqua si utilizzerà l'affiancamento ai ponti stradali esistenti. I cavidotti MT saranno posati in affiancamento alla viabilità esistente, risulteranno completamente interrati e quindi non visibili. Il cablaggio elettrico avverrà per mezzo di cavi con conduttori isolati in rame (o alluminio) con le seguenti prescrizioni:

- tipo FG16 (o ARG16), ARE4R, ARE4H5E se in esterno o in cavidotti su percorsi interrati;
- tipo FS17 se all'interno di cavidotti interni a cabine.

Si dovrà porre particolare attenzione alle tensioni di isolamento. In particolare le tratte di potenza in corrente alternata distribuite in bassa tensione saranno a 800V nominali (tensione di uscita degli inverter). Per queste tratte la tensione minima di isolamento dovrà essere 0,6/1 kV.

Le sezioni dei cavi per energia sono scelte in modo da:

- contenere le cadute di tensione in servizio ordinario entro il 4% (valore imposto dalla normativa vigente). Il valore deve intendersi riferito tra i morsetti di bassa tensione del punto di fornitura o del trasformatore, ed il punto di alimentazione di ciascuna utenza;
- rispettare le tabelle CEI-UNEL relative alla portata dai cavi, tenendo conto dei coefficienti correttivi in ragione delle condizioni di posa;
- le sezioni delle singole linee sono come da schema elettrico allegato e comunque mai inferiori a 1,5 mm².

Le condutture sono messe in opera in modo che sia possibile il controllo del loro isolamento e la localizzazione di eventuali guasti, in particolare è stato vietato l'annegamento sotto intonaco o nelle strutture.

Questa prescrizione vale anche per i conduttori di terra (con la sola esclusione dei collegamenti equipotenziali). I tubi per la distribuzione delle condutture saranno in materiale plastico PVC flessibile di tipo pesante per la distribuzione nei tratti incassati nei pavimenti e nei tratti incassati nelle pareti. Tutte le curve saranno con largo raggio, le derivazioni saranno eseguite solamente a mezzo di cassette di derivazione.

I tubi per la posa a vista saranno di tipo rigido, ad elevata resistenza meccanica ed in materiale autoestinguente. I tubi avranno un percorso verticale od orizzontale sulle pareti. Saranno rigorosamente evitate le pose oblique. Il diametro del cerchio circoscritto al fascio di cavi in esso contenuti, con un minimo di 11 mm e con un coefficiente di riempimento 0,4. Eventuali canali portacavi saranno in lamiera di acciaio zincato. Si utilizzerà un coefficiente di riempimento non superiore a 7/10, laddove si presentino rischi di abrasione delle condutture si utilizzano particolari accorgimenti per evitare detti rischi.

CABINA - PIASTRA	L scavo BT (m)	L scavo MT (m)
A1 / P1	205	0
A1-A3 / P2	2.281	1.914
A4 / P3	268	471
A6 / P4	198	1.021
A5-A7 / P5	2.041	1.442
A8 / P6	486	205
A8 / P7	299	0
A9 / P8	535	47
A10 / P9	614	7.627

A11 / P10	363	0
A11 - A12 / P11	1.174	307
A13 - A15 / P12	2.353	1.038
A15 / P13	224	5.199
A16 / P14	987	72
TOTALE	12.028	19.343

Tabella 4 - Lunghezza scavi per passaggio linee BT ed MT interne

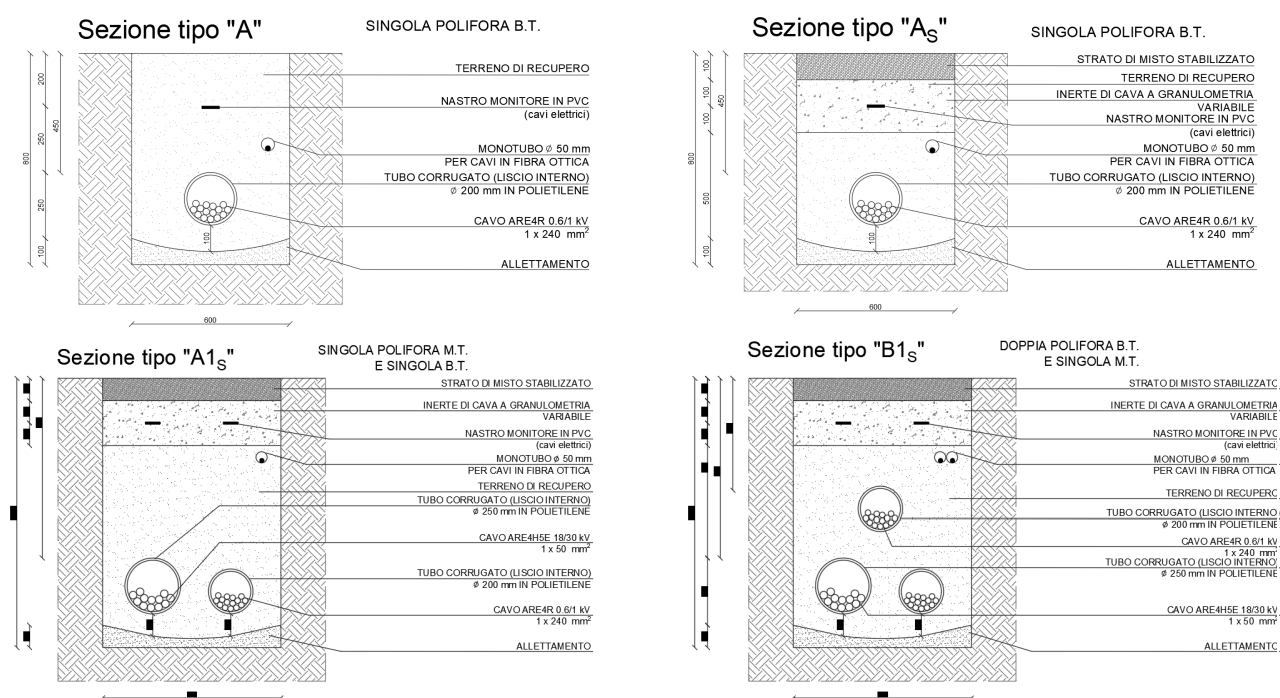


Figura 19 – Sezioni scavi cavidotti

Preliminarmente l'apertura dei cantieri per la realizzazione dell'impianto saranno effettuati i saggi e i test di portanza per verificare la struttura della sede viaria e le relative capacità strutturali. Sulla base delle risultanze delle analisi citate in precedenza, verranno concordate con gli enti gestori delle strade, le soluzioni idonee per la posa del cavidotto.

Nell'ipotesi in cui il sottofondo stradale dovesse avere buone capacità portanti sarà utilizzata la posa già prevista nel progetto, ovvero il riempimento dello scavo sarà effettuato con misto frantumato da cava



compattato. La compattazione del misto frantumato migliora la densità e riduce la porosità, aumentando il modulo di reazione del sottofondo e ne garantisce un'adeguata resistenza. Il processo di compattazione è previsto per strati dello spessore di 30 cm mediante vibrocostipatore verticale.

Qualora il sottofondo stradale non dovesse presentare buone capacità portanti, sarà utilizzata la posa con un cassonetto in cemento. L'uso di un cassonetto in CLS consente di distribuire uniformemente i carichi trasmessi dai mezzi in transito, riducendo le tensioni puntuali sul terreno. Il cassonetto agisce come una fondazione superficiale rigida, che contribuisce all'aumento della portanza globale del sistema.

In caso le risultanze delle indagini dimostrassero l'impossibilità di posare il cavidotto sotto la carreggiata, la posa verrà effettuata sui terreni adiacenti alla strada, ad eccezione degli indispensabili attraversamenti puntuali.

Per ogni ulteriore specifica si rimanda alla “**Relazione cavidotti**”.

3.10 Analisi del cavidotto di connessione

In merito al tracciato dei cavidotti in Media Tensione (MT) a 30 kV che veicolano la potenza delle varie macro-piastre e convogliano la potenza di impianto fino alla connessione alla sottostazione utente SSEU, si avrà uno sviluppo totale uno sviluppo complessivo di circa 16.587 metri. La suddivisione di tali tracciati, approssimabili a un unico “Cavidotto MT complessivo verso SE” attraverso le diverse tipologie di strade attraversate e alle tecniche di attraversamento adoperate (TOC e staffaggio su ponti), sono indicate nella tabella di seguito.

	Cavidotto MT complessivo verso SE	
	Lunghezza (m)	Proporzione (%)
Strade Provinciali	3.652	22
Strade Comunali	9.546	58
Terreni privati	2.899	17
TOC	280	2
Staffaggio su ponti	210	1
TOT	16.587	100

Tabella 5 – Suddivisione attraversamento cavidotto MT complessivo verso SE

Le tecniche di attraversamento tramite TOC e staffaggio ponti sono descritte nel dettaglio nei capitoli 3.5 e 3.6 del seguente documento.



Figura 20 – Tracciato cavidotto MT complessivo verso SE

3.11 Linee Elettriche

Le condutture sono di tipo a vista o interrate.

Il cablaggio elettrico avverrà per mezzo di cavi con conduttori isolati in rame (o alluminio) con le seguenti prescrizioni:

- tipo FG16, ARG7, ARG16, ARE4R, ARE4H5E se in esterno o in cavidotti su percorsi interrati;
- tipo FS17 se all'interno di cavidotti interni a cabine.

Si dovrà porre particolare attenzione alle tensioni di isolamento. In particolare, le tratte di potenza in corrente alternata distribuite in bassa tensione saranno a 800V nominali (tensione di uscita degli inverter). Per queste tratte la tensione minima di isolamento dovrà essere 0,6/1 kV.

Le sezioni dei cavi per energia sono scelte in modo da:

- contenere le cadute di tensione in servizio ordinario entro il 4% (valore imposto dalla normativa vigente). Il valore deve intendersi riferito tra i morsetti di bassa tensione del punto di fornitura o del trasformatore, ed il punto di alimentazione di ciascuna utenza;
- rispettare le tabelle CEI-UNEL relative alla portata dai cavi, tenendo conto dei coefficienti correttivi in ragione delle condizioni di posa;
- le sezioni delle singole linee sono come da schema elettrico allegato e comunque mai inferiori a 1,5 mm².

Le condutture sono messe in opera in modo che sia possibile il controllo del loro isolamento e la localizzazione di eventuali guasti, in particolare è stato vietato l'annegamento sotto intonaco o nelle strutture.

Questa prescrizione vale anche per i conduttori di terra (con la sola esclusione dei collegamenti equipotenziali).

Il raggio di curvatura dei cavi rigidi e semirigidi non è inferiore a dieci volte la loro massima dimensione trasversale. Le giunzioni dei conduttori sono comunque effettuate mediante morsettiere contenute entro cassette. La conducibilità, l'isolamento e la sicurezza dell'impianto non sono alterate da tali giunzioni. Per il neutro si usano solo conduttori blu chiaro. Per i conduttori di protezione si usano solo conduttori di colore giallo verde mentre è vietato l'uso di conduttori verdi o gialli per qualsiasi uso. Per i conduttori di fase si utilizzano i colori grigio, nero o marrone.

Tutti i cavi sono siglati in almeno due punti del loro percorso in passerella per permettere, in caso di guasti o modifiche, la loro immediata identificazione.

Si utilizzano le seguenti sezioni minime dei conduttori:

- 0,75 mm² conduttori di circuiti ausiliari e/o di segnalazione;
- 1,5 mm² per punti luce e prese 10 A;
- 2,5 mm² per prese da 16A e utenze FM.

Per i conduttori neutri e di protezione si utilizzano sezioni uguali al conduttore di fase, e solo per sezioni dei conduttori di fase uguale o maggiore di 25 mm² si utilizzano conduttori di neutro e di protezione di sezione

metà del conduttore di fase. Per i conduttori di terra si utilizzano sezioni minime di 16mmq se isolati, e posati in tubo.

Per l'alimentazione di utilizzatori di grossa potenza e per una flessibilità di utilizzo e facilità di manutenzione sono impiegati condotti sbarre costruiti in accordo con la Norma CEI 17-13/2.

3.12 Tubi protettivi e canalizzazioni

I tubi per la distribuzione delle condutture saranno in materiale plastico PVC flessibile di tipo pesante per la distribuzione nei tratti incassati nei pavimenti e nei tratti incassati nelle pareti. Tutte le curve saranno con largo raggio, le derivazioni saranno eseguite solamente a mezzo di cassette di derivazione.

I tubi per la posa a vista saranno di tipo rigido, ad elevata resistenza meccanica ed in materiale autoestinguente. I tubi avranno un percorso verticale od orizzontale sulle pareti. Saranno rigorosamente evitate le pose oblique.

Il diametro del cerchio circoscritto al fascio di cavi in esso contenuti, con un minimo di 11 mm e con un coefficiente di riempimento 0,4. Eventuali canali portacavi saranno in lamiera di acciaio zincato.

Si utilizzerà un coefficiente di riempimento non superiore a 7/10, laddove si presentino rischi di abrasione delle condutture si utilizzano particolari accorgimenti per evitare detti rischi.

Il cablaggio elettrico avverrà per mezzo di cavi con conduttori isolati coerenti con il tipo di posa, in rame o in alluminio.

Inoltre, i cavi saranno a norma CEI 20-13, CEI20-22II e CEI 20-37 I, marchiatura I.M.Q., colorazione delle anime secondo norme UNEL, grado d'isolamento di 4 kV. Per non compromettere la sicurezza di chi opera sull'impianto durante la verifica o l'adeguamento o la manutenzione, i conduttori avranno la seguente colorazione:

- conduttori di protezione: giallo-verde (obbligatorio);
- conduttore di neutro: blu chiaro (obbligatorio);
- conduttore di fase: grigio / marrone
- conduttore per circuiti in C.C.: chiaramente siglato con indicazione del positivo con “+” e del negativo con “-”

3.12.1 Verifiche tipologie di linee

Di seguito si propongono alcune verifiche tipologiche delle linee presenti in campo.

Nota: si è ritenuto di adottare cavi con conduttori in alluminio. Tale scelta comporta l'uso di sezioni maggiori. Si rimanda in ogni caso alle prescrizioni dei costruttori di inverter, interruttori e trasformatori per eventuali prescrizioni di installazione e accessori di montaggio utili e necessari per questi tipi di materiali.

Linee BT

Scheda riepilogativa riguardante i dati del circuito : INVERTER TIPO

Di seguito si propongono le caratteristiche di alcuni cavi commerciali.

Conduttore in alluminio *Aluminium conductor*

ARE4R

0,6/1 kV



Norma di riferimento
IEC 60502-1

Descrizione del cavo

Anima

Conduttore a corda compatta a fili di alluminio in accordo alla norma IEC 60228, classe 2

Isolante

Mescola di polietilene reticolato

Colori delle anime

● nero

Guaina

In PVC speciale di qualità ST2, colore nero

Marcatura

Stampigliatura ad inchiostro speciale ogni 1 m:

PRYSMIAN (*) ARE4R 0,6/1 KV 1X50 MM2 <anno>

(*) sigla sito produttivo

**Conforme ai requisiti essenziali delle direttive
BT 2006/95/CE**

Applicazioni

Adatti per alimentazione e trasporto di energia nell'industria/artigianato e dell'edilizia residenziale. Adatti per posa fissa sia all'interno, che all'esterno su passerelle, in tubazioni, canalette o sistemi simili. Possono essere direttamente interrati

Standard
IEC 60502-1

Cable design

Core

Aluminium rigid compact conductor, class 2, IEC 60228

Insulation

Cross-linked polyethylene compound

Core identification

● black

Sheath

Special PVC black outer sheath, ST2 type

Marking

Special ink marking each meter:

PRYSMIAN (*) ARE4R 0,6/1 KV 1X50 MM2 <year>

(*) production site label

Compliant with the requirements of the BT 2006/95/CE directives

Applications

For supply and feeding of power in industry, public applications and residential buildings. Suitable for fixed installation both indoor and outdoor, on cable trays, in pipe, conduits or similar systems. Can be directly buried



AEDES GROUP
ENGINEERING

RELAZIONE TECNICA GENERALE

Pagina 45 / 80

ARE4R

sezione nominale	diametro conduttore	spessore nominale isolante	diametro esterno nominale	peso indicativo del cavo	resistenza massima a 20 °C in c. c.	portata di corrente (A) con temperatura ambiente di		raggio minimo di curvatura
conductor cross-section	conductor diameter	nominal insulation thickness	nominal outer diameter	approximate weight	maximum DC resistance at 20 °C	30 °C in aria	20 °C interrato	minimum bending radius
(mm²)	(mm)	(mm)	(mm)	(kg/km)	(Ω/km)	in open air at 30 °C	buried at 20 °C	(mm)
						permissible current rating (A)		
						ρ=1°C m/W		

1 conduttore / Single core

16	4,75	0,7	9,5	110	1,91	78	98	114
25	6,0	0,9	11,0	160	1,20	106	126	132
35	7,0	0,9	12,0	190	0,868	130	151	144
50	8,2	1,0	13,5	240	0,641	158	178	162
70	9,7	1,1	15,0	310	0,443	203	218	180
95	11,4	1,1	17,0	410	0,320	250	261	204
120	12,9	1,2	19,0	500	0,253	294	296	228
150	14,0	1,4	20,5	600	0,206	339	332	246
185	15,8	1,6	22,5	730	0,164	392	374	270
240	18,2	1,7	25,0	930	0,125	470	432	300
300	20,8	1,8	28,0	1150	0,100	544	486	336
400	23,8	2,0	32,0	1470	0,0778	633	549	384
500	26,7	2,2	36,0	1850	0,0605	737	619	432
630	30,5	2,4	40,0	2350	0,0469	853	693	480

ARE4R

Metodo base

DI: interrato in tubo (singlecore)

Dettagli installazione

Installazioni interne o linee di
ricezione in generale

Sistema di installazione

In tubo o canalina

Opzione sistema di installazione

Interrato unipolare

Struttura cavo

Unipolare

Tipo di sistema elettrico

Trifase

Tensione (V)

Altra tensione (V)

Altro tipo di tensione (V)

800

Fattore di Potenza - Cos Φ

0.90

Corrente di Impiego (A)

256.60

Potenza attiva (kW)

320

Come risulta dal calcolo, tenuto conto dei diversi fattori correttivi, si prevede di utilizzare **una terna** di cavo **1x240 mm²** per fase (**3 cavi** in totale) della tipologia **ARE4R** o simili a seconda della disponibilità .



AEDES GROUP
ENGINEERING

RELAZIONE TECNICA GENERALE

Pagina 46 / 80

Linee MT interne (connessione tra cabina MT/BT e Raccolta interna)

Di seguito si propongono le caratteristiche di alcuni cavi commerciali.

MEDIA TENSIONE - APPLICAZIONI TERRESTRI E/O EOLICHE / MEDIUM VOLTAGE - GROUND AND/OR WIND FARM APPLICATION

ARE4H5E COMPACT

Unipolare 12/20 kV e 18/30 kV
Single core 12/20 kV and 18/30 kV



Norma di riferimento
HD 620/IEC 60502-2

Descrizione del cavo

Anima

Conduttore a corda rotonda compatta di alluminio

Semiconduttivo interno

Mescola estrusa

Isolante

Mescola di polietilene reticolato (qualità DIX 8)

Semiconduttivo esterno

Mescola estrusa

Rivestimento protettivo

Nastro semiconduttore igroespandente

Schermatura

Nastro di alluminio avvolto a cilindro longitudinale
(Rmax 3Ω/Km)

Gualina

Polietilene: colore rosso (qualità DMP 2)

Marcatura

PRYSMIAN () ARE4H5E <tensione>**
<sezione> <anno>

(**) sigla sito produttivo

Marcatura in rilievo ogni metro
Marcatura metrica ad inchiostro

Applicazioni

Il cavo rispetta le prescrizioni della norma HD 620 per quanto riguarda l'isolante; per tutte le altre caratteristiche rispetta le prescrizioni della IEC 60502-2.

Accessori idonei

Terminali

ELTI-1C (pag. 115), ELTO-1C (pag. 118), FMCS 250 (pag. 128), FMCE (pag. 130), FMCTs-400 (pag. 132), FMCTXs-630/C (pag. 136)

Giunti

ECOSPEED™ (pag. 140)

Standard
HD 620/IEC 60502-2

Cable design

Core

Compact stranded aluminium conductor

Inner semi-conducting layer

Extruded compound

Insulation

Cross-linked polyethylene compound (type DIX 8)

Outer semi-conducting layer

Extruded compound

Protective layer

Semiconductive watertight tape

Screen

Aluminium tape longitudinally applied
(Rmax 3Ω/Km)

Sheath

Polyethylene: red colour (DMP 2 type)

Marking

PRYSMIAN () ARE4H5E <rated voltage>**
<cross-section> <year>

(**) production site label

Embossed marking each meter
Ink-jet meter marking

Applications

According to the HD 620 standard for insulation, and the IEC 60502-2 for the other characteristics.

Suitable accessories

Terminations

ELTI-1C (pag. 115), ELTO-1C (pag. 118), FMCS 250 (pag. 128), FMCE (pag. 130), FMCTs-400 (pag. 132), FMCTXs-630/C (pag. 136)

Joints

ECOSPEED™ (pag. 140)



AEDES GROUP
ENGINEERING

RELAZIONE TECNICA GENERALE

Pagina 47 / 80

ARE4H5E COMPACT

Unipolare 12/20 kV e 18/30 kV
Single core 12/20 kV and 18/30 kV

Conduttore di alluminio / Aluminium conductor - ARE4H5E

sezione nominale	diámetro conduttore	diámetro sull'isolante	diámetro esterno nominale	massa indicativa del cavo	raggio minimo di curvatura
conductor cross-section	conductor diameter	diameter over insulation	nominal outer diameter	approximate weight	minimum bending radius
(mm²)	(mm)	(mm)	(mm)	(kg/km)	(mm)

sezione nominale	portata di corrente in aria	posa interrata a trifoglio p=1 °C m/W	p=2 °C m/W
conductor cross-section	open air installation	underground installation trefoil p=1 °C m/W p=2 °C m/W	
(mm²)	(A)	(A)	(A)

Dati costruttivi / Construction charact. - 12/20 kV

50	8,2	19,9	28	580	370
70	9,7	20,8	29	650	380
95	11,4	22,1	30	740	400
120	12,9	23,2	32	840	420
150	14,0	24,3	33	930	440
185	15,8	26,1	35	1090	470
240	18,2	28,5	37	1310	490
300	20,8	31,7	42	1560	550
400	23,8	34,9	45	1930	610
500	26,7	37,8	48	2320	650
630	30,5	42,4	53	2880	700

Caratt. elettriche / Electrical charact. - 12/20 kV

50	186	175	134
70	230	214	164
95	280	256	197
120	323	291	223
150	365	325	250
185	421	368	283
240	500	427	328
300	578	483	371
400	676	551	423
500	787	627	482
630	916	712	547

Dati costruttivi / Construction charact. - 18/30 kV

50	8,2	25,5	34	830	450
70	9,7	25,6	34	870	450
95	11,4	26,5	35	950	470
120	12,9	27,4	36	1040	470
150	14,0	28,1	37	1130	490
185	15,8	29,5	38	1260	510
240	18,2	31,5	41	1480	550
300	20,8	34,7	44	1740	590
400	23,8	37,9	48	2130	650
500	26,7	41,0	51	2550	690
630	30,5	45,6	56	3130	760

Caratt. elettriche / Electrical charact. - 18/30 kV

50	190	175	134
70	235	213	164
95	285	255	196
120	328	291	223
150	370	324	249
185	425	368	283
240	503	426	327
300	581	480	369
400	680	549	422
500	789	624	479
630	918	709	545



ARE4H5E COMPACT

Metodo base	I: Posa in tubo interrato (unipolare) - MT
Dettagli installazione	Media tensione
Sistema di installazione	In tubo o canalina
Opzione sistema di installazione	Interrato
Struttura cavo	Unipolare
Tipo di sistema elettrico	Trifase
Tensione (V)	30000
Fattore di Potenza - Cos Φ	0.90
Corrente di Impiego (A)	192.45
Potenza attiva (kW)	9000
Potenza apparente (kVa)	10000.00
Lunghezza (m)	510

Come risulta dal calcolo , tenuto conto dei diversi fattori correttivi, si prevede di utilizzare **due** terne di cavo **1x50 mmq** per fase (**6** conduttori in totale) della tipologia **ARE4H5E** o simili a seconda della disponibilità.



Linee MT interne (connessione tra cabine di raccolta interna R1, R2 e R3 e cabina di raccolta totale RT)

Di seguito si evidenziano le caratteristiche di alcuni cavi commerciali.

MEDIA TENSIONE - APPLICAZIONI TERRESTRI E/O EOLICHE / MEDIUM VOLTAGE - GROUND AND/OR WIND FARM APPLICATION

ARE4H5E COMPACT

Unipolare 12/20 kV e 18/30 kV
Single core 12/20 kV and 18/30 kV



Norma di riferimento
HD 620/IEC 60502-2

Descrizione del cavo

Anima

Conduttore a corda rotonda compatta di alluminio

Semiconduttivo interno

Mescola estrusa

Isolante

Mescola di polietilene reticolato (qualità DIX 8)

Semiconduttivo esterno

Mescola estrusa

Rivestimento protettivo

Nastro semiconduttore igroespandente

Schermatura

Nastro di alluminio avvolto a cilindro longitudinale
(R_{max} 3Ω/Km)

Guaina

Polietilene: colore rosso (qualità DMP 2)

Marcatura

PRYSMIAN (**) ARE4H5E <tensione>
<sezione> <anno>

(**) sigla sito produttivo

Marcatura in rilievo ogni metro
Marcatura metrica ad inchiostro

Applicazioni

Il cavo rispetta le prescrizioni della norma HD 620 per quanto riguarda l'isolante; per tutte le altre caratteristiche rispetta le prescrizioni della IEC 60502-2.

Accessori idonei

Terminali

ELTI-1C (pag. 115), ELTO-1C (pag. 118), FMCS 250 (pag. 128),
FMCE (pag. 130), FMCTs-400 (pag. 132),
FMCTXs-630/C (pag. 136)

Giunti

ECOSPEED™ (pag. 140)

Standard

HD 620/IEC 60502-2

Cable design

Core

Compact stranded aluminium conductor

Inner semi-conducting layer

Extruded compound

Insulation

Cross-linked polyethylene compound (type DIX 8)

Outer semi-conducting layer

Extruded compound

Protective layer

Semiconductive watertight tape

Screen

Aluminium tape longitudinally applied
(R_{max} 3Ω/Km)

Sheath

Polyethylene: red colour (DMP 2 type)

Marking

PRYSMIAN (**) ARE4H5E <rated voltage>
<cross-section> <year>

(**) production site label

Embossed marking each meter
Ink-jet meter marking

Applications

According to the HD 620 standard for insulation, and the IEC 60502-2 for the other characteristics.

Suitable accessories

Terminations

ELTI-1C (pag. 115), ELTO-1C (pag. 118), FMCS 250 (pag. 128),
FMCE (pag. 130), FMCTs-400 (pag. 132),
FMCTXs-630/C (pag. 136)

Joints

ECOSPEED™ (pag. 140)



AEDES GROUP
ENGINEERING

RELAZIONE TECNICA GENERALE

Pagina 50 / 80

ARE4H5E COMPACT

Unipolare 12/20 kV e 18/30 kV
Single core 12/20 kV and 18/30 kV

Conduttore di alluminio / Aluminium conductor - ARE4H5E

sezione nominale	diametro conduttore	diametro sull'isolante	diametro esterno nominale	massa indicativa del cavo	raggio minimo di curvatura	sezione nominale	portata di corrente in aria	posa interrata a trifoglio p=1 °C m/W	posa interrata a trifoglio p=2 °C m/W
conductor cross-section	conductor diameter	diameter over insulation	nominal outer diameter	approximate weight	minimum bending radius	conductor cross-section	open air installation	underground installation p=1 °C m/W	underground installation trefoil p=2 °C m/W
(mm²)	(mm)	(mm)	(mm)	(kg/km)	(mm)	(mm²)	(A)	(A)	(A)

Dati costruttivi / Construction charact. - 12/20 kV

50	8,2	19,9	28	580	370
70	9,7	20,8	29	650	380
95	11,4	22,1	30	740	400
120	12,9	23,2	32	840	420
150	14,0	24,3	33	930	440
185	15,8	26,1	35	1090	470
240	18,2	28,5	37	1310	490
300	20,8	31,7	42	1560	550
400	23,8	34,9	45	1930	610
500	26,7	37,8	48	2320	650
630	30,5	42,4	53	2880	700

Caratt. elettriche / Electrical charact. - 12/20 kV

50	186	175	134
70	230	214	164
95	280	256	197
120	323	291	223
150	365	325	250
185	421	368	283
240	500	427	328
300	578	483	371
400	676	551	423
500	787	627	482
630	916	712	547

Dati costruttivi / Construction charact. - 18/30 kV

50	8,2	25,5	34	830	450
70	9,7	25,6	34	870	450
95	11,4	26,5	35	950	470
120	12,9	27,4	36	1040	470
150	14,0	28,1	37	1130	490
185	15,8	29,5	38	1260	510
240	18,2	31,5	41	1480	550
300	20,8	34,7	44	1740	590
400	23,8	37,9	48	2130	650
500	26,7	41,0	51	2550	690
630	30,5	45,6	56	3130	760

Caratt. elettriche / Electrical charact. - 18/30 kV

50	190	175	134
70	235	213	164
95	285	255	196
120	328	291	223
150	370	324	249
185	425	368	283
240	503	426	327
300	581	480	369
400	680	549	422
500	789	624	479
630	918	709	545

Per quanto riguarda il cavidotto che collega la cabina di raccolta MT R1 con la cabina di raccolta interna R2, come risulta dal calcolo, tenuto conto dei diversi fattori correttivi, si prevede di utilizzare **una** terna di cavi **1x300 mm²** per fase (**3** cavi in totale) della tipologia **ARE4H5E** o simili a seconda della disponibilità.



ARE4H5E COMPACT	
Metodo base	I: Posa in tubo interrato (unipolare) - MT
Dettagli installazione	Media tensione
Sistema di installazione	In tubo o canalina
Opzione sistema di installazione	Interrato
Struttura cavo	Unipolare
Tipo di sistema elettrico	Trifase
Tensione (V)	30000
Fattore di Potenza - Cos Φ	0.90
Corrente di Impiego (A)	273.71
Potenza attiva (kW)	12800
Potenza apparente (kVa)	14222.22
Lunghezza (m)	2216

Figura 21 - Caratteristiche cavo MT tra cabina raccolta R1 e cabina raccolta R2

Riguardo il cavidotto che collega la cabina di raccolta MT tra la cabina di raccolta interna R2 con la cabina di raccolta interna R3, come risulta dal calcolo , tenuto conto dei diversi fattori correttivi, si prevede di utilizzare **tre** terne di cavi **1x300 mm²** per fase (**9** cavi in totale) per fase della tipologia **ARE4H5E** o simili a seconda della disponibilità .

ARE4H5E COMPACT	
Metodo base	I: Posa in tubo interrato (unipolare) - MT
Dettagli installazione	Media tensione
Sistema di installazione	In tubo o canalina
Opzione sistema di installazione	Interrato
Struttura cavo	Unipolare
Tipo di sistema elettrico	Trifase
Tensione (V)	30000
Fattore di Potenza - Cos Φ	0.90
Corrente di Impiego (A)	930.60
Potenza attiva (kW)	43520
Potenza apparente (kVa)	48355.56
Lunghezza (m)	7587

Figura 22 -Caratteristiche cavo MT tra cabina raccolta R2 e cabina raccolta R3

Infine, riguardo il cavidotto che collega la cabina di raccolta MT tra la cabina di raccolta interna R3 con la cabina di raccolta totale RT, come risulta dal calcolo , tenuto conto dei diversi fattori correttivi, si prevede di utilizzare **quattro** terne di cavi **1x300 mm²** per fase (**12** cavi in totale) per fase della tipologia **ARE4H5E** o simili a seconda della disponibilità .

ARE4H5E COMPACT	
Metodo base	I: Posa in tubo interrato (unipolare) - MT
Dettagli installazione	Media tensione
Sistema di installazione	In tubo o canalina
Opzione sistema di installazione	Interrato
Struttura cavo	Unipolare
Tipo di sistema elettrico	Trifase
Tensione (V)	30000
Fattore di Potenza - Cos Φ	0.90
Corrente di Impiego (A)	1430.12
Potenza attiva (kW)	66880
Potenza apparente (kVa)	74311.11
Lunghezza (m)	6332

Figura 23 -Caratteristiche cavo MT tra cabina raccolta R3 e cabina raccolta totale RT

3.12.2 Linea MT esterna verso SSEU e linea AT verso SE

Lo schema di allacciamento alla RTN prevede che la centrale venga collegata all' ampliamento/adeguamento della Stazione Elettrica (SE) della RTN a 132 kV denominata "Massa Finalese" previa realizzazione di una sezione a 380 kV nella SE "Massa Finalese" da collegare in entra-esce alla linea RTN a 380 kV "Martignone-Sermide".

L'impianto è composto da tre macro-aree per cui avremo tre cabine di raccolta R1, R2 e R3 e una cabina di raccolta principale RT da cui avrà origine il cavidotto in direzione della SE.



Figura 24 – tracciato cavidotto MT verso SSEU

3.12.3 Cavidotto MT RT-SSEU

La sezione dei conduttori da utilizzarsi è calcolata cautelativamente sulla massima potenza di esercizio pari a 70.400 kW, considerata una lunghezza del tracciato di circa 435 m. La potenza espressa è intesa come massima potenza erogabile dai convertitori presenti. Per il calcolo della corrente di impiego viene considerata una tensione nominale di 30 kV e un $\cos\phi = 0,9$.

Tenuto conto dei diversi fattori correttivi (resistività terreno, tipo di posa, profondità di posa) si prevede di utilizzare tre terne di conduttori da **1x630 mm²** per fase (9 conduttori in totale).



ARE4H5E COMPACT	
Metodo base	I: Posa in tubo interrato (unipolare) - MT
Dettagli installazione	Media tensione
Sistema di installazione	In tubo o canalina
Opzione sistema di installazione	Interrato
Struttura cavo	Unipolare
Tipo di sistema elettrico	Trifase
Tensione (V)	30000
Fattore di Potenza - Cos Φ	0.90
Corrente di Impiego (A)	1505.39
Potenza attiva (kW)	70400
Potenza apparente (kVa)	78222.22

Figura 25 - Caratteristiche cavidotti verso SE

3.12.4 Cavidotto AT SSEU-SE

La sezione dei conduttori da utilizzarsi è calcolata cautelativamente sulla massima potenza di esercizio pari a 152.300 kW, considerata una lunghezza del tracciato di circa 220 m. La potenza espressa è intesa come massima potenza erogabile dai convertitori presenti. Per il calcolo della corrente di impiego viene considerata una tensione nominale di 132 kV e un $\cos\phi = 0,9$.

Tenuto conto dei diversi fattori correttivi (resistività terreno, tipo di posa, profondità di posa) si prevede di utilizzare una terna di conduttori da **1x1000 mm²** per fase (3 conduttori in totale).

Lunghezza linea (km)	0,220
Resistività singolo cavo	0,0399
Resistività tratta (Ω/km)	0,0399
Caduta tensione	11,25327778
Caduta tensione %	0,00852521

Tabella 6 - Dati tecnici cavo AT tra SSEU e SE

3.13 Impianto di illuminazione, videosorveglianza e recinzione

3.13.1 Impianto di illuminazione e videosorveglianza

L'impianto di illuminazione e videosorveglianza prevede l'installazione di pali in acciaio zincato, ognuno corredato di plinto di fondazione, fascio a luce LED con puntatore e termocamera e videocamera, relativi cablaggi.

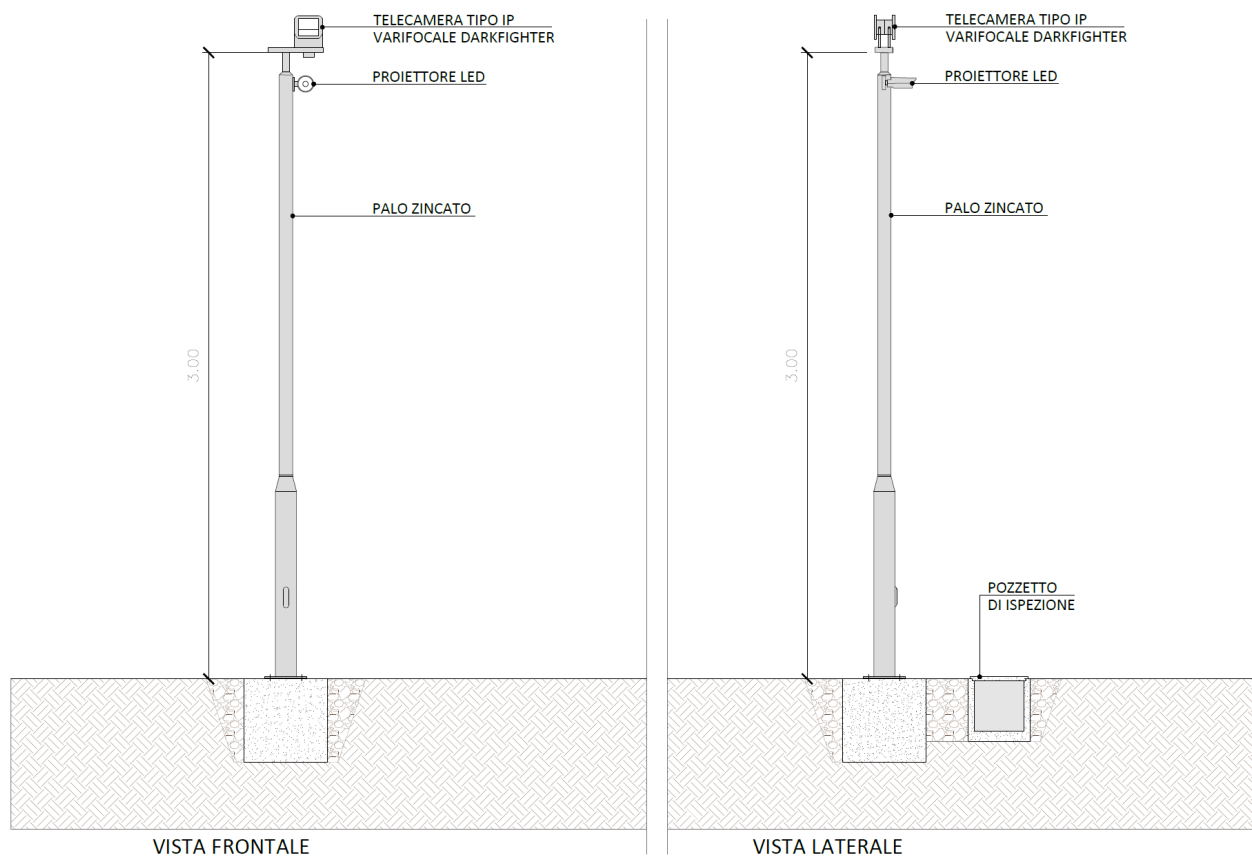


Figura 26 - dettaglio palo illuminazione e videosorveglianza

I proiettori saranno del tipo ad alta efficienza luminosa, tecnologia LED a ridotto consumo energetico. I vantaggi della tecnologia a LED sono molteplici, tra i quali:

- lunga durata ed elevata affidabilità: i LED garantiscono un ciclo di vita di 60.000/100.000 ore di funzionamento;
- sicurezza, funzionamento anche a bassa tensione;
- economicità dovuta all'elevatissima efficienza e alle elevate ore di funzionamento ed assenza pressoché totale di manutenzione;
- atossicità, i LED sono costruiti con materiali atossici nel più completo rispetto per l'ambiente. I materiali di cui sono costituiti sono riciclabili;

L'orientamento dei proiettori sarà totalmente orizzontale in maniera tale da non disperdere il flusso luminoso verso l'alto. Inoltre, sarà installata una sorgente luminosa con efficienza elevata (maggiore 90 lm/W) e con funzionalità integrata di settaggio del flusso luminoso. I valori di emissione saranno inferiori a 15 cd/klm a 90° se con ottiche simmetriche, 5 cd/klm a 90° se con ottiche asimmetriche e comunque 0 cd/klm a 100° e oltre per entrambi i tipi.

Di seguito si riporta la scheda tecnica tipo del proiettore LED e relativo solido fotometrico di riferimento. La forma della curva fotometrica è importante per capire in modo intuitivo il comportamento dell'apparecchio che stiamo analizzando. Risulta importante che la curva fotometrica invii la luce solo nelle direzioni interessate e con le giuste intensità luminose.

Il "Solido Fotometrico" rappresenta graficamente come una sorgente luminosa emette luce nello spazio. Vale a dire in quali direzioni e con quale intensità. A qualsiasi oggetto che emette luce può essere associata una curva fotometrica, sia esso una semplice lampadina, che un apparecchio illuminante o uno schermo che riflette luce. Per costruire un solido fotometrico è necessario misurare l'intensità luminosa, cioè "vedere" con quale intensità la sorgente emette luce in una determinata direzione. In pratica è come se si girasse attorno alla sorgente e a diverse angolazioni, si misurasse l'intensità della luce emessa.



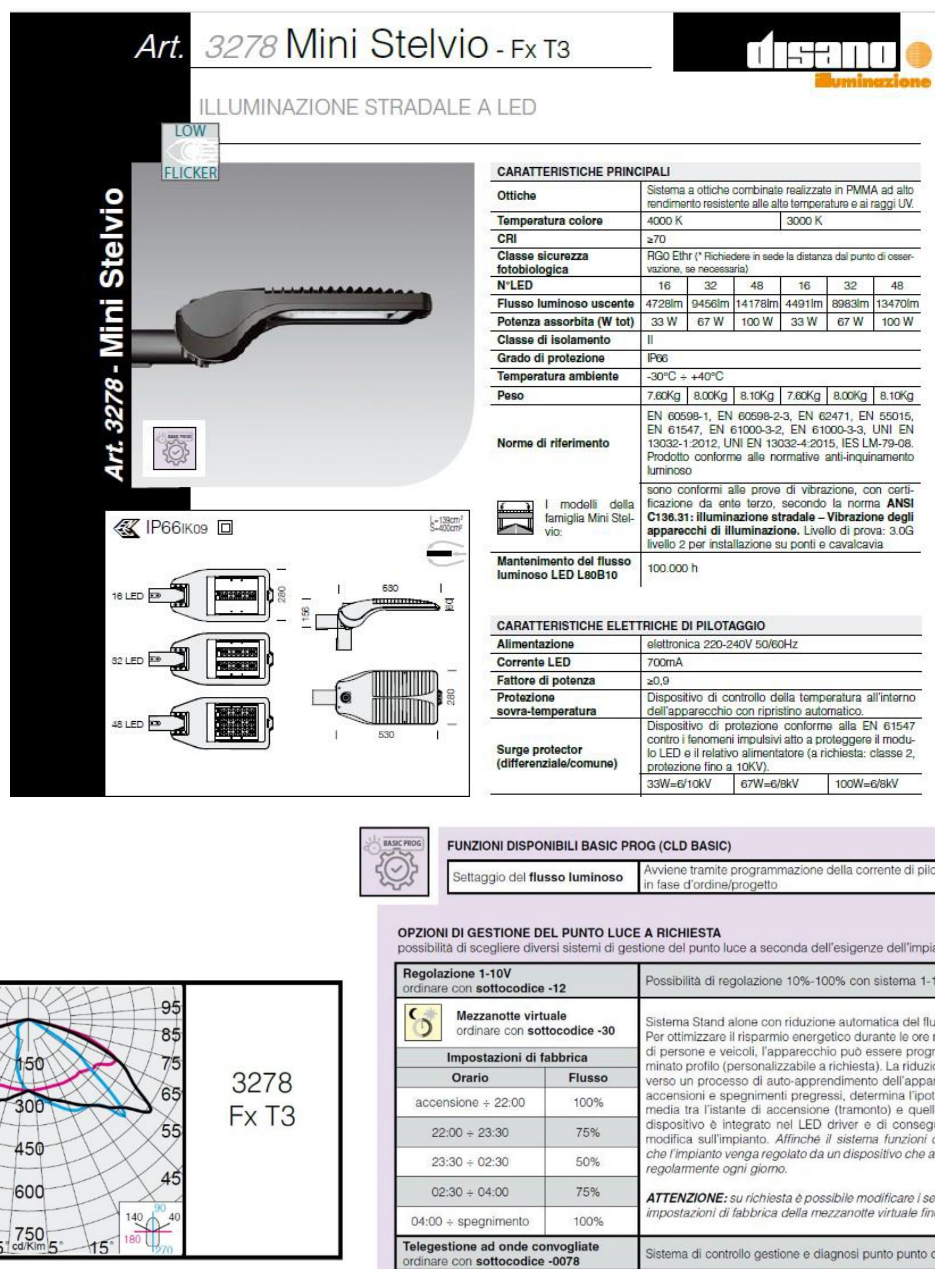


Figura 27 - Scheda tipo proiettore LED

3.13.1 Recinzione perimetrale

Lungo il perimetro del campo fotovoltaico, la recinzione sarà permeabile al passaggio di piccoli animali in transito, grazie al varco lasciato dalla rete metallica che sarà sollevata da terra di circa 20 cm.

Nella successiva immagine è riportato il particolare costruttivo.

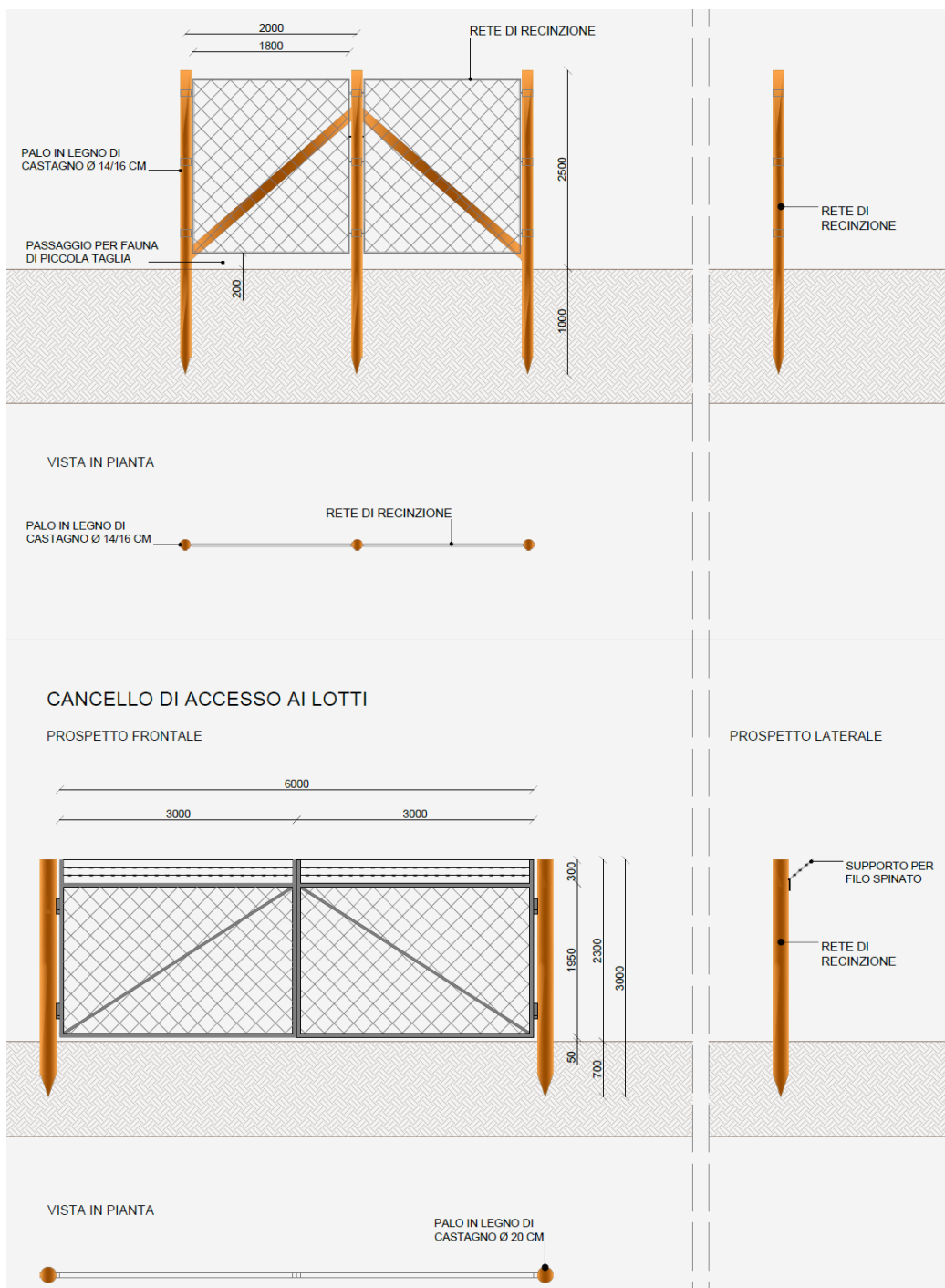


Figura 28 – Tipologico recinzione



DA = Dispersore (intenzionale)

DN = Dispersore (di fatto)

CT = Conduttore di terra (tratto di conduttore non in contatto con il terreno)

MT = Collettore (o nodo) principale di terra

PE = Conduttore di protezione

A, B = Masse

2, 3, 4, 5, 6 = Masse estranee

3.15 Misure di protezione contro i contatti diretti

La protezione contro i contatti diretti è effettuata tramite barriere od involucri chiusi sui conduttori e comunque su tutte le parti attive, onde evitare il contatto accidentale con parti in tensione.

3.16 Misure di protezione contro i contatti indiretti

La protezione contro i contatti indiretti è realizzata mediante interruzione automatica dell'alimentazione.

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

Deve essere soddisfatta la seguente condizione:

$$R_A \times I_a \leq 50$$

dove:

- R_A è la somma delle resistenze del dispersore e dei conduttori di protezione delle masse, in ohm;
- I_a è la corrente che provoca l'intervento automatico del dispositivo di protezione, in ampere.



Quando il dispositivo di protezione è un dispositivo di protezione a corrente differenziale, la è la corrente nominale differenziale I_{dn} .

Per ragioni di selettività, si utilizzeranno dispositivi di protezione a corrente differenziale del tipo S (selettivi) in serie con dispositivi di protezione a corrente differenziale di tipo generale (istantanei). Per ottenere selettività con i dispositivi di protezione differenziale nei circuiti di distribuzione è ammesso un tempo di interruzione non superiore a 1 s.

3.17 Protezione delle condutture

Tutte le linee risultano protette dagli effetti dei cortocircuiti o sovraccarichi con idoneo interruttore magnetotermico.

Nella verifica delle protezioni si tiene conto delle sezioni minime componenti la linea, se queste non dispongono di autonomo organo di protezione.

3.18 Producibilità impianto

L'energia generata dipende:

- dal sito di installazione (latitudine, radiazione solare disponibile, temperatura, riflettanza della superficie antistante i moduli);
- dall'esposizione dei moduli: angolo di inclinazione (Tilt) e angolo di orientazione (Azimut);
- da eventuali ombreggiamenti o insudiciamenti del generatore fotovoltaico;
- dalle caratteristiche dei moduli: potenza nominale, coefficiente di temperatura, perdite per disaccoppiamento o mismatch;
- dalle caratteristiche del BOS (Balance Of System).

Il valore del BOS può essere stimato direttamente oppure come complemento all'unità del totale delle perdite, calcolate mediante la seguente formula:

$$\text{Totale perdite [\%]} = [1 - (1 - a - b) \times (1 - c - d) \times (1 - e) \times (1 - f)] + g$$

per i seguenti valori:

a Perdite per riflessione.

- b Perdite per ombreggiamento.
- c Perdite per mismatching.
- d Perdite per effetto della temperatura.
- e Perdite nei circuiti in continua.
- f Perdite negli inverter.
- g Perdite nei circuiti in alternata.

La disponibilità della fonte solare per il sito di installazione è verificata utilizzando i dati “UNI 10349:2016 relativi a valori giornalieri medi mensili della irradiazione solare sul piano orizzontale.

Gli effetti di schermatura da parte di volumi all’orizzonte, dovuti ad elementi naturali (rilievi, alberi) o artificiali (edifici), determinano la riduzione degli apporti solari e il tempo di ritorno dell’investimento.

Il Coefficiente di Ombreggiamento, funzione della morfologia del luogo, è pari a **1.00**.

Per tener conto del plus di radiazione dovuta alla riflettanza delle superfici della zona in cui è inserito l’impianto, si sono stimati i valori medi mensili di albedo, considerando anche i valori presenti nella norma UNI/TR 11328-1:

Valori di albedo medio mensile

Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
0.13	0.14	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.14	0.13	0.13	0.13

L’albedo medio annuo è pari a **0.15**

E’ estremamente importante ottimizzare il layout degli inseguitori in modo tale da minimizzare le perdite dovute a reciproco ombreggiamento soprattutto nelle ore in cui il sole risulta basso sull’orizzonte.

Il problema della perdita per ombreggiamento reciproco parziale è particolarmente importante perché numerose stringhe possono perdere contemporaneamente di producibilità. Per ovviare a questo problema molti produttori hanno adottato una strategia di ottimizzazione definita backtracking.

Non appena i tracker cominciano a proiettare ombra sulle file adiacenti, l'angolo d'inseguimento non seguirà più il percorso solare permettendo di minimizzare le perdite.

Per una data posizione del sole, l'orientamento del tracker deve essere determinato utilizzando il passo e la larghezza dei tracker.

Per la simulazione di producibilità è stato utilizzato il software di calcolo PVSyst V.7.4

Per semplicità si riporta la simulazione di un singolo campo composto da 24 stringhe da 24 moduli in serie inverter SG 350 con potenza $P_{ac} = 320$ kW, sistema ad inseguimento monoassiale N/S del tipo mono-portrait con pitch 6,0 m. Il Software analizza dinamicamente la producibilità in base alle differenti inclinazioni dei tracker ma non tiene conto della crescita delle piante nei diversi periodi dell'anno. L'ombreggiamento dovuto alle siepi è comunque trascurabile in quanto le piante non ombreggiano mai significativamente i moduli grazie all'elevata altezza delle strutture, come si può notare in figura 21. E' stata quindi eseguita la simulazione riportato in Tabella 4 – Dati simulazione producibilità

Tecnologia modulo	BDV
Struttura inseguitore	1P
Pitch (m)	5,5, 6,5, 7,0, 7,5, 8
Producibilità (kWh/kWp/y)	1.509

Tabella 7 – Dati simulazione producibilità

Tenute in conto le specifiche perdite dovute allo sporcamento, decadimento annuo, producibilità moduli, perdita LID, perdita per mismatching e temperatura si stima una producibilità specifica media d'impianto è di 1.509 kWh/kWp/a.

Lo studio degli ombreggiamenti nel caso di struttura ad inseguimento monoassiale è stato effettuato considerando l'assetto agrofotovoltaico tenendo conto di un'altezza media della siepe variabile tra i 2,2 m. Si sottolinea che in fase di progettazione esecutiva andrà effettuato uno studio degli ombreggiamenti più dettagliato anche in relazione al posizionamento finale delle mitigazioni e dei filari dei mandorleti. Di seguito si riportano le tabelle di sintesi in merito alla stima di producibilità d'impianto senza le siepi.



PVsyst V7.4.7

VC0, Simulation date:
30/05/25 10:51
with V7.4.7

Project: Finale Emilia
Variant: Finale Emilia CON siepi new

Aedes Group Engineering (Italy)

Project summary

Project summary					
Geographical Site		Situation		Project settings	
Finale Emilia		Latitude	44.82 °N	Albedo	0.20
Italy		Longitude	11.26 °E		
		Altitude	5 m		
		Time zone	UTC+1		
Weather data					
Finale Emilia					
Meteonorm 8.0 (1991-2012), Sat=100% - Sintetico					

System summary

System summary			
Grid-Connected System		Tracking system	
PV Field Orientation		Near Shadings	
Orientation		Linear shadings : Fast (table)	
Tracking plane, horizontal N-S axis		Diffuse shading	
Avg axis azim.		Automatic	
0 °			
System information			
PV Array		Inverters	
Nb. of modules	110976 units	Nb. of units	219 units
Pnom total	83.23 MWp	Pnom total	70.08 MWac
		Pnom ratio	1.188
User's needs			
Unlimited load (grid)			

Results summary

Produced Energy	125592012 kWh/year	Specific production	1509 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	83.05 %
-----------------	--------------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	7
Main results	8
Loss diagram	9
Predef. graphs	10
Single-line diagram	11



**PVsyst V7.4.7**

VC0, Simulation date:
30/05/25 10:51
with V7.4.7

Project: Finale Emilia

Variant: Finale Emilia CON siepi new

Aedes Group Engineering (Italy)

General parameters

Grid-Connected System		Tracking system	
PV Field Orientation		Tracking algorithm	
Orientation		Astronomic calculation	
Tracking plane, horizontal N-S axis		Trackers configuration	
Avg axis azim. 0 °		Nb. of trackers	2789 units
		Sizes	
		Tracker Spacing	6.05 m
		Collector width	2.38 m
		Ground Cov. Ratio (GCR)	39.4 %
		Phi min / max.	-/+ 55.0 °
Models used		User's needs	
Transposition	Perez	Unlimited load (grid)	
Diffuse	Perez, Meteonorm		
Circumsolar	separate		
Horizon		Near Shadings	
Free Horizon		Linear shadings : Fast (table)	
		Diffuse shading Automatic	

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	RECOM	Manufacturer	Sungrow
Model	RECOM-750_1500V	Model	SG350HX-20A-Preliminary
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	750 Wp	Unit Nom. Power	320 kWac
Number of PV modules	110976 units	Number of inverters	219 units
Nominal (STC)	83.23 MWp	Total power	70080 kWac
Array #1 - Piastra 1			
Number of PV modules	648 units	Number of inverters	2 units
Nominal (STC)	486 kWp	Total power	640 kWac
Modules	27 string x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	500-1500 V
Pmpp	457 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	0.76
U mpp	992 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	460 A		
Array #2 - Piastra 2			
Number of PV modules	18768 units	Number of inverters	38 units
Nominal (STC)	14.08 MWp	Total power	12160 kWac
Modules	782 string x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	500-1500 V
Pmpp	13.23 MWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.16
U mpp	992 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	13331 A		
Array #3 - Piastra 3			
Number of PV modules	3888 units	Number of inverters	8 units
Nominal (STC)	2916 kWp	Total power	2560 kWac
Modules	162 string x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	500-1500 V
Pmpp	2740 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.14
U mpp	992 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	2762 A		





PVsyst V7.4.7

VC0, Simulation date:
30/05/25 10:51
with V7.4.7

Project: Finale Emilia

Variant: Finale Emilia CON siepi new

Aedes Group Engineering (Italy)

PV Array Characteristics

Array #4 - Piastra 4

Number of PV modules	1512 units	Number of inverters	3 units
Nominal (STC)	1134 kWp	Total power	960 kWac
Modules	63 string x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	500-1500 V
Pmpp	1066 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.18
U mpp	992 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	1074 A		

Array #5 - Piastra 5

Number of PV modules	29352 units	Number of inverters	56 units
Nominal (STC)	22.01 MWp	Total power	17920 kWac
Modules	1223 string x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	500-1500 V
Pmpp	20.69 MWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.23
U mpp	992 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	20848 A		

Array #6 - Piastra 6

Number of PV modules	4032 units	Number of inverters	8 units
Nominal (STC)	3024 kWp	Total power	2560 kWac
Modules	168 string x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	500-1500 V
Pmpp	2842 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.18
U mpp	992 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	2864 A		

Array #7 - Piastra 7

Number of PV modules	1536 units	Number of inverters	3 units
Nominal (STC)	1152 kWp	Total power	960 kWac
Modules	64 string x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	500-1500 V
Pmpp	1083 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.20
U mpp	992 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	1091 A		

Array #8 - Piastra 8

Number of PV modules	4032 units	Number of inverters	8 units
Nominal (STC)	3024 kWp	Total power	2560 kWac
Modules	168 string x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	500-1500 V
Pmpp	2842 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.18
U mpp	992 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	2864 A		

Array #9 - Piastra 9

Number of PV modules	5232 units	Number of inverters	10 units
Nominal (STC)	3924 kWp	Total power	3200 kWac
Modules	218 string x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	500-1500 V
Pmpp	3688 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.23
U mpp	992 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	3716 A		



**PVsyst V7.4.7**

VC0, Simulation date:
30/05/25 10:51
with V7.4.7

Project: Finale Emilia
Variant: Finale Emilia CON siepi new

Aedes Group Engineering (Italy)

PV Array Characteristics**Array #10 - Piastra 10**

Number of PV modules	1536 units	Number of inverters	3 units
Nominal (STC)	1152 kWp	Total power	960 kWac
Modules	64 string x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	500-1500 V
P _{mpp}	1083 kWp	P _{nom} ratio (DC:AC)	1.20
U _{mpp}	992 V	Power sharing within this inverter	
I _{mpp}	1091 A		

Array #11 - Piastra 11

Number of PV modules	14448 units	Number of inverters	27 units
Nominal (STC)	10.84 MWp	Total power	8640 kWac
Modules	602 string x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	500-1500 V
P _{mpp}	10.18 MWp	P _{nom} ratio (DC:AC)	1.25
U _{mpp}	992 V	Power sharing within this inverter	
I _{mpp}	10262 A		

Array #12 - Piastra 12

Number of PV modules	18720 units	Number of inverters	38 units
Nominal (STC)	14.04 MWp	Total power	12160 kWac
Modules	780 string x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	500-1500 V
P _{mpp}	13.19 MWp	P _{nom} ratio (DC:AC)	1.15
U _{mpp}	992 V	Power sharing within this inverter	
I _{mpp}	13297 A		

Array #13 - Piastra 13

Number of PV modules	1272 units	Number of inverters	3 units
Nominal (STC)	954 kWp	Total power	960 kWac
Modules	53 string x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	500-1500 V
P _{mpp}	897 kWp	P _{nom} ratio (DC:AC)	0.99
U _{mpp}	992 V	Power sharing within this inverter	
I _{mpp}	903 A		

Array #14 - Piastra 14

Number of PV modules	6000 units	Number of inverters	12 units
Nominal (STC)	4500 kWp	Total power	3840 kWac
Modules	250 string x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	500-1500 V
P _{mpp}	4229 kWp	P _{nom} ratio (DC:AC)	1.17
U _{mpp}	992 V	Power sharing within this inverter	
I _{mpp}	4262 A		

Total PV power

Nominal (STC)	83232 kWp
Total	110976 modules
Module area	344731 m ²

Total inverter power

Total power	70080 kWac
Number of inverters	219 units
P _{nom} ratio	1.19





PVsyst V7.4.7

VC0, Simulation date:
30/05/25 10:51
with V7.4.7

Project: Finale Emilia

Variant: Finale Emilia CON siepi new

Aedes Group Engineering (Italy)

Array losses

Array Soiling Losses

Loss Fraction 2.0 %

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance
Uc (const) 20.0 W/m²K
Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.4 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.0 % at MPP

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.1 %

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): User defined profile

20°	40°	60°	65°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	1.000	0.990	0.960	0.920	0.840	0.720	0.000

DC wiring losses

Global wiring resistance 0.20 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #1 - Piastra 1

Global array res. 35 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #3 - Piastra 3

Global array res. 5.8 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #5 - Piastra 5

Global array res. 0.77 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #7 - Piastra 7

Global array res. 15 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #9 - Piastra 9

Global array res. 4.3 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #11 - Piastra 11

Global array res. 1.6 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #13 - Piastra 13

Global array res. 18 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #2 - Piastra 2

Global array res. 1.2 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #4 - Piastra 4

Global array res. 15 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #6 - Piastra 6

Global array res. 5.6 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #8 - Piastra 8

Global array res. 5.6 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #10 - Piastra 10

Global array res. 15 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #12 - Piastra 12

Global array res. 1.2 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #14 - Piastra 14

Global array res. 3.8 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC





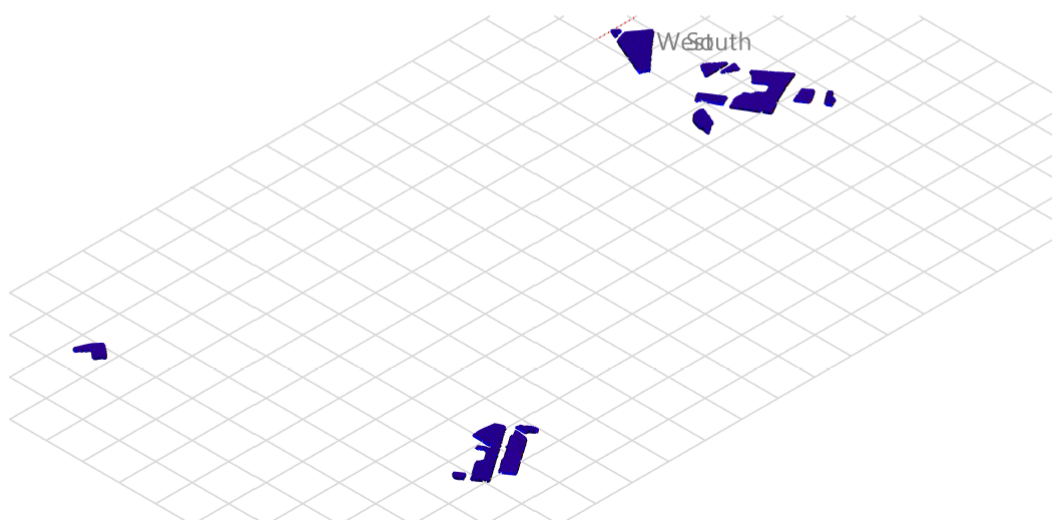
PVsyst V7.4.7

VC0, Simulation date:
30/05/25 10:51
with V7.4.7

Project: Finale Emilia
Variant: Finale Emilia CON siepi new
Aedes Group Engineering (Italy)

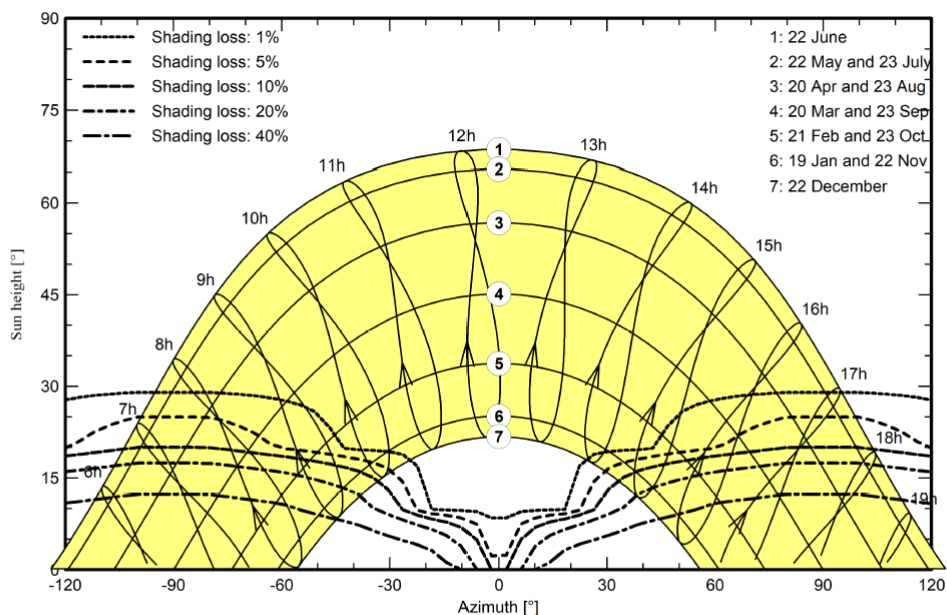
Near shadings parameter

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Orientation #1





PVsyst V7.4.7
VCO, Simulation date:
30/05/25 10:51
with V7.4.7

Project: Finale Emilia
Variant: Finale Emilia CON siepi new

Aedes Group Engineering (Italy)

Main results

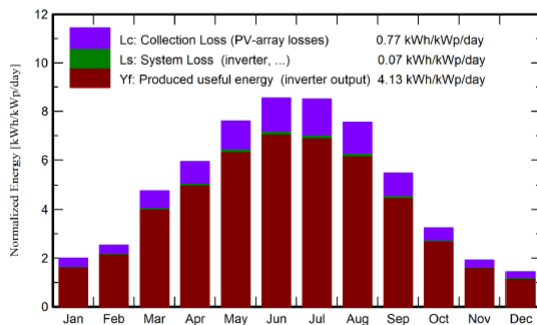
System Production

Produced Energy 125592012 kWh/year

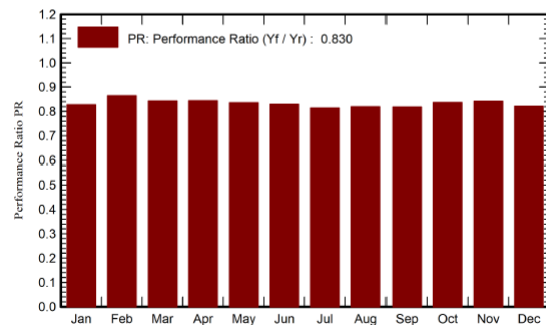
Specific production
Perf. Ratio PR

1509 kWh/kWp/year
83.05 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	ratio
January	42.2	22.04	2.49	61.9	53.4	4351704	4262645	0.828
February	54.9	33.67	4.74	70.9	64.3	5201121	5104959	0.865
March	107.1	50.92	9.86	148.1	133.7	10571495	10390873	0.843
April	134.6	65.50	13.91	178.1	163.8	12746918	12526610	0.845
May	177.1	82.11	18.85	235.8	218.4	16697704	16411636	0.836
June	192.2	81.11	23.34	256.5	239.2	18004104	17694632	0.829
July	196.2	81.94	25.94	263.7	244.2	18200756	17887342	0.815
August	169.6	74.83	25.44	234.0	215.6	16236041	15963252	0.820
September	118.1	49.15	19.97	165.3	149.9	11457430	11257266	0.818
October	76.6	43.94	15.25	100.5	90.8	7128742	7002748	0.837
November	42.4	22.12	9.20	57.7	51.9	4135338	4046857	0.842
December	32.7	20.13	3.68	44.5	38.5	3115405	3043193	0.821
Year	1343.8	627.47	14.44	1816.9	1663.8	127846758	125592012	0.830

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation
DiffHor Horizontal diffuse irradiation
T_Amb Ambient Temperature
GlobInc Global incident in coll. plane
GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

EArray Effective energy at the output of the array
E_Grid Energy injected into grid
PR Performance Ratio

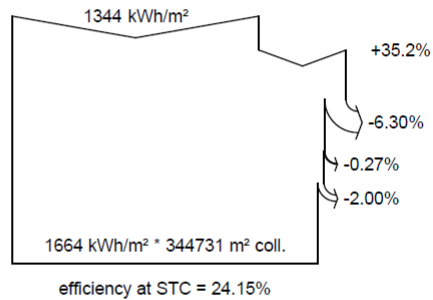




PVsyst V7.4.7
VC0, Simulation date:
30/05/25 10:51
with V7.4.7

Project: Finale Emilia
Variant: Finale Emilia CON siepi new
Aedes Group Engineering (Italy)

Loss diagram



Global horizontal irradiation
Global incident in coll. plane

Near Shadings: Irradiance loss
IAM factor on global
Soiling loss factor

Effective irradiation on collectors
PV conversion

Array nominal energy (at STC effic.)
PV loss due to irradiance level
PV loss due to temperature
Module quality loss

Mismatch loss, modules and strings
Ohmic wiring loss

Array virtual energy at MPP
Inverter Loss during operation (efficiency)
Inverter Loss over nominal inv. power
Inverter Loss due to max. input current
Inverter Loss over nominal inv. voltage
Inverter Loss due to power threshold
Inverter Loss due to voltage threshold
Night consumption

Available Energy at Inverter Output
Energy injected into grid





PVsyst V7.4.7

VC0, Simulation date:
30/05/25 10:51
with V7.4.7

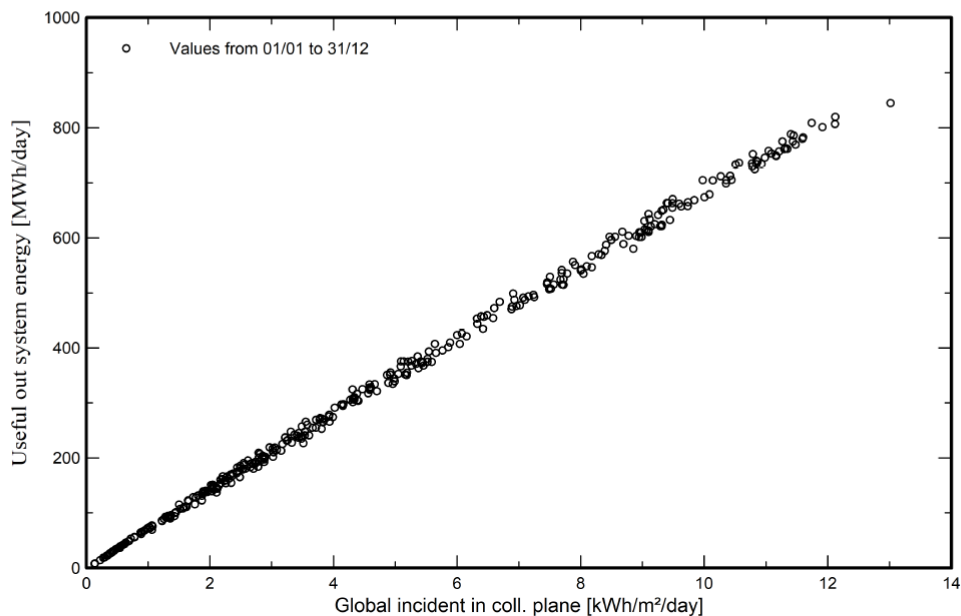
Project: Finale Emilia

Variant: Finale Emilia CON siepi new

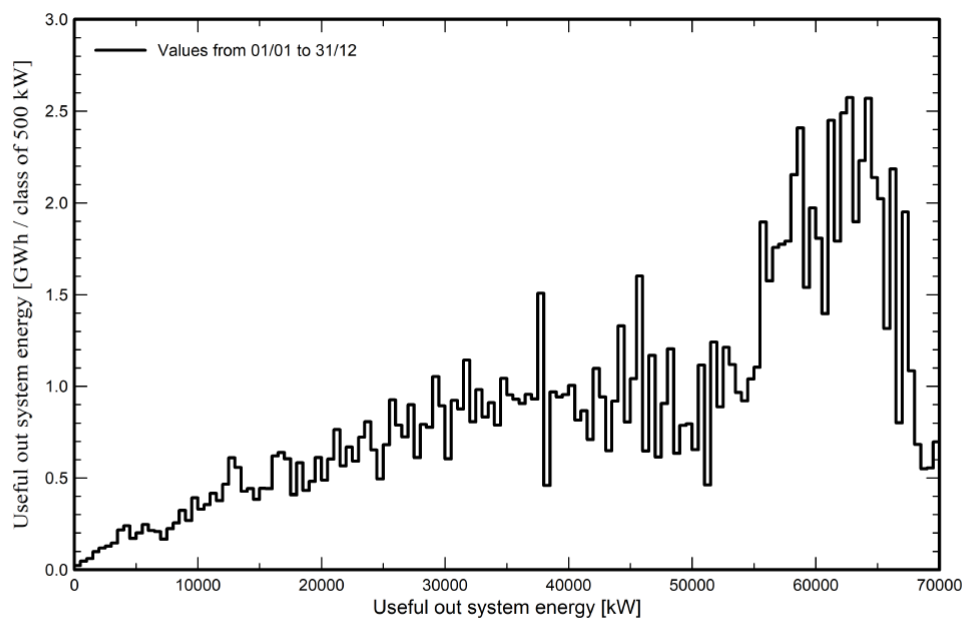
Aedes Group Engineering (Italy)

Predef. graphs

Diagramma giornaliero entrata/uscita



Distribuzione potenza in uscita sistema



3.19 Benefici ambientali

Ad oggi gran parte della produzione di energia elettrica proviene da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili di origine fossile. Quindi, considerando l'energia stimata come produzione del primo anno (considerando l'assetto più sfavorevole con siepi), **125.597.088,00 kWh**, e la perdita di efficienza annuale, 0.40 %, le considerazioni successive valgono per il tempo di vita dell'impianto pari a 30 anni.

Un utile indicatore per definire il risparmio di combustibile derivante dall'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili è il fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh].

Questo coefficiente individua le T.E.P. (Tonnellate Equivalenti di Petrolio) necessarie per la realizzazione di 1 MWh di energia, ovvero le TEP risparmiate con l'adozione di tecnologie fotovoltaiche per la produzione di energia elettrica.

Risparmio di combustibile

Risparmio di combustibile in	TEP
Fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh]	0.187
TEP risparmiate al primo anno	23.486,66
TEP risparmiate in 30 anni	665.218,23

Fonte dati: Delibera EEN 3/08, art. 2

CO ₂ evitata	t/anno
Emissioni CO ₂ evitate	39.186,29

Inoltre, l'impianto consentirà la riduzione di emissioni in atmosfera delle sostanze che hanno effetto inquinante e di quelle che contribuiscono all'effetto serra.

Nella sua normale vita produttiva consentirà il risparmio di fonti fossili e di emissioni di anidride carbonica nelle seguenti misure:

- combustibili fossili risparmiati 23.486,66 tep/anno
- emissioni di CO₂ evitate 39.186,29 t/anno

4 SICUREZZA ELETTRICA, VERIFICHE E COLLAUDI

4.1 Sicurezza elettrica

Il presente progetto propone soluzioni impiantistiche che garantiscono una sicura rispondenza degli impianti alle più esigenti condizioni di servizio e di sicurezza quali:

- continuità dell'alimentazione elettrica;
- minimizzazione dei disservizi ottenuta con la settorializzazione della distribuzione ed una rigida selettività delle protezioni;
- sicurezza antinfortunistica e antincendio ottenuta con l'impiego delle più moderne tecniche di protezione contro i contatti diretti ed indiretti e di materiali con idonei gradi di protezione in funzione delle varie classi di pericolosità degli ambienti.

4.2 Verifiche finali, collaudi e prove strumentali

Ad impianto ultimato e prima della loro messa in servizio si provvederà ad eseguire le verifiche di collaudo previste dalla Norma C.E.I. 64-8 e successive varianti, in particolare: le verifiche, tramite esame a vista e prove strumentali, dovranno accertare la rispondenza degli impianti alle disposizioni di legge, alle Norme C.E.I. ed a tutto quanto espresso nelle prescrizioni della presente relazione tecnica tenuto conto di eventuali modifiche concordate in corso d'opera, sia nei confronti dell'efficienza delle singole parti che nella loro installazione. Le verifiche che dovranno essere eseguite sono riportate nel seguito.

Quadri e apparecchiature:

- prova di isolamento, prima della messa in esercizio;
- prova di funzionamento di tutte le apparecchiature e degli automatismi in cantiere.

Protezioni:

- verifica delle tarature delle protezioni e del loro corretto coordinamento in rapporto ai sovraccarichi ed ai cortocircuiti;
- verifica dell'efficienza delle protezioni contro i contatti indiretti con l'intervento nei tempi previsti dei dispositivi differenziali.



Sicurezza:

- verifica della inaccessibilità delle parti sotto tensione;
- verifica della separazione dei circuiti (in particolare per i SELV presenti).

Conduttori:

- prova di polarità;
- verifica dei percorsi, della sfilabilità, del coefficiente di riempimento, delle portate e delle cadute di tensione;
- misura dell'impedenza dell'anello di guasto;
- prova della resistenza di isolamento dei vari circuiti costituenti l'impianto elettrico: fase/fase, fase/neutro e fase /terra.
- prova di continuità dei conduttori di protezione.
- prova di continuità dei conduttori equipotenziali.

Terra:

- verifica del valore e dell'efficienza dell'impianto.

Tra i controlli a vista saranno effettuati i controlli relativi a:

- identificazione dei conduttori di neutro e di protezione;
- connessioni e collegamenti dei conduttori;
- apposizione dei contrassegni di identificazione;
- rispondenza degli organi di sezionamento e protezione e delle sezioni dei conduttori con il progetto;
- controllo completezza schemi;
- misura di distanze;
- verifica della funzionalità dell'impianto;
- verifica della funzionalità dei circuiti di segnalazione;
- verifica del regolare funzionamento di eventuali contatti e/o pulsanti per segnalazione e allarme,

Per quanto concerne le verifiche funzionali dovranno essere effettuate:

- prove funzionali sui quadri e sulle apparecchiature elettriche in corrente alternata BT;
- avviamento degli inverter e del sistema di trasformazione;
- corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di condizionamento e controllo della potenza (accensione, spegnimento, mancanza rete, ecc.).

4.3 Documentazione tecnica

La ditta esecutrice dei lavori dovrà consegnare al committente la documentazione "As Built" aggiornata, debitamente compilata e completa di tutti i documenti tecnici, che dovranno comprendere:

- per tutti i materiali installati: caratteristiche dei materiali, fogli di installazione; certificazione secondo le norme vigenti; manuali d'uso e manutenzione;
- schemi planimetrici aggiornati degli impianti realizzati, con dettaglio delle vie cavi;
- per i quadri elettrici: disegni fronte-quadro, interno-quadro, schemi elettrici unifilari e multifilari;
- manuale generale d'uso e manutenzione dell'impianto fotovoltaico;
- dichiarazione di conformità dell'impianto di terra ai sensi del DPR 462/01 del 22/10/01 s.m.i.;
- dichiarazione di conformità alla regola d'arte degli impianti realizzati – comprendente una relazione di verifica ai sensi delle norme CEI 64-14 e CEI 82-25 e successive varianti;
- certificato di collaudo dell'impianto fotovoltaico ai sensi del DM 6 agosto 2010 e successivi aggiornamenti;
- certificati UTF e MID per il contatore d'energia in media tensione;
- certificato di corretta inserzione del contatore;
- copia del certificato di riconoscimento dei requisiti tecnico professionali.



INDICE DELLE FIGURE

Figura 1 – Inseguitore monoassiale.....	5
Figura 2 - Particolare impianto tipologico agrivoltaico	6
Figura 3 - Foto satellitare: localizzazione del sito con cavidotto.....	12
Figura 4 - Localizzazione nuova SE e stazione di elevazione	14
Figura 5 - Particolare schema di suddivisione stringhe impianto.....	18
Figura 6 - Particolare strutture ad inseguimento ed attuatore.....	21
Figura 7 - Particolare strutture	22
Figura 8 - Caratteristiche elettriche modulo	23
Figura 9 - Caratteristiche performance modulo.....	24
Figura 10 - Caratteristiche meccaniche modulo.....	24
Figura 11 - Caratteristiche elettriche inverter	26
Figura 12 - Cabina tipo MT/BT.....	28
Figura 13 - Specifiche cabina tipo MT/BT	29
Figura 14 - Cabina di raccolta totale e control room.....	30
Figura 15 - Localizzazione step-up.....	31
Figura 16 - Opere di connessione RTN	33
Figura 17 – Particolare nuova stazione SE 380 kV e ampliamento stazione 132 kV Massa Finalese.....	34
Figura 18 – Tipologico sostegno a traliccio aereo doppia terna.....	36
Figura 19 – Sezioni tipo scavi cavidotti.....	40
Figura 20 – Tracciato cavidotto MT complessivo verso SE.....	42
Figura 21 - Caratteristiche cavo MT tra cabina raccolta R1 e cabina raccolta R2	52
Figura 22 -Caratteristiche cavo MT tra cabina raccolta R2 e cabina raccolta R3	53
Figura 23 -Caratteristiche cavo MT tra cabina raccolta R3 e cabina raccolta totale RT.....	54
Figura 24 – tracciato cavidotto MT verso SSEU	55
Figura 25 - Caratteristiche cavidotti verso SE.....	56
Figura 26 - dettaglio palo illuminazione e videosorveglianza	57
Figura 27 - Scheda tipo proiettore LED.....	59
Figura 28 – Tipologico recinzione	60
Figura 29 - Esempio impianto di terra	61



INDICE DELLE TABELLE

Tabella 1 - Dati geografici e climatici della località	11
Tabella 2 - Dati piastre impianto	13
Tabella 3 - Suddivisione piastre-cabine	16
Tabella 4 - Lunghezza scavi per passaggio linee BT ed MT interne	40
Tabella 5 – Suddivisione attraversamento cavidotto MT complessivo verso SE	41
Tabella 6 - Dati tecnici cavo AT tra SSEU e SE.....	57
Tabella 7 – Dati simulazione producibilità	65

