

PROGETTO DELLA CENTRALE SOLARE "ENERGIA DELL'OLIO DI SEGEZIA"

da 224,599 MWp a Troia (FG)



REGIONE
PUGLIA

E-R04

R.01

PROGETTO DEFINITIVO

RELAZIONE TECNICA GENERALE



Proponente
Peridot Solar Green S.r.l.
Via Alberico Albricci, 7 - 20122 Milano (MI)



Investitore agricolo superintensivo
OXY CAPITAL ADVISOR S.R.L.
Via A. Bertani, 6 - 20154 (MI)



Progetto dell'inserimento paesaggistico e mitigazione
Progettista: Agr. Fabrizio Cembalo Sambiasi, Arch. Alessandro Visalli
Coordinamento: Arch. Riccardo Festa
Collaboratori: Urb. Daniela Marrone, Urb. Patrizia Ruggero, Arch. Anna Manzo, Arch. Paola Ferraioli, Arch. Ilaria Garzillo, Agr. Giuseppe Maria Massa, Agr. Francesco Palombo



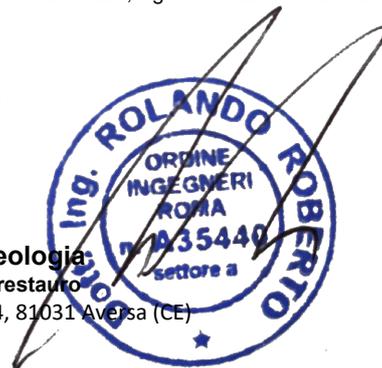
Progettazione elettrica e civile
Progettista: Ing. Rolando Roberto, Ing. Giselle Roberto
Collaboratori: Ing. Marco Balzano, Ing. Simone Bonacini



Progettazione oliveto superintensivo
Progettista: Agron. Giuseppe Rutigliano

Consulenza geologia
Geol. Gaetano Ciccarelli

Consulenza archeologia:
ARES archeologia & restauro
via O. Marchione n. 24, 81031 Aversa (CE)



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

Sommario

1 OBIETTIVI DI PROGETTO

3

1.1	Collocazione dell'opera.....	3
1.2	Analisi delle soluzioni tecniche	4

2 NORMATIVA DI RIFERIMENTO

6

3 PROGETTO DELL'IMPIANTO AGROVOLTAICO

10

3.1	Inquadramento generale	10
3.2	Considerazioni in merito alle scelte progettuali	19
3.3	Strutture di supporto dei moduli fotovoltaici	21
3.4	Moduli fotovoltaici.....	22
3.5	Sistema di conversione DC/AC.....	23
3.5.1.1	Ambiente di installazione.....	26
3.6	Sotto-cabine MT.....	27
3.7	Area di raccolta cabine MT.....	28
3.8	Opere di rete	31
3.9	Linee Elettriche.....	36
3.10	Tubi protettivi e canalizzazioni.....	38
3.10.1	Verifiche tipologie di linee.....	39
3.11	Impianto di messa a terra e sistemi di protezione.....	48
3.11.1	Generalità	48
3.11.2	Conduttori di protezione.....	48
3.12	Misure di protezione contro i contatti diretti	49
3.13	Misure di protezione contro i contatti indiretti	49
3.14	Protezione delle condutture.....	50
3.15	Producibilità impianto.....	50
3.16	Benefici ambientali.....	67



4 SICUREZZA ELETTRICA, VERIFICHE E COLLAUDI

68		
4.1	Sicurezza elettrica.....	68
4.2	Verifiche finali, collaudi e prove strumentali.....	68
4.3	Documentazione tecnica.....	70



1.1 Collocazione dell'opera

Peridot Solar Green S.r.l., intende proporre la realizzazione di un impianto fotovoltaico da ubicarsi in Troia (FG), localizzazione 41°22'47.89"N,15°27'6.47"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 agrovoltaico di potenza di picco pari a **224.599,20 kWp costituito da 320.856 moduli** fotovoltaici in silicio cristallino.

In campo saranno installati n. 593 inverter di stringa di potenza nominale 320 kW.

Lo schema di allacciamento alla RTN prevede che la centrale venga collegata in antenna a 150 kV su una futura Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione della RTN a 380/150 kV da inserire in entra-esce alla linea RTN a 380kV "Foggia-Deliceto".

La potenza nominale ai fini dell'immissione in rete dell'intero impianto sarà di 189.760 kW.

La progettazione di un impianto di produzione fotovoltaica, nello specifico agrofotovoltaica, 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 fotovoltaico 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 degli uliveti 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. 30 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.

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



Figura 1 - Inseguitore

- 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 agrovoltaiico, integrando quindi l'attività di produzione elettrica con quella agricola di coltivazione. Per la realizzazione dell'impianto agrovoltaiico è stata selezionata la cultivar (= varietà di oliva) 'Oliana' per le sue caratteristiche agronomiche e commerciali altamente in linea con la finalità del progetto.



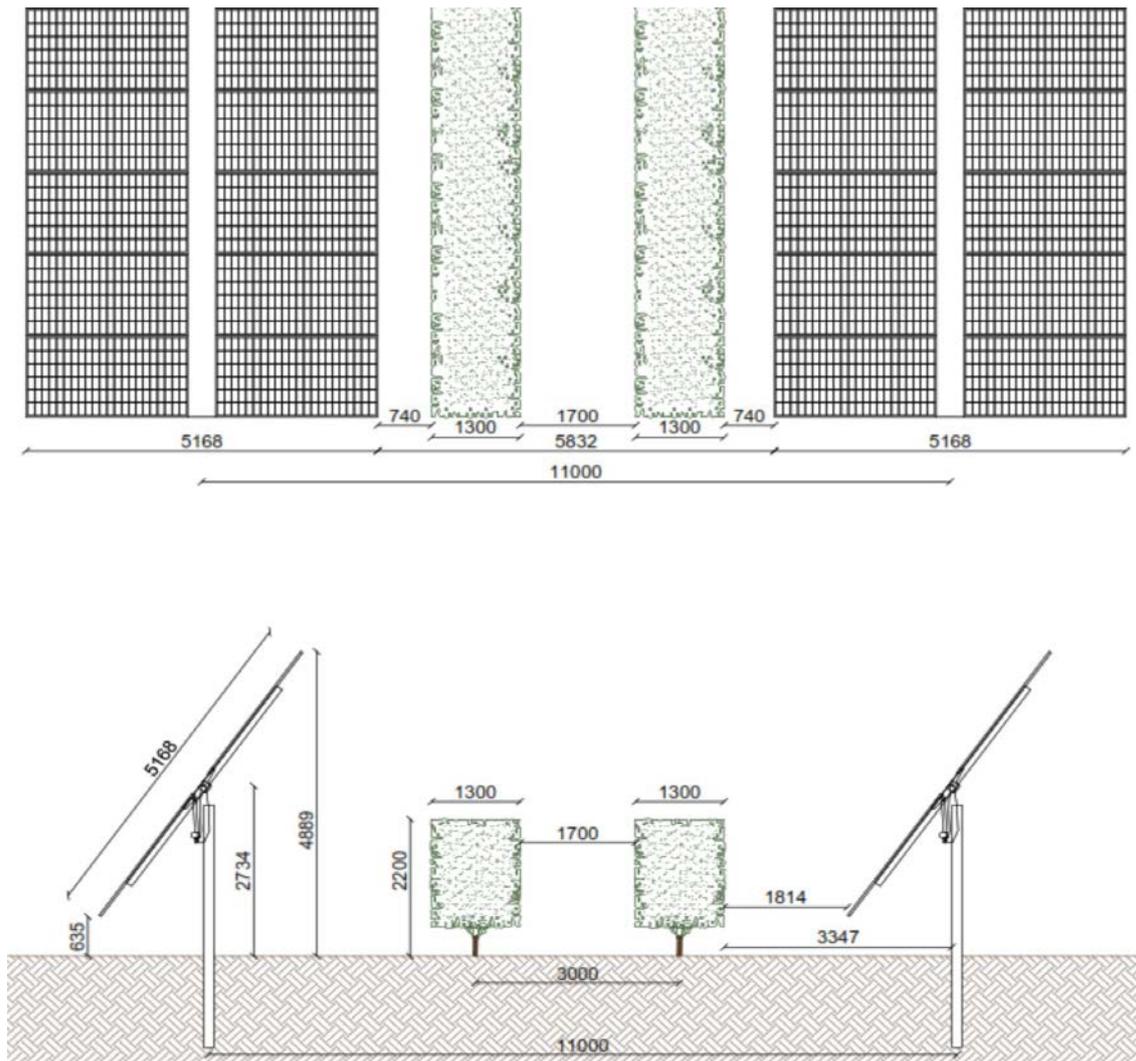


Figura 2 - Particolare impianto agrofotovoltaico

È una pianta di bassa vigoria, compatta, che implica minori costi di potatura e idoneità alla piantagione ad alta densità - fino a 3.000 alberi per ettaro - e ha una tolleranza media alla macchia fogliare dell'olivo, fitopatologia che attacca soprattutto le foglie di olivo provocando la formazione di macchie rotondeggianti, di colore bruno scuro. 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 agrovoltico "Energia dell'olio di Segezia", di potenza di picco pari a **224.599,20 kWp**, sarà ubicata nel Comune di *Troia* in provincia di Foggia (FG), Foggia e [opere di connessione in Castelluccio dei Sauri \(FG\)](#). Il soggetto proponente è la società Peridot Solar Green S.r.l. (C.F./P.IVA: 12556270960). È prevista l'installazione a terra di moduli fotovoltaici in silicio cristallino del tipo bifacciale della potenza specifica di 700 Wp. La superficie riporta un'estensione totale pari a **409 ha** attualmente a destinazione agricola.

Saranno realizzate quattro cabine di raccolta, da due delle quali partiranno due cavidotti distinti MT verso nuova Stazione Elettrica.

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

Comune	Troia (FG)
Latitudine	41°22'47.89"N
Longitudine	15°27'6.47"E
Zona altimetrica	Pianura
Zona climatica	D
GG convenzionali	1.964
Aree di progetto (ha)	409

Tabella 1 - Dati geografici e climatici della località

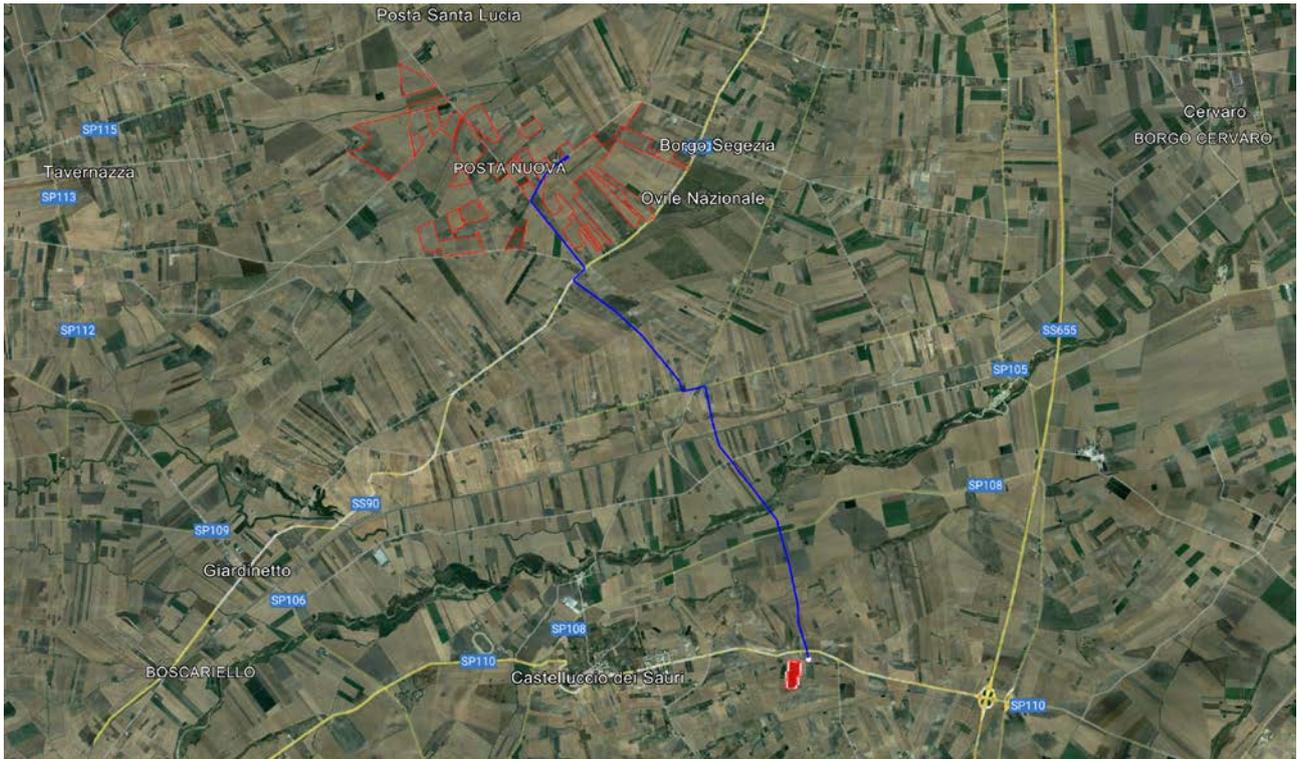


Figura 3- Foto satellitare: localizzazione del sito ed elettrodotto

L'impianto agrovoltaiico 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 MT/AT. 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 700 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. 30 sotto-piastre come definito in Tabella 2.

Piastra	Tipologia struttura	n. Strutture		n. moduli		Potenza DC (kWp)	
1	TR_2P_12X700	14	63	336	4.416	235	3.091
	TR_2P_24X700	13		624		437	
	TR_2P_48X700	36		3.456		2.419	
2	TR_2P_12X700	19	82	456	5.400	319	3.780
	TR_2P_24X700	23		1.104		773	
	TR_2P_48X700	40		3.840		2.688	
3	TR_2P_12X700	12	44	288	1.824	202	1.277
	TR_2P_24X700	32		1.536		1.075	
	TR_2P_48X700	0		0		0	
4	TR_2P_12X700	9	39	216	2.424	151	1.697
	TR_2P_24X700	14		672		470	
	TR_2P_48X700	16		1.536		1.075	
5	TR_2P_12X700	67	760	1.608	63.960	1.126	44.772
	TR_2P_24X700	87		4.176		2.923	
	TR_2P_48X700	606		58.176		40.723	
6	TR_2P_12X700	4	27	96	2.064	67	1.445
	TR_2P_24X700	5		240		168	
	TR_2P_48X700	18		1.728		1.210	
7	TR_2P_12X700	9	48	216	3.576	151	2.503
	TR_2P_24X700	8		384		269	
	TR_2P_48X700	31		2.976		2.083	



8	TR_2P_12X700	5	34	120	2.520	84	1.764
	TR_2P_24X700	8		384		269	
	TR_2P_48X700	21		2.016		1.411	
9	TR_2P_12X700	18	85	432	6.144	302	4.301
	TR_2P_24X700	15		720		504	
	TR_2P_48X700	52		4.992		3.494	
10	TR_2P_12X700	10	57	240	4.176	168	2.923
	TR_2P_24X700	12		576		403	
	TR_2P_48X700	35		3.360		2.352	
11	TR_2P_12X700	76	362	1.824	25.824	1.277	18.077
	TR_2P_24X700	72		3.456		2.419	
	TR_2P_48X700	214		20.544		14.381	
12	TR_2P_12X700	12	62	288	4.704	202	3.293
	TR_2P_24X700	8		384		269	
	TR_2P_48X700	42		4.032		2.822	
13	TR_2P_12X700	14	85	336	6.480	235	4.536
	TR_2P_24X700	14		672		470	
	TR_2P_48X700	57		5.472		3.830	
14	TR_2P_12X700	21	120	504	9.048	353	6.334
	TR_2P_24X700	20		960		672	
	TR_2P_48X700	79		7.584		5.309	
15	TR_2P_12X700	62	305	1.488	21.792	1.042	15.254



	TR_2P_24X700	63		3.024		2.117	
	TR_2P_48X700	180		17.280		12.096	
16	TR_2P_12X700	8	44	192	3.120	134	2.184
	TR_2P_24X700	11		528		370	
	TR_2P_48X700	25		2.400		1.680	
17	TR_2P_12X700	8	39	192	2.688	134	1.882
	TR_2P_24X700	10		480		336	
	TR_2P_48X700	21		2.016		1.411	
18	TR_2P_12X700	13	27	312	1.464	218	1.025
	TR_2P_24X700	4		192		134	
	TR_2P_48X700	10		960		672	
19	TR_2P_12X700	9	57	216	4.440	151	3.108
	TR_2P_24X700	8		384		269	
	TR_2P_48X700	40		3.840		2.688	
20	TR_2P_12X700	12	65	288	4.800	202	3.360
	TR_2P_24X700	12		576		403	
	TR_2P_48X700	41		3.936		2.755	
21	TR_2P_12X700	15	66	360	4.632	252	3.242
	TR_2P_24X700	13		624		437	
	TR_2P_48X700	38		3.648		2.554	
22	TR_2P_12X700	13	70	312	5.256	218	3.679
	TR_2P_24X700	11		528		370	



	TR_2P_48X700	46		4.416		3.091	
23	TR_2P_12X700	19	82	456	5.928	319	4.150
	TR_2P_24X700	12		576		403	
	TR_2P_48X700	51		4.896		3.427	
24	TR_2P_12X700	10	48	240	3.408	168	2.386
	TR_2P_24X700	10		480		336	
	TR_2P_48X700	28		2.688		1.882	
25	TR_2P_12X700	31	129	744	8.904	521	6.233
	TR_2P_24X700	26		1.248		874	
	TR_2P_48X700	72		6.912		4.838	
26	TR_2P_12X700	147	941	3.528	71.640	2.470	50.148
	TR_2P_24X700	169		8.112		5.678	
	TR_2P_48X700	625		60.000		42.000	
27	TR_2P_12X700	38	147	912	9.840	638	6.888
	TR_2P_24X700	32		1.536		1.075	
	TR_2P_48X700	77		7.392		5.174	
28	TR_2P_12X700	55	185	1.320	10.920	924	7.644
	TR_2P_24X700	60		2.880		2.016	
	TR_2P_48X700	70		6.720		4.704	
29	TR_2P_12X700	40	224	960	16.128	672	11.290
	TR_2P_24X700	52		2.496		1.747	
	TR_2P_48X700	132		12.672		8.870	



30	TR_2P_12X700	5	40	120	3.336	84	2.335
	TR_2P_24X700	3		144		101	
	TR_2P_48X700	32		3.072		2.150	
TOT		4.337		320.856		224.599,20	

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 in antenna a 150 kV su una futura Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione della RTN a 380/150 kV da inserire in entra-esce alla linea RTN a 380kV "Foggia-Deliceto".

La realizzazione della stazione di consegna (SSE Utente) è prevista nel comune di **Castelluccio dei Sauri (FG)**, come da indicazioni condivise con l'ufficio tecnico di Terna SpA. L'area individuata è identificata al N.C.T. di **Castelluccio dei Sauri (FG)** al **foglio di mappa 13 particelle 22, 26, 37, 38, 40, 41, 42, 265, 266, 272, 292, 293, 404 e 426** come rappresentato nella tavola allegata.

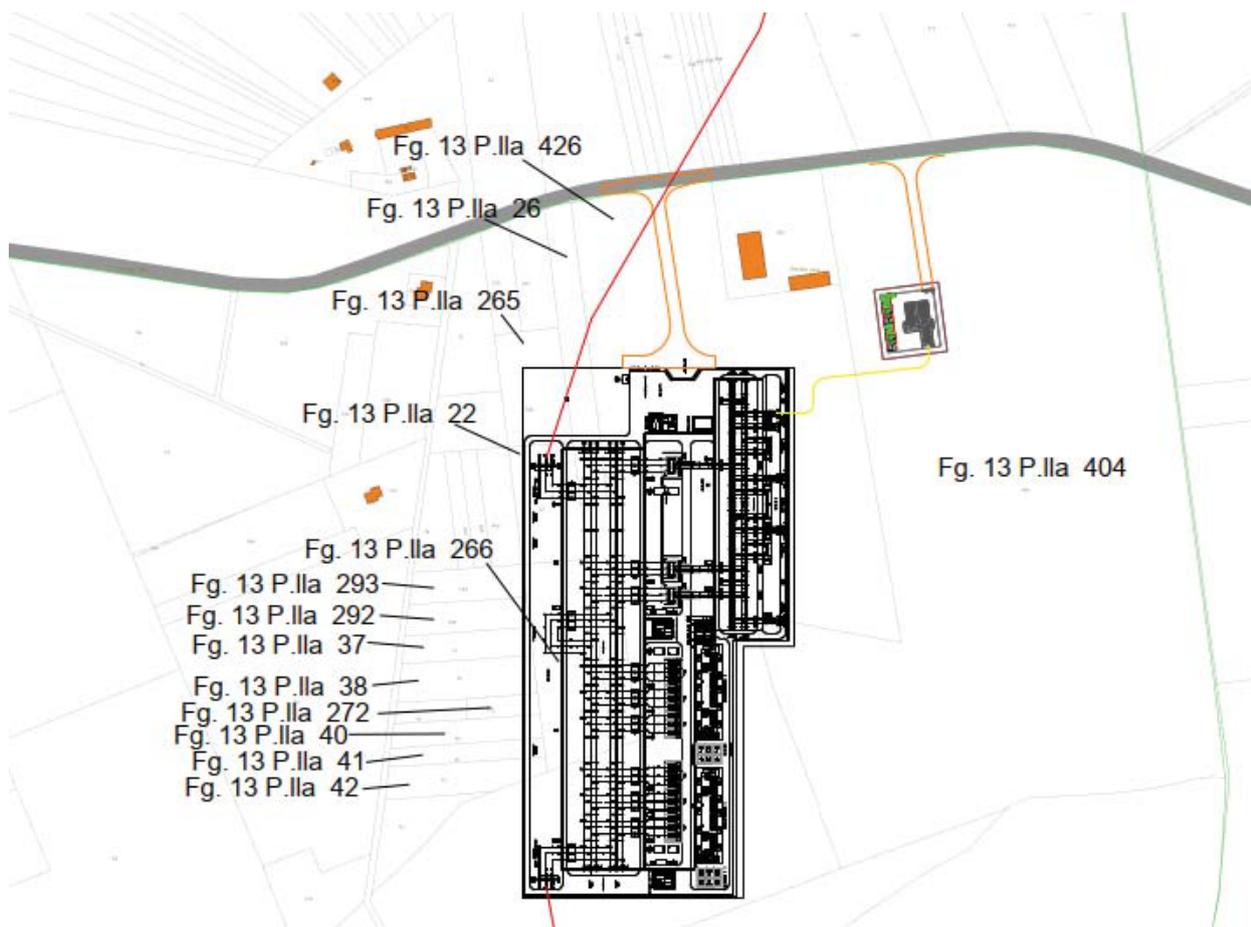


Figura 4- Localizzazione nuova SE

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.

L'ubicazione è prevista su un terreno classificato come area "E – Zona Agricola Normale" dal vigente strumento urbanistico del Comune di **Castelluccio dei Sauri (FG)**.



Piastra	Cabine	Cabina Raccolta	Tipologia struttura	n. Strutture	n. moduli	Potenza DC (kWp)
1	1X2 MW + 1X3 MW	R1	TR 2P 12X700	14	336	3.091
			TR 2P 24X700	13	624	
			TR 2P 48X700	36	3.456	
2	2X2 MW		TR 2P 12X700	19	456	3.780
			TR 2P 24X700	23	1.104	
			TR 2P 48X700	40	3.840	
3	1X2 MW		TR 2P 12X700	12	288	1.277
			TR 2P 24X700	32	1.536	
			TR 2P 48X700	0	0	
4	1X2 MW		TR 2P 12X700	9	216	1.697
			TR 2P 24X700	14	672	
			TR 2P 48X700	16	1.536	
5	8X6 MW		TR 2P 12X700	67	1.608	44.772
			TR 2P 24X700	87	4.176	
			TR 2P 48X700	606	58.176	
6	1X2 MW		TR 2P 12X700	4	96	1.445
			TR 2P 24X700	5	240	
			TR 2P 48X700	18	1.728	
7	1X3 MW		TR 2P 12X700	9	216	2.503
			TR 2P 24X700	8	384	
			TR 2P 48X700	31	2.976	
8	1X3 MW		TR 2P 12X700	5	120	1.764
			TR 2P 24X700	8	384	
			TR 2P 48X700	21	2.016	
9	3X2 MW		TR 2P 12X700	18	432	4.301
			TR 2P 24X700	15	720	
			TR 2P 48X700	52	4.992	
10	2X2 MW		TR 2P 12X700	10	240	2.923
			TR 2P 24X700	12	576	
			TR 2P 48X700	35	3.360	
11	3X6 MW	TR 2P 12X700	76	1.824	18.077	
		TR 2P 24X700	72	3.456		
		TR 2P 48X700	214	20.544		
12	2X2 MW	TR 2P 12X700	12	288	3.293	
		TR 2P 24X700	8	384		
		TR 2P 48X700	42	4.032		
13	1X2 MW + 1X3 MW	TR 2P 12X700	14	336	4.536	
		TR 2P 24X700	14	672		
		TR 2P 48X700	57	5.472		
14	1X2 MW + 2X3 MW	TR 2P 12X700	21	504	6.334	
		TR 2P 24X700	20	960		
		TR 2P 48X700	79	7.584		
15	3X6 MW	TR 2P 12X700	62	1.488	15.254	
		TR 2P 24X700	63	3.024		
		TR 2P 48X700	180	17.280		
16	1X3 MW	TR 2P 12X700	8	192	2.184	
		TR 2P 24X700	11	528		
		TR 2P 48X700	25	2.400		
17	1X2 MW	TR 2P 12X700	8	192	1.882	
		TR 2P 24X700	10	480		
		TR 2P 48X700	21	2.016		
18	1X2 MW	TR 2P 12X700	13	312	1.025	
		TR 2P 24X700	4	192		
		TR 2P 48X700	10	960		
19	2X2 MW	TR 2P 12X700	9	216	3.108	
		TR 2P 24X700	8	384		
		TR 2P 48X700	40	3.840		
20	2X2 MW	TR 2P 12X700	12	288	3.360	
		TR 2P 24X700	12	576		
		TR 2P 48X700	41	3.936		
21	2X2 MW	TR 2P 12X700	15	360	3.242	
		TR 2P 24X700	13	624		
		TR 2P 48X700	38	3.648		
22	2X2 MW	TR 2P 12X700	13	312	3.679	
		TR 2P 24X700	11	528		
		TR 2P 48X700	46	4.416		
23	1X2 MW + 1X3 MW	TR 2P 12X700	19	456	4.150	
		TR 2P 24X700	12	576		
		TR 2P 48X700	51	4.896		
24	1X3 MW	TR 2P 12X700	10	240	2.386	
		TR 2P 24X700	10	480		
		TR 2P 48X700	28	2.688		
25	2X2 MW + 1X3 MW	TR 2P 12X700	31	744	6.233	
		TR 2P 24X700	26	1.248		
		TR 2P 48X700	72	6.912		
26	8X6 MW	TR 2P 12X700	147	3.528	50.148	
		TR 2P 24X700	169	8.112		
		TR 2P 48X700	625	60.000		
27	2X2 MW + 1X3 MW	TR 2P 12X700	38	912	6.888	
		TR 2P 24X700	32	1.536		
		TR 2P 48X700	77	7.392		
28	1X2 MW + 2X3 MW	TR 2P 12X700	55	1.320	7.644	
		TR 2P 24X700	60	2.880		
		TR 2P 48X700	70	6.720		
29	2X6 MW	TR 2P 12X700	40	960	11.290	
		TR 2P 24X700	52	2.496		
		TR 2P 48X700	132	12.672		
30	1X3 MW	TR 2P 12X700	5	120	2.335	
		TR 2P 24X700	3	144		
		TR 2P 48X700	32	3.072		
TOT	69			4.337	320.856	224.599,20

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).

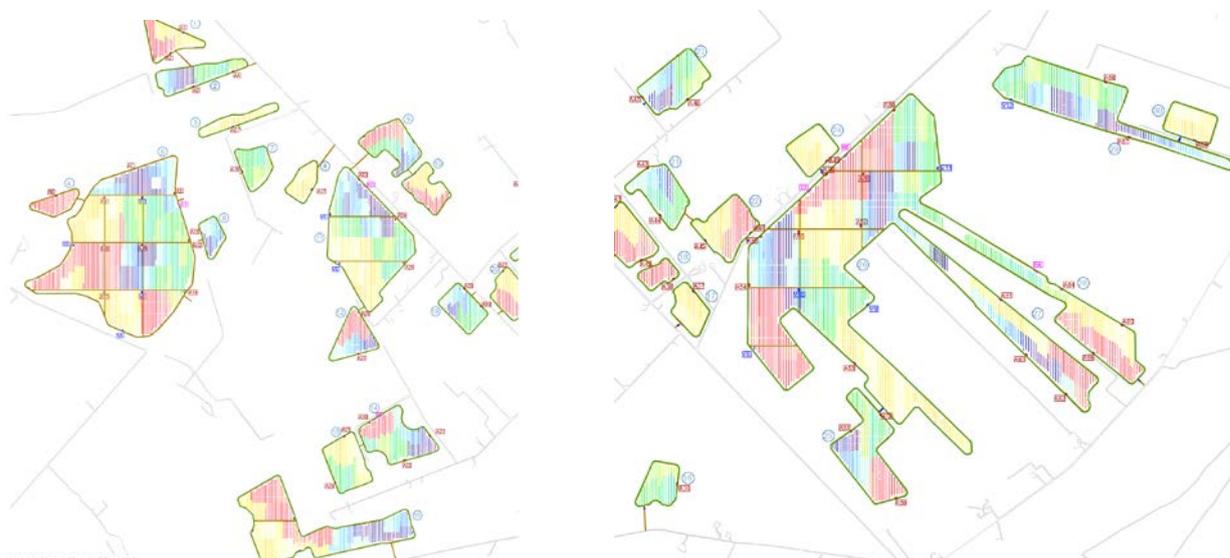


Figura 5- Particolare schema di suddivisione stringhe impianto

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. 593**.

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 migliorie 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

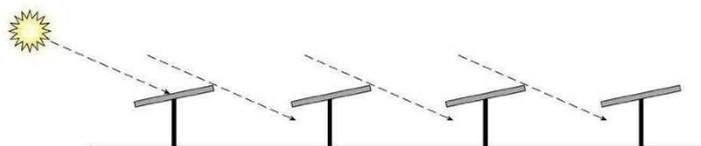
strutture relativamente leggere potranno essere semplicemente fissate nel terreno a battimenti, senza plinti di cemento.

3.3 Strutture di supporto dei moduli fotovoltaici

Strutture ad inseguimento monoassiale

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 96 moduli fotovoltaici disposti su due file;
- tipologia da circa 32 m, ospitante 48 moduli fotovoltaici disposti su due file;
- tipologia da circa 16 m, ospitante 24 moduli fotovoltaici disposti su due file.

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. Si avranno indicativamente una potenza installata di circa

250 W per singolo attuatore lineare. Ogni inseguitore di lunghezza di circa 56 m avrà indicativamente n°4 attuatori, con un fattore di contemporaneità di esercizio pari a 0,5.



Figura 6 - Particolare strutture ad inseguimento ed attuatore

3.4 Moduli fotovoltaici

Il generatore fotovoltaico sarà realizzato con **n. 320.856 moduli** da 700 Wp cadauno marca Jollywood modello JW-HD132N o equivalente.

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

JW-HD132N Series | N-type Bifa

Electrical Properties		STC*				
Testing Condition	Front Side					
Peak Power (Pmax) (W)	675	680	685	690	695	700
MPP Voltage (Vmp) (V)	38.6	38.8	39.0	39.2	39.4	39.5
MPP Current (Imp) (A)	17.50	17.54	17.58	17.62	17.66	17.73
Open Circuit Voltage (Voc) (V)	46.2	46.4	46.6	46.8	47.0	47.1
Short Circuit Current (Isc) (A)	18.57	18.62	18.67	18.72	18.76	18.82
Module Efficiency (%)	21.73	21.89	22.05	22.21	22.37	22.53

*STC: Irradiance 1000 W/m², Cell Temperature 25°C, AM1.5
 The data above is for reference only and the actual data is in accordance with the practical testing
 Power Measurement Tolerance ±3%

Figura 6 – 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.

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 Properties	
Cell Type	210.00mm*105.00mm
Number of Cells	132pcs(12*11)
Dimension	2384mm*1303mm*35mm
Weight	38kg
Front / Rear Glass*	2.0mm/2.0mm
Frame	Anodized Aluminium
Junction Box	IP68 (3 diodes)
Length of Cable*	4.0mm ² , +300mm/-180mm
Connector	MC4 Compatible
<small>*Heat strengthened glass *Cable length can be customized</small>	

Figura 7- 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. 593 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 %

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.

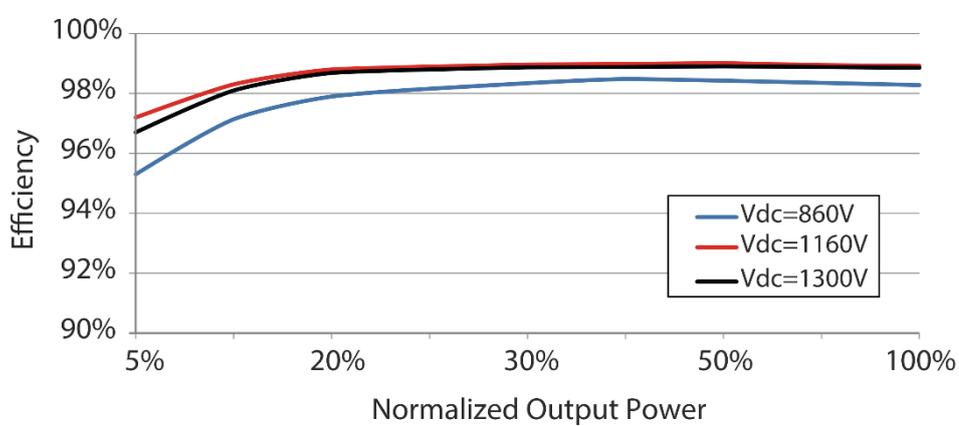
Al fine di agevolare al massimo il cablaggio ottimizzando i tempi di posa, riducendo le possibilità di errore e al fine di agevolare le attività manutentive, la lunghezza delle stringhe è stata accuratamente valutata in concerto con le caratteristiche elettriche dei convertitori ed in funzione della dimensione degli inseguitori. Si adotteranno pertanto stringhe tutte uguali tra loro, con un numero di moduli pari a 25 o 24 a seconda del tipo di struttura impiegata. Ogni stringa verrà connessa al singolo MPPT dell'inverter. 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.

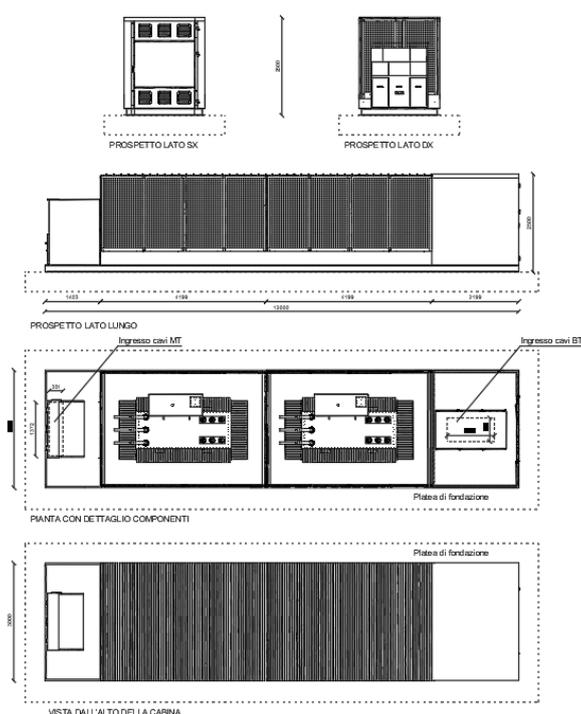


Figura 8- Cabina tipo MT/BT

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 raffreddamento di cabina, le

alimentazioni ausiliare delle apparecchiature di verifica e monitoraggio e gli attuatori dei sistemi di inseguimento monoassiale in campo.

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 sottocabina 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 sei cabine di raccolta:

- nella cabina di raccolta R1 confluiranno n.16 cabine MT/BT;
- nella cabina di raccolta R2 confluiranno n.15 cabine MT/BT, e le cabina di raccolta R1;
- nella cabina di raccolta R3 confluiranno n.12 cabine MT/BT, e le cabine di raccolta R2, R5 e R6;
- nella cabina di raccolta R4 confluiranno n.6 cabine MT/BT;
- nella cabina di raccolta R5 confluiranno n.11 cabine MT/BT, e la cabina di raccolta R4;
- nella cabina di raccolta R6 confluiranno n.9 cabine MT/BT;

Dalla cabina R3 di raccolta partirà la linea dorsale in media tensione di lunghezza pari a circa **10.750m** diretta verso la nuova SE.

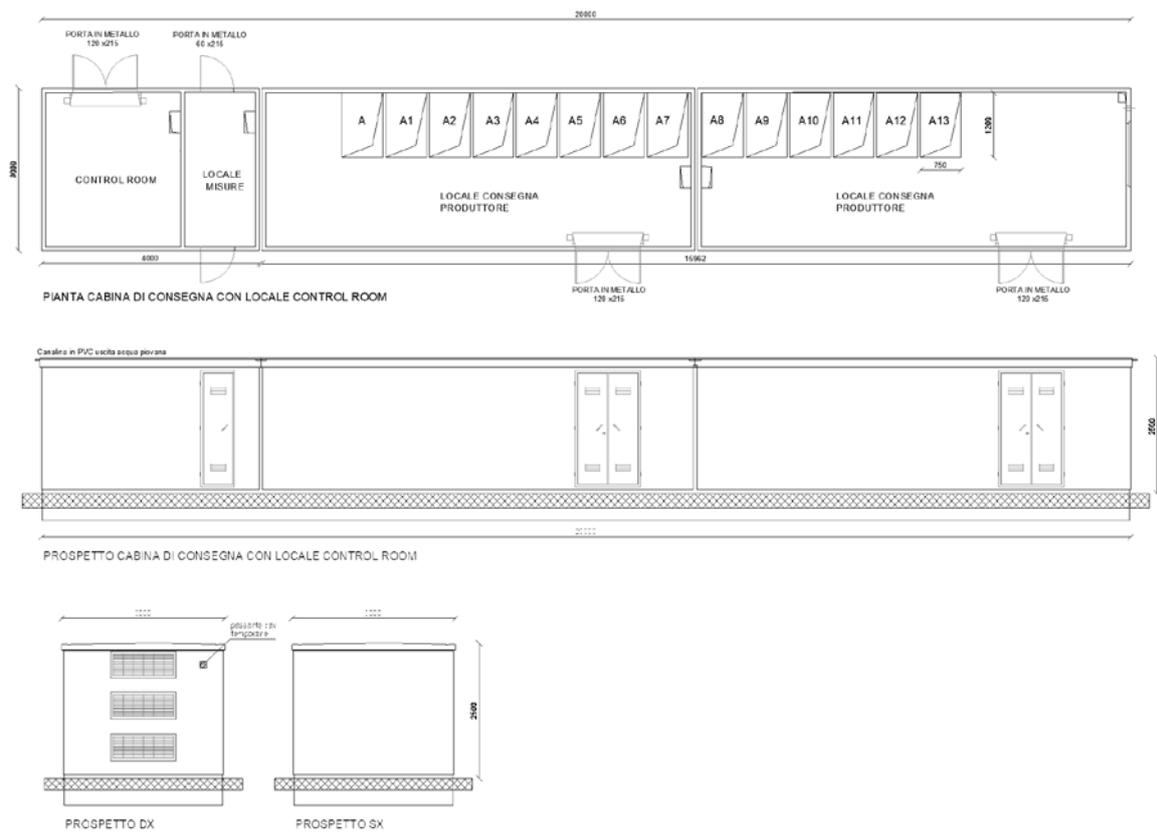


Figura 9 - Cabina di raccolta 20 m x 3 m e control room



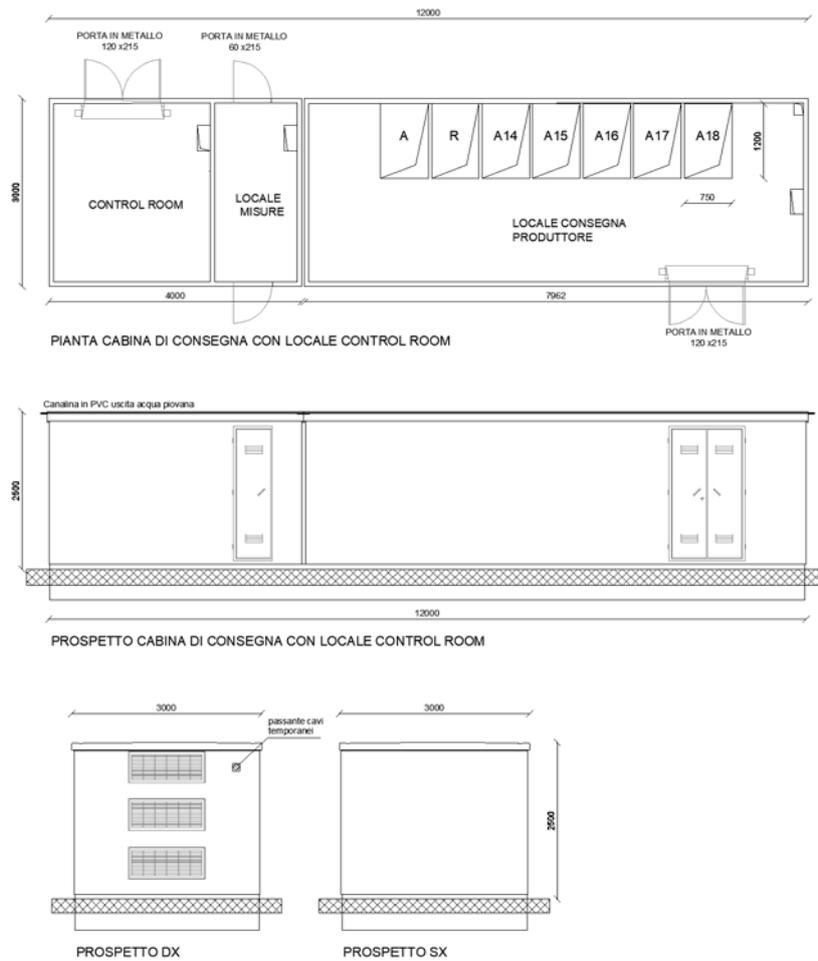


Figura 10 - Cabina di raccolta 12m x 3 m e control room

La realizzazione della stazione di consegna (SSE Utente) è prevista nel comune di **Castelluccio dei Sauri (FG)**, come da indicazioni condivise con l'ufficio tecnico di Terna SpA. L'area individuata è identificata al N.C.T. di **Castelluccio dei Sauri (FG)** al foglio di mappa 13 particelle 22, 26, 37, 38, 40, 41, 42, 265, 266, 272, 292, 293, 404 e 426 come rappresentato nella tavola allegata.



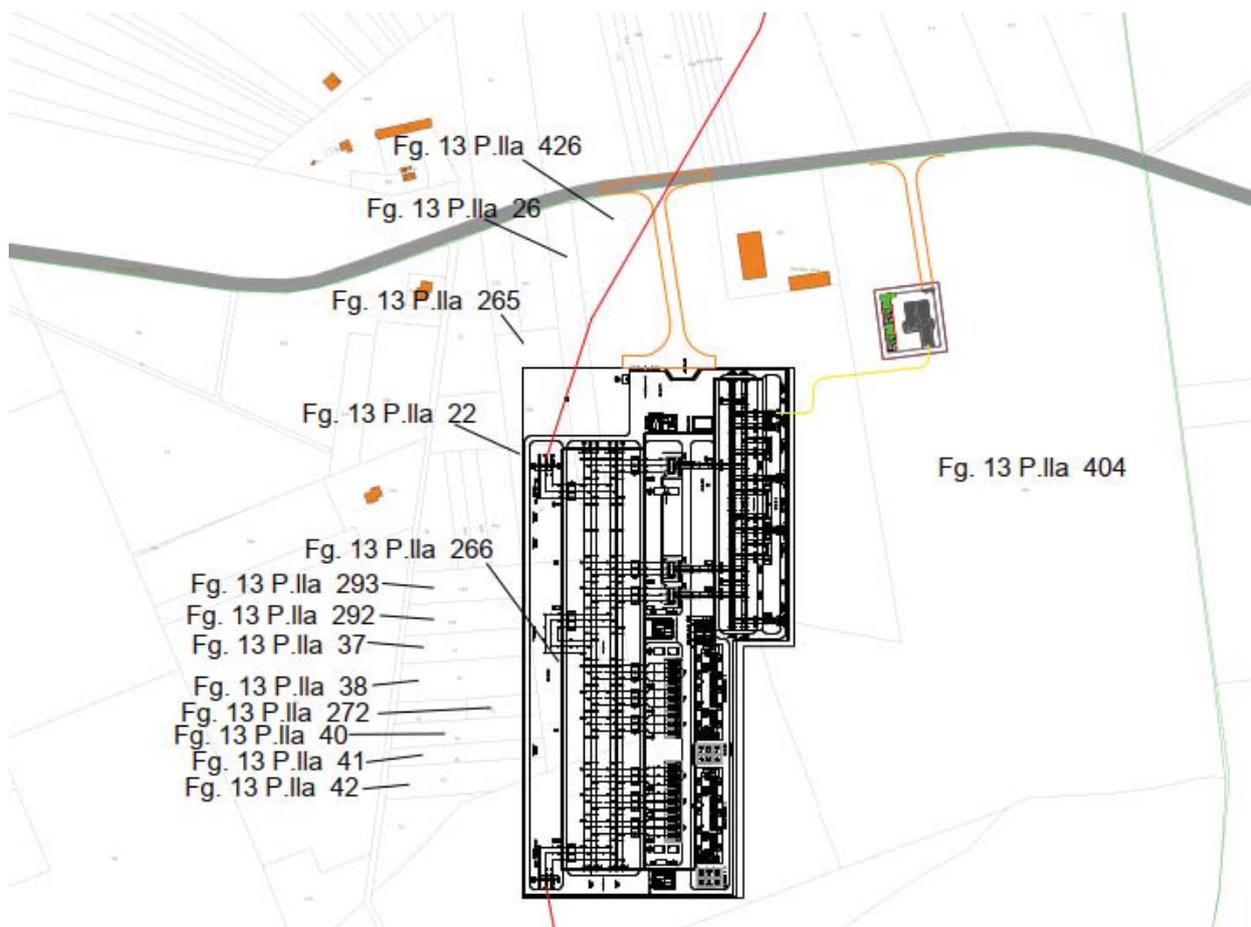


Figura 11a Localizzazione nuova SE e stazione utente

3.8 Opere di rete

Stazione SE

Lo schema di allacciamento alla RTN prevede che la centrale venga collegata in antenna a 150 kV su una futura Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione della RTN a 380/150 kV da inserire in entra-esce alla linea RTN a 380kV “Foggia-Deliceto”.

A tal fine, 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 150 kV tramite trasformatore 30/150 kV, alle sbarre della sezione 150 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.

I produttori da connettere alla nuova stazione hanno eletto, quale capofila del raggruppamento, la Società **Gruppo Visconti S.r.l.** a valle del secondo tavolo tecnico, come comunicato da questa società a mezzo pec in data 12 Ottobre 2022.

Gruppo Visconti S.r.l. che ha condiviso alla società Peridot Solar Green, in data 18/01/2024, le relazioni tecniche e gli elaborati progettuali che risultano in fase di approvazione finale da parte di Terna.

Le opere prevederanno una nuova stazione elettrica, composta da una sezione a 380 kV, da due sezioni a 150 kV e da 4 sezioni 36 kV. È pertanto prevista l'installazione di No. 18 nuovi trasformatori 380/36kV monofasi a doppio secondario, per una potenza di 250 MVA ogni stallo, e 1.500 MVA complessivi, e di No.3 nuovi ATR 380/150 kV, per una potenza di 400 MVA ogni stallo, e 1.200 MVA complessivi, oltre che delle opere connesse a queste installazioni.

La stazione elettrica SE 380/150/36 kV "Castelluccio dei Sauri" sorge su un'area agricola nel Comune di Castelluccio dei Sauri, posta a sud della strada provinciale SP110, a est dell'agriturismo Villa Tierra Nueva. L'identificazione della posizione della stazione SE 380/150/36 kV "Castelluccio dei Sauri" e della relativa stradali accesso è riportata di seguito.

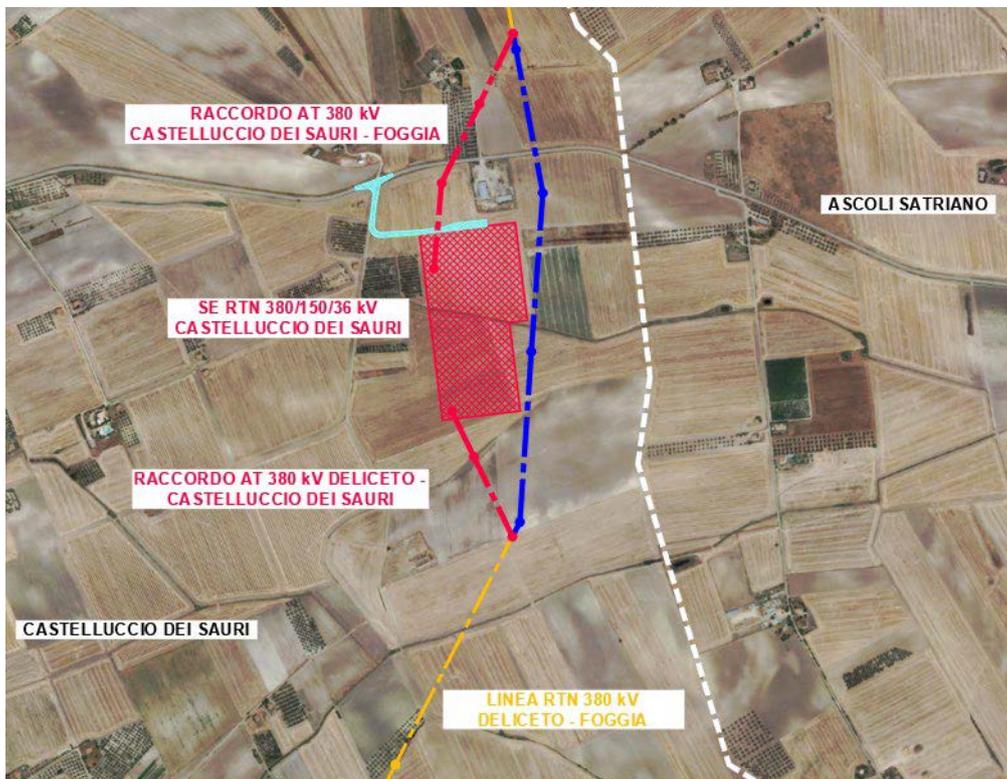


Figura 11b Localizzazione nuova SE e raccordi

La sezione a 380 kV sarà del tipo unificato TERNA con isolamento in aria e sarà costituita, nella sua massima estensione, da:

- No. 1 sistema a doppia sbarra con sezionatori di terra sbarre ad entrambe le estremità e TVC di sbarra su un lato;
- No. 2 stalli linea (Foggia e Deliceto);
- No. 3 passi sbarra disponibili per future esigenze di rete;
- No. 3 stalli primario autotrasformatore 380/150 kV (ATR);
- No. 2 stalli per il parallelo sbarre di tipo basso;
- No. 6 stalli primario trasformatore 380/36 kV (TR).

Le sezioni a 150 kV saranno due, entrambe del tipo unificato TERNA con isolamento in aria. La sezione 1 sarà costituita, nella sua massima estensione, da:

- No. 1 sistema a doppia sbarra con sezionatori di terra sbarre ad entrambe le estremità e TVC di sbarra su un lato;
- No. 2 stalli secondario autotrasformatore (ATR);
- No. 2 stalli linea (Castelluccio Satellite e connessione produttori FER);
- No. 1 passo sbarra disponibile per future esigenze di rete;
- No. 1 stallo TIP;
- No. 2 stalli per il parallelo sbarre di tipo basso;
- No. 1 stallo per il congiuntore longitudinale.

La sezione 2 sarà costituita, nella sua massima estensione, da:

- No. 1 sistema a doppia sbarra con sezionatori di terra sbarre ad entrambe le estremità e TVC di sbarra su un lato;
- No. 1 stallo secondario autotrasformatore (ATR);
- No. 3 stalli linea (Castelluccio Satellite e 2 connessioni produttori FER);
- No. 1 passo sbarra disponibile per future esigenze di rete;
- No. 1 stallo TIP;
- No. 2 stalli per il parallelo sbarre di tipo basso;
- No. 1 stallo per il congiuntore longitudinale.

I macchinari previsti consisteranno, nella loro massima estensione, in:

- No. 3 ATR 400/155 kV, ognuno di potenza 400 MVA;
- No. 18 trasformatori monofase 380/36 kV, per una potenza di 250 MVA ogni stallo e 1.500 MVA complessivi.



Ogni “montante linea” (o “stallo linea”), sia 380 kV che 150 kV, sarà equipaggiato con sezionatori di sbarra verticali, interruttore in SF6, sezionatore di linea orizzontale con lame di terra, TV e TA per protezioni e misure e scaricatore di sovratensione.

Ogni “montante autotrasformatore” o “stallo ATR” sarà equipaggiato con sezionatori di sbarra verticali, interruttore in SF6, scaricatori di sovratensione ad ossido di zinco e TA per protezioni e misure (queste apparecchiature saranno fornite in ugual misura sia sul lato 380 kV che sul lato 150 kV della macchina).

I montanti “parallelo sbarre”, sia 380 kV che 150 kV, saranno equipaggiati con sezionatori di sbarra verticali, interruttore in SF6 e TA per protezione e misure, ed ognuno interesserà 2 stalli.

Ogni “montante trasformatore 380/36 kV” sarà equipaggiato sul primario con sezionatori di sbarra verticali, interruttore in SF6, scaricatori di sovratensione ad ossido di zinco e TA per protezioni e misure. I due secondari di ogni macchina saranno poi connessi alle rispettive semisezioni delle due sezioni 36 kV, sui quadri ubicati all’interno dell’apposito edificio.

Ogni “montante congiuntore longitudinale 150 kV” sarà equipaggiato con sezionatori di sbarra verticali, interruttore in SF6 e TA per protezione e misure, ed interesserà 2 stalli, uno per ogni sezione 150 kV.

Le linee afferenti si attesteranno su sostegni portale di altezza massima pari a 23 m mentre l’altezza massima delle altre parti d’impianto (sbarre di smistamento a 380 kV) sarà di 12 m.

L’area occupata dalla stazione è di circa 108.000 m2.

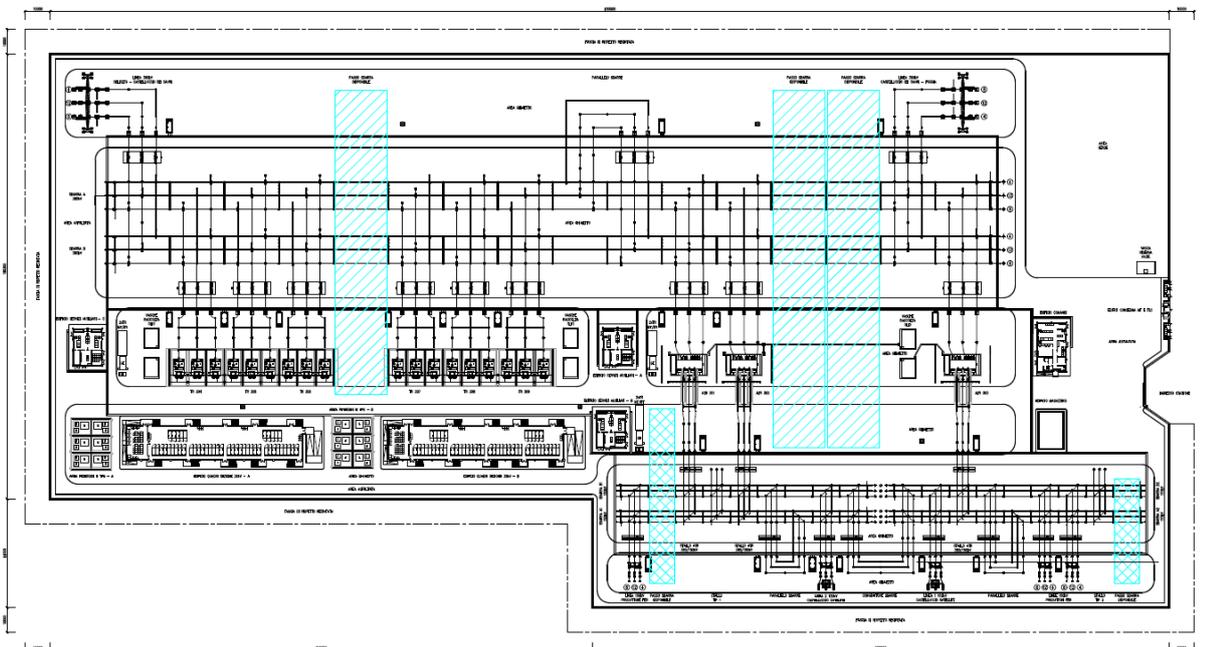


Figura 11c Planimetria elettromeccanica SE

Si rimanda alla relazione “ER_04.1_Relazione tecnica SE” per ogni altro dettaglio specifico.

Raccordi

La linea 380 kV Deliceto - Foggia è realizzata in palificata a semplice terna ed è armato con conduttore trinato in ACSR $\varnothing 31,5$ mm, e pertanto i raccordi a tale elettrodotto sono progettati con il medesimo conduttore a corda trinata ACSR $\varnothing 31,5$ mm, mentre si avrà conduttore binato AAC $\varnothing 41,1$ mm sull'ultima campata in arrivo ai portali di stazione. Il franco minimo sarà non inferiore ai 14 metri, superiore a quello strettamente previsto della normativa vigente.

Il perimetro dell'intervento include tutte le attività finalizzate a realizzare i raccordi all'esistente elettrodotto aereo, secondo lo standard della RTN.

La presente relazione tratta, pertanto, dei raccordi della SE 380/150/36 kV Castelluccio dei Sauri alla linea aerea AT Deliceto - Foggia, i cui limiti di batteria sono, pertanto, compresi entro i seguenti punti fisici:

- Sostegno numero 29 linea 380 kV RTN esistente Deliceto - Foggia;
 - Portale d'amarro denominato PA in SE Castelluccio dei Sauri;
- per il raccordo Sud, che va a creare la nuova linea Deliceto – Castelluccio dei Sauri;
- Sostegno numero 35 linea 380 kV RTN esistente Deliceto - Foggia;
 - Portale d'amarro denominato PB in SE Castelluccio dei Sauri;
- per il raccordo Nord, che va a creare la nuova linea Castelluccio dei Sauri - Foggia.

Il raccordo Sud alla linea proveniente da Deliceto si staccherà dall'asse della linea esistente in direzione rettilinea verso Nord-Ovest, sino alla futura SE Castelluccio dei Sauri, esso interesserà solo il Comune di Castelluccio dei Sauri.

Il raccordo Nord alla linea proveniente da Foggia si staccherà dalla linea esistente dirigendosi verso Sud-Ovest, attraversando, una linea MT aerea, una strada bianca di accesso ad una abitazione privata, la SP110, una porzione dello svincolo di accesso alla futura SE al di sotto del quale è probabile sia presente linea BT interrata, per poi entrare nella futura SE Castelluccio dei Sauri. Esso interesserà solo il Comune di Castelluccio dei Sauri.

La lunghezza planimetrica del raccordo Deliceto – Castelluccio dei Sauri è pari a 342 m e comporta la realizzazione di due nuovi sostegni, escluso il portale di ammarro, previsto in SE Castelluccio dei Sauri. La campata, a partire dal nuovo sostegno P29/1 da posizionarsi al di sotto della linea da intercettare, sino al sostegno P29/2 di collegamento delle tesate sul portale di ammarro in SE Castelluccio dei Sauri, avrà una lunghezza di circa 217 m.

La lunghezza planimetrica del raccordo Castelluccio dei Sauri – Foggia è pari a circa 616 m e comporta la realizzazione di tre nuovi sostegni, escluso il portale di ammarro, previsto in SE Castelluccio dei Sauri. Le campate avranno una lunghezza media di circa 203 m, a partire dal nuovo sostegno P35/1 da posizionarsi al di sotto della linea da intercettare, sino al sostegno P35/3 di collegamento delle tesate sul portale di ammarro in SE Castelluccio dei Sauri.

Un tratto dell'esistente elettrodotto 380 kV Deliceto - Foggia, della lunghezza planimetrica di circa 1.247 m, verrà demolito. I conduttori che saranno ricompresi fra i sostegni P29/1 e P35/1, da cui iniziano i nuovi raccordi descritti al punto precedente, verranno pertanto rimossi, come anche i sostegni P31, P32, P33 e P34 interposti.

Si rimanda alla relazione “ER_04.2_Relazione tecnica Raccordi” per ogni altro dettaglio specifico.

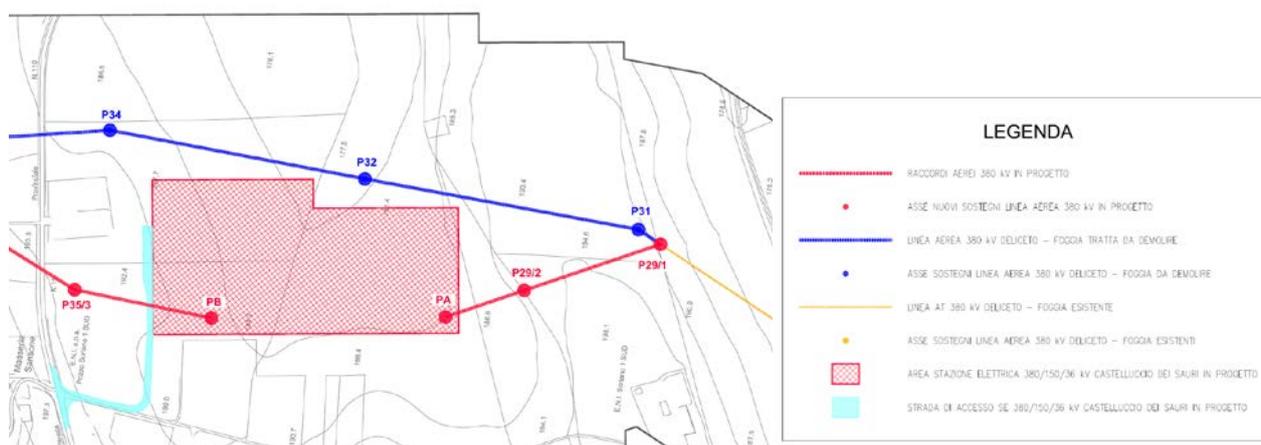


Figura 11d Raccordi e dettaglio sostegni

3.9 Linee Elettriche

Le condutture sono di tipo a vista o interrato.

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 mmq conduttori di circuiti ausiliari e/o di segnalazione;
- 1,5 mmq per punti luce e prese 10 A;
- 2,5 mmq 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 mmq 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.

3.10 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 “-”

3.10.1 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 similari. 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 39 / 70

ARE4R

sezione nominale <i>conductor cross-section</i> (mm ²)	diametro conduttore <i>conductor diameter</i> (mm)	spessore nominale isolante <i>nominal insulation thickness</i> (mm)	diametro esterno nominale <i>nominal outer diameter</i> (mm)	peso indicativo del cavo <i>approximate weight</i> (kg/km)	resistenza massima a 20 °C in c. c. <i>maximum DC resistance at 20 °C</i> (Ω/km)	portata di corrente (A) con temperatura ambiente di <i>permissible current rating (A)</i>		raggio minimo di curvatura <i>minimum bending radius</i> (mm)
						30 °C in aria <i>in open air at 30 °C</i>	20 °C interrato <i>buried at 20 °C</i> 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

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

Potenza apparente (kVa) 355.56

Potenza meccanica (kW) (motori) 320.00

Rendimento (%) 100

Lunghezza (m) 230

Prysmian
Group



AEDES GROUP
ENGINEERING

RELAZIONE TECNICA GENERALE

Pagina 40 / 70

Come risulta dal calcolo, tenuto conto dei diversi fattori correttivi, si prevede di utilizzare per **1x240 mm²** per fase della tipologia **ARE4R** o simili a seconda della disponibilità .

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

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
(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 41 / 70

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	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 trefoil p=1 °C m/W	underground installation trefoil p=2 °C m/W
(mm ²)	(mm)	(mm)	(mm)	(kg/km)	(mm)	(mm ²)	(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	25,2	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	355	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

Opzione sistema di installazione	
Interrato	
Struttura cavo	Unipolare
Tipo di sistema elettrico	Trifase
Tensione (V)	30000
Fattore di Potenza - Cos Φ	0,80
Corrente di Impiego (A)	144,34
Potenza attiva (kW)	6000
Potenza apparente (kVa)	7500,00
Potenza meccanica (kW) (motori)	6000,00
Lunghezza (m)	1300
Caduta di tensione (%)	0,46
Caduta di tensione (V)	138,13

Come risulta dal calcolo , tenuto conto dei diversi fattori correttivi, si prevede di utilizzare per **1x70 mmq** per fase della tipologia **ARE4H5E** o simili a seconda della disponibilità .



Linee MT interne (connessione tra cabina di Raccolta R1 e cabina di Raccolta R2)

Dettagli installazione	
ITC-LAT 06 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	0.80
Corrente di Impiego (A)	1208.59
Potenza attiva (kW)	50240
Potenza apparente (kVa)	62800.00
Potenza meccanica (kW) (motori)	50240.00
Lunghezza (m)	1600

Per quanto riguarda il cavidotto che collega la cabina di raccolta R1 con la cabina di raccolta R2 come risulta dal calcolo , tenuto conto dei diversi fattori correttivi, si prevede di utilizzare per **2x500 mm²** per fase della tipologia **ARE4H5E** o simili a seconda della disponibilità .



Linee MT interne (connessione tra cabina di Raccolta R2 e cabina di Raccolta R3)

Dettagli installazione	
ITC-LAT 06 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	0.80
Corrente di Impiego (A)	2016.88
Potenza attiva (kW)	83840
Potenza apparente (kVa)	104800.00
Potenza meccanica (kW) (motori)	83840.00
Lunghezza (m)	2900

Per quanto riguarda il cavidotto che collega la cabina di raccolta R2 con la cabina di raccolta R3 come risulta dal calcolo , tenuto conto dei diversi fattori correttivi, si prevede di utilizzare per **3x630 mm²** per fase della tipologia **ARE4H5E** o simili a seconda della disponibilità .



Linee MT interne (connessione tra cabina di Raccolta R6 e cabina di Raccolta R3)

Dettagli installazione	
ITC-LAT 06 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	0.80
Corrente di Impiego (A)	646.63
Potenza attiva (kW)	26880
Potenza apparente (kVa)	33600.00
Potenza meccanica (kW) (motori)	26880.00
Lunghezza (m)	2900

Per quanto riguarda il cavidotto che collega la cabina di raccolta R6 con la cabina di raccolta R3 come risulta dal calcolo , tenuto conto dei diversi fattori correttivi, si prevede di utilizzare per **2x240 mm²** per fase della tipologia **ARE4H5E** o simili a seconda della disponibilità .



Linee MT interne (connessione tra cabina di Raccolta R5 e cabina di Raccolta R3)

Dettagli installazione	
ITC-LAT 06 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	0.80
Corrente di Impiego (A)	1185.49
Potenza attiva (kW)	49280
Potenza apparente (kVa)	61600.00
Potenza meccanica (kW) (motori)	49280.00
Lunghezza (m)	240

Per quanto riguarda il cavidotto che collega la cabina di raccolta R5 con la cabina di raccolta R3 come risulta dal calcolo , tenuto conto dei diversi fattori correttivi, si prevede di utilizzare per **2x500 mm²** per fase della tipologia **ARE4H5E** o simili a seconda della disponibilità .



Linee MT interne (connessione tra cabina di Raccolta R4 e cabina di Raccolta R5)

Dettagli installazione	
ITC-LAT 06 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	0.80
Corrente di Impiego (A)	431.09
Potenza attiva (kW)	17920
Potenza apparente (kVa)	22400.00
Potenza meccanica (kW) (motori)	17920.00
Lunghezza (m)	1400

Per quanto riguarda il cavidotto che collega la cabina di raccolta R4 con la cabina di raccolta R5 come risulta dal calcolo , tenuto conto dei diversi fattori correttivi, si prevede di utilizzare per **1x240 mm²** per fase della tipologia **ARE4H5E** o simili a seconda della disponibilità .

Cavidotto MT R3-SE

La sezione dei conduttori da utilizzarsi è calcolata cautelativamente sulla massima potenza di esercizio pari a 189.760 kW, considerata una **lunghezza del tracciato di circa 10.750 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 **n.8 conduttori da 630 mm² per fase**.

3.11 Impianto di messa a terra e sistemi di protezione

3.11.1 Generalità

L'impianto di terra soddisferà le seguenti prescrizioni:

- avere sufficiente resistenza meccanica e resistenza alla corrosione;
- essere in grado di sopportare le più elevate correnti di guasto;
- evitare danni a componenti elettrici o a beni;
- garantire la sicurezza delle persone contro le tensioni che si manifestano sugli impianti di terra per effetto delle correnti di guasto a terra.

Dal collettore di terra principale all'interno dei quadri generali e delle singole cabine si distribuiranno i conduttori di protezione ed equipotenziali.

3.11.2 Conduttori di protezione

Le sezioni dei conduttori di protezione saranno pari alle sezioni dei conduttori di fase; per sezioni superiori a 16 mm² la sezione è pari alla metà del conduttore di fase con un minimo di 16 mm² e comunque in grado di soddisfare le condizioni stabilite dalle norme CEI 64.8.

Esempio di impianto di terra:

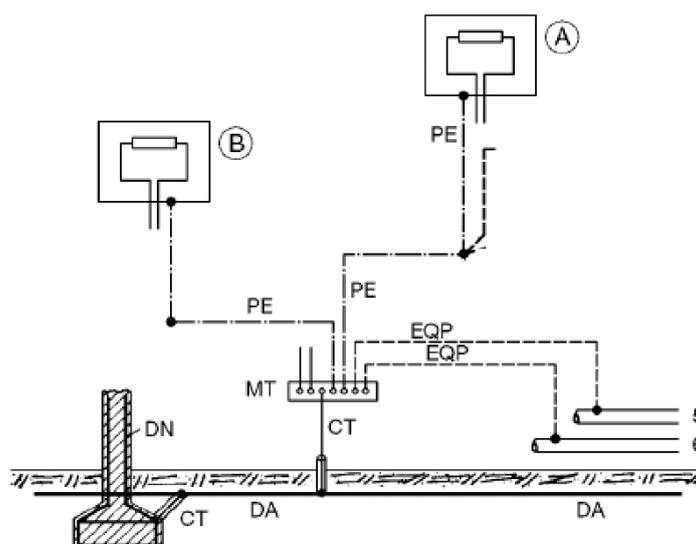


Figura 12 - Esempio impianto di terra

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

3.12 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.

3.13 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.

3.14 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.

3.15 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:

 AEDES GROUP ENGINEERING	RELAZIONE TECNICA GENERALE	Pagina 50 / 70
---	----------------------------	----------------

- 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.7.2.16

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 double portrait con pitch 11,0 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. E' stata quindi eseguita una duplice simulazione impostando l'altezza delle siepi ulivicole prima a 2,2m e poi a 2,5 m per poi normalizzare il dato finale (riportato in tabella 4).

Tecnologia modulo	BDV
Struttura inseguitore	2P
Pitch (m)	11,0
Altezza uliveto (m)	2,5/2,2
Producibilità media (kWh/kWp/y) con uliveto	1.665,7
Producibilità (kWh/kWp/y) senza uliveto	1707,0
Distanza da Benchmark (%)	-2,42

Tabella 4 - Dati producibilità normalizzata

Tenute in conto le specifiche perdite dovute allo sporco, decadimento annuo producibilità moduli, perdita LID, perdita per mismatching e temperatura si stima una producibilità specifica media d'impianto senza siepi ulivicole è di 1.707,0 kWh/kWp/a. Considerando le siepi ulivicole la producibilità stimabile è di **1.665,7 kWh/kWp/a.**

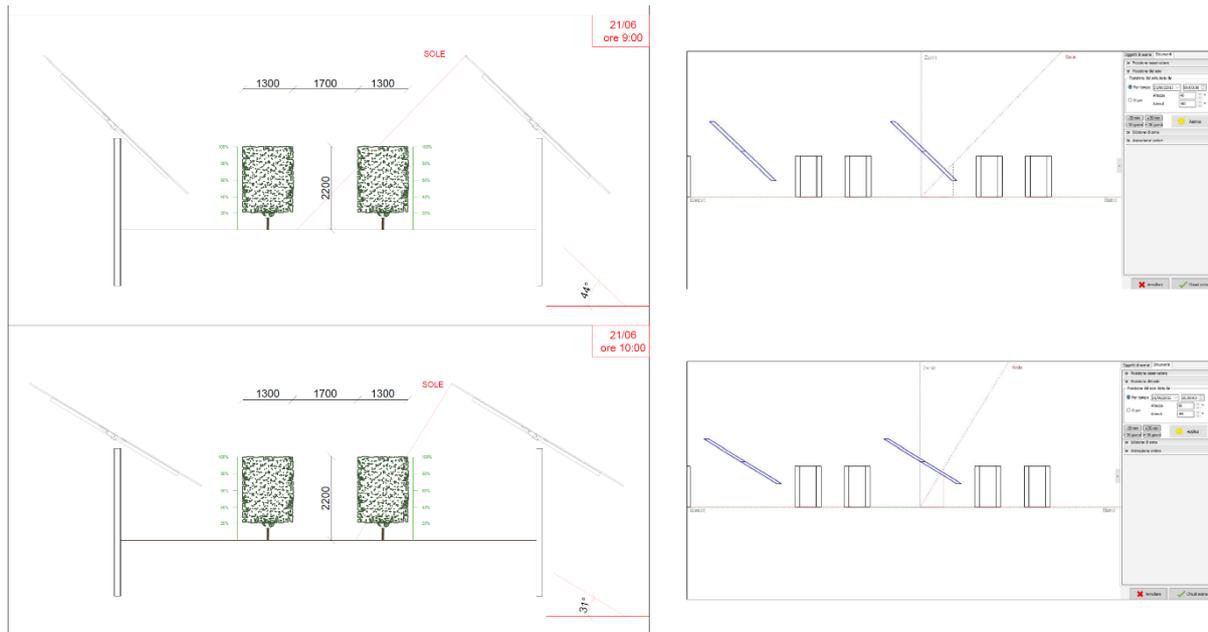


Figura 13 – studio tipo ombreggiamento con influenza del progetto agricolo

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 ulivicola variabile tra i 2,2 m. ed i 2,5 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 degli uliveti. Di seguito si riportano le tabelle di sintesi in merito alla stima di producibilità d'impianto senza le siepi ulivicole.



PVsyst V7.2.16

VC0, Simulation date:
26/08/23 11:30
with v7.2.16

Project: Troia2

Variant: Troia 2 Pitch 11m 700W

Aedes Group Engineering (Italy)

Project summary

Geographical Site Segezia Italy	Situation Latitude 41.39 °N Longitude 15.47 °E Altitude 160 m Time zone UTC+1	Project settings Albedo 0.20
Meteo data Segezia Meteonorm 8.0 (1986-2005), Sat=55% - Sintetico		

System summary

Grid-Connected System Simulation for year no 5	Tracking system with backtracking	
PV Field Orientation Orientation Tracking plane, tilted axis Avg axis tilt -0.8 ° Avg axis azim. 0.0 °	Tracking algorithm Irradiance optimization Backtracking activated	Near Shadings Linear shadings
System information PV Array Nb. of modules 324888 units Pnom total 227.4 MWp	Inverters Nb. of units 593 units Pnom total 189.8 MWac Pnom ratio 1.198	
User's needs Unlimited load (grid)		

Results summary

Produced Energy	388 GWh/year	Specific production	1707 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	88.35 %
-----------------	--------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	11
Main results	12
Loss diagram	13
Special graphs	14





PVsyst V7.2.16
 VCO, Simulation date:
 26/06/23 11:30
 with v7.2.16

Project: Troia2

Variant: Troia 2 Pitch 11m 700W

Aedes Group Engineering (Italy)

General parameters

Grid-Connected System		Tracking system with backtracking	
PV Field Orientation		Tracking algorithm	Backtracking array
Orientation		Irradiance optimization	Nb. of trackers 4440 units
Tracking plane, tilted axis		Backtracking activated	Sizes
Avg axis tilt -0.8 °			Tracker Spacing 11.0 m
Avg axis azim. 0.0 °			Collector width 5.17 m
			Ground Cov. Ratio (GCR) 47.0 %
			Phi min / max. +/- 55.0 °
			Backtracking strategy
			Phi limits +/- 61.9 °
			Backtracking pitch 11.0 m
			Backtracking width 5.17 m
Models used		Near Shadings	User's needs
Transposition Perez		Linear shadings	Unlimited load (grid)
Diffuse Perez, Meteonorm			
Circumsolar separate			
Horizon			
Free Horizon			
Bifacial system			
Model	2D Calculation unlimited trackers		
Bifacial model geometry		Bifacial model definitions	
Tracker Spacing 11.00 m		Ground albedo 0.30	
Tracker width 5.17 m		Bifaciality factor 75 %	
GCR 47.0 %		Rear shading factor 5.0 %	
Axis height above ground 2.10 m		Rear mismatch loss 10.0 %	
		Shed transparent fraction 0.0 %	

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer Jolywood		Manufacturer Sungrow	
Model JW-HD132-N		Model SG350HX-20A-Preliminary	
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power 700 Wp		Unit Nom. Power 320 kWac	
Number of PV modules 324888 units		Number of inverters 593 units	
Nominal (STC) 227.4 MWp		Total power 189760 kWac	
Array #1 - Sottocampo #1			
Number of PV modules 6624 units		Number of inverters 12 units	
Nominal (STC) 4637 kWp		Total power 3840 kWac	
Modules 276 Strings x 24 In series			
At operating cond. (50°C)		Operating voltage 500-1500 V	
Pmpp 4186 kWp		Max. power (=>30°C) 352 kWac	
U mpp 845 V		Phom ratio (DC:AC) 1.21	
I mpp 4958 A			



PVsyst V7.2.16
 VCO, Simulation date:
 26/06/23 11:30
 with v7.2.16

Project: Troia2

Variant: Troia 2 Pitch 11m 700W

Aedes Group Engineering (Italy)

PV Array Characteristics

Array #2 - Sottocampo #2			
Number of PV modules	5400 units	Number of inverters	10 units
Nominal (STC)	3780 kWp	Total power	3200 kWac
Modules	225 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	3413 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	845 V	Max. power (=>30°C)	352 kWac
I mpp	4040 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.18
Array #3 - Sottocampo #3			
Number of PV modules	2184 units	Number of inverters	4 units
Nominal (STC)	1529 kWp	Total power	1280 kWac
Modules	91 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	1380 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	845 V	Max. power (=>30°C)	352 kWac
I mpp	1634 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.19
Array #4 - Sottocampo #4			
Number of PV modules	2424 units	Number of inverters	5 units
Nominal (STC)	1697 kWp	Total power	1600 kWac
Modules	101 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	1532 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	845 V	Max. power (=>30°C)	352 kWac
I mpp	1814 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.06
Array #5 - Sottocampo #5			
Number of PV modules	64176 units	Number of inverters	115 units
Nominal (STC)	44.92 MWp	Total power	36800 kWac
Modules	2674 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	40.56 MWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	845 V	Max. power (=>30°C)	352 kWac
I mpp	48014 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.22
Array #6 - Sottocampo #6			
Number of PV modules	2184 units	Number of inverters	4 units
Nominal (STC)	1529 kWp	Total power	1280 kWac
Modules	91 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	1380 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	845 V	Max. power (=>30°C)	352 kWac
I mpp	1634 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.19
Array #7 - Sottocampo #7			
Number of PV modules	3672 units	Number of inverters	7 units
Nominal (STC)	2570 kWp	Total power	2240 kWac
Modules	153 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	2321 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	845 V	Max. power (=>30°C)	352 kWac
I mpp	2747 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.15



PVsyst V7.2.16

VC0, Simulation date:
26/06/23 11:30
with v7.2.16

Project: Troia2

Variant: Troia 2 Pitch 11m 700W

Aedes Group Engineering (Italy)

PV Array Characteristics

Array #8 - Sottocampo #8			
Number of PV modules	3216 units	Number of inverters	8 units
Nominal (STC)	2251 kWp	Total power	1920 kWac
Modules	134 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	2032 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	845 V	Max. power (=>30°C)	352 kWac
I mpp	2406 A	Phom ratio (DC:AC)	1.17
Array #9 - Sottocampo #9			
Number of PV modules	6144 units	Number of inverters	13 units
Nominal (STC)	4301 kWp	Total power	4160 kWac
Modules	256 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	3883 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	845 V	Max. power (=>30°C)	352 kWac
I mpp	4597 A	Phom ratio (DC:AC)	1.03
Array #10 - Sottocampo #10			
Number of PV modules	4176 units	Number of inverters	9 units
Nominal (STC)	2923 kWp	Total power	2880 kWac
Modules	174 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	2639 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	845 V	Max. power (=>30°C)	352 kWac
I mpp	3124 A	Phom ratio (DC:AC)	1.01
Array #11 - Sottocampo #11			
Number of PV modules	26160 units	Number of inverters	47 units
Nominal (STC)	18.31 MWp	Total power	15040 kWac
Modules	1090 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	16.53 MWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	845 V	Max. power (=>30°C)	352 kWac
I mpp	19572 A	Phom ratio (DC:AC)	1.22
Array #12 - Sottocampo #12			
Number of PV modules	4704 units	Number of inverters	8 units
Nominal (STC)	3293 kWp	Total power	2560 kWac
Modules	196 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	2973 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	845 V	Max. power (=>30°C)	352 kWac
I mpp	3519 A	Phom ratio (DC:AC)	1.29
Array #13 - Sottocampo #13			
Number of PV modules	6480 units	Number of inverters	12 units
Nominal (STC)	4536 kWp	Total power	3840 kWac
Modules	270 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	4095 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	845 V	Max. power (=>30°C)	352 kWac
I mpp	4848 A	Phom ratio (DC:AC)	1.18





PVsyst V7.2.16
 VC0, Simulation date:
 26/06/23 11:30
 with v7.2.16

Project: Troia2
 Variant: Troia 2 Pitch 11m 700W
 Aedes Group Engineering (Italy)

PV Array Characteristics

Array #14 - Sottocampo #14			
Number of PV modules	9048 units	Number of inverters	16 units
Nominal (STC)	6334 kWp	Total power	5120 kWac
Modules	377 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	500-1500 V
Pmpp	5718 kWp	Max. power (=>30°C)	352 kWac
U mpp	845 V	Phom ratio (DC:AC)	1.24
I mpp	6769 A		
Array #15 - Sottocampo #15			
Number of PV modules	21792 units	Number of inverters	43 units
Nominal (STC)	15.25 MWp	Total power	13760 kWac
Modules	908 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	500-1500 V
Pmpp	13.77 MWp	Max. power (=>30°C)	352 kWac
U mpp	845 V	Phom ratio (DC:AC)	1.11
I mpp	16304 A		
Array #16 - Sottocampo #16			
Number of PV modules	3120 units	Number of inverters	6 units
Nominal (STC)	2184 kWp	Total power	1920 kWac
Modules	130 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	500-1500 V
Pmpp	1972 kWp	Max. power (=>30°C)	352 kWac
U mpp	845 V	Phom ratio (DC:AC)	1.14
I mpp	2334 A		
Array #17 - Sottocampo #17			
Number of PV modules	2688 units	Number of inverters	5 units
Nominal (STC)	1882 kWp	Total power	1600 kWac
Modules	112 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	500-1500 V
Pmpp	1699 kWp	Max. power (=>30°C)	352 kWac
U mpp	845 V	Phom ratio (DC:AC)	1.18
I mpp	2011 A		
Array #18 - Sottocampo #18			
Number of PV modules	1464 units	Number of inverters	3 units
Nominal (STC)	1025 kWp	Total power	960 kWac
Modules	61 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	500-1500 V
Pmpp	925 kWp	Max. power (=>30°C)	352 kWac
U mpp	845 V	Phom ratio (DC:AC)	1.07
I mpp	1095 A		
Array #19 - Sottocampo #19			
Number of PV modules	4440 units	Number of inverters	8 units
Nominal (STC)	3108 kWp	Total power	2560 kWac
Modules	185 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	500-1500 V
Pmpp	2806 kWp	Max. power (=>30°C)	352 kWac
U mpp	845 V	Phom ratio (DC:AC)	1.21
I mpp	3322 A		



PVsyst V7.2.16
 VC0, Simulation date:
 26/06/23 11:30
 with v7.2.16

Project: Troia2
 Variant: Troia 2 Pitch 11m 700W
 Aedes Group Engineering (Italy)

PV Array Characteristics

Array #20 - Sottocampo #20			
Number of PV modules	4800 units	Number of inverters	9 units
Nominal (STC)	3360 kWp	Total power	2880 kWac
Modules	200 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	3033 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	845 V	Max. power (=>30°C)	352 kWac
I mpp	3591 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.17
Array #21 - Sottocampo #21			
Number of PV modules	4632 units	Number of inverters	8 units
Nominal (STC)	3242 kWp	Total power	2560 kWac
Modules	193 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	2927 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	845 V	Max. power (=>30°C)	352 kWac
I mpp	3465 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.27
Array #22 - Sottocampo #22			
Number of PV modules	5256 units	Number of inverters	9 units
Nominal (STC)	3679 kWp	Total power	2880 kWac
Modules	219 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	3322 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	845 V	Max. power (=>30°C)	352 kWac
I mpp	3932 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.28
Array #23 - Sottocampo #23			
Number of PV modules	5928 units	Number of inverters	11 units
Nominal (STC)	4150 kWp	Total power	3520 kWac
Modules	247 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	3746 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	845 V	Max. power (=>30°C)	352 kWac
I mpp	4435 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.18
Array #24 - Sottocampo #24			
Number of PV modules	3408 units	Number of inverters	6 units
Nominal (STC)	2386 kWp	Total power	1920 kWac
Modules	142 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	2154 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	845 V	Max. power (=>30°C)	352 kWac
I mpp	2550 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.24
Array #25 - Sottocampo #25			
Number of PV modules	71640 units	Number of inverters	128 units
Nominal (STC)	50.15 MWp	Total power	40960 kWac
Modules	2985 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	45.27 MWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	845 V	Max. power (=>30°C)	352 kWac
I mpp	53598 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.22





PVsyst V7.2.16

VC0, Simulation date:
26/06/23 11:30
with v7.2.16

Project: Troia2

Variant: Troia 2 Pitch 11m 700W

Aedes Group Engineering (Italy)

PV Array Characteristics

Array #26 - Sottocampo #26			
Number of PV modules	8904 units	Number of inverters	16 units
Nominal (STC)	6233 kWp	Total power	5120 kWac
Modules	371 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	5627 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	845 V	Max. power (=>30°C)	352 kWac
I mpp	6662 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.22
Array #27 - Sottocampo #27			
Number of PV modules	9840 units	Number of inverters	17 units
Nominal (STC)	6888 kWp	Total power	5440 kWac
Modules	410 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	6219 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	845 V	Max. power (=>30°C)	352 kWac
I mpp	7362 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.27
Array #28 - Sottocampo #28			
Number of PV modules	10920 units	Number of inverters	20 units
Nominal (STC)	7644 kWp	Total power	6400 kWac
Modules	455 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	6901 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	845 V	Max. power (=>30°C)	352 kWac
I mpp	8170 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.19
Array #29 - Sottocampo #29			
Number of PV modules	16128 units	Number of inverters	30 units
Nominal (STC)	11.29 MWp	Total power	9600 kWac
Modules	672 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	10.19 MWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	845 V	Max. power (=>30°C)	352 kWac
I mpp	12066 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.18
Array #30 - Sottocampo #30			
Number of PV modules	3336 units	Number of inverters	6 units
Nominal (STC)	2335 kWp	Total power	1920 kWac
Modules	139 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	2108 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	845 V	Max. power (=>30°C)	352 kWac
I mpp	2496 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.22
Total PV power			
Nominal (STC)	227422 kWp	Total inverter power	
Total	324888 modules	Total power	189760 kWac
Module area	1009216 m ²	Number of inverters	593 units
Cell area	945619 m ²	Pnom ratio	1.20





PVsyst V7.2.16
 VCO, Simulation date:
 26/06/23 11:30
 with v7.2.16

Project: Troia2

Variant: Troia 2 Pitch 11m 700W

Aedes Group Engineering (Italy)

Array losses

Array Soiling Losses		Thermal Loss factor		Module Quality Loss	
Loss Fraction	1.5 %	Module temperature according to irradiance		Loss Fraction	-0.4 %
		Uc (const)	29.0 W/m²K		
		Uv (wind)	2.0 W/m²K/m/s		
Module mismatch losses		Strings Mismatch loss		Module average degradation	
Loss Fraction	2.0 % at MPP	Loss Fraction	0.1 %	Year no	5
				Loss factor	0.4 %/year
				Mismatch due to degradation	
				Imp RMS dispersion	0.4 %/year
				Vmp RMS dispersion	0.4 %/year
IAM loss factor					
ASHRAE Param.: IAM = 1 - bo (1/cos ² - 1)					
bo Param. 0.05					

DC wiring losses

Global wiring resistance	0.058 mΩ		
Loss Fraction	1.5 % at STC		
Array #1 - Sottocampo #1		Array #2 - Sottocampo #2	
Global array res.	2.9 mΩ	Global array res.	3.5 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
Array #3 - Sottocampo #3		Array #4 - Sottocampo #4	
Global array res.	8.7 mΩ	Global array res.	7.8 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
Array #5 - Sottocampo #5		Array #6 - Sottocampo #6	
Global array res.	0.29 mΩ	Global array res.	8.7 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
Array #7 - Sottocampo #7		Array #8 - Sottocampo #8	
Global array res.	5.1 mΩ	Global array res.	5.9 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
Array #9 - Sottocampo #9		Array #10 - Sottocampo #10	
Global array res.	3.1 mΩ	Global array res.	4.5 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
Array #11 - Sottocampo #11		Array #12 - Sottocampo #12	
Global array res.	0.72 mΩ	Global array res.	4.0 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
Array #13 - Sottocampo #13		Array #14 - Sottocampo #14	
Global array res.	2.9 mΩ	Global array res.	2.1 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
Array #15 - Sottocampo #15		Array #16 - Sottocampo #16	
Global array res.	0.87 mΩ	Global array res.	6.1 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
Array #17 - Sottocampo #17		Array #18 - Sottocampo #18	
Global array res.	7.0 mΩ	Global array res.	13 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
Array #19 - Sottocampo #19		Array #20 - Sottocampo #20	
Global array res.	4.3 mΩ	Global array res.	3.9 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
Array #21 - Sottocampo #21		Array #22 - Sottocampo #22	
Global array res.	4.1 mΩ	Global array res.	3.8 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC





PVsyst V7.2.16
VC0, Simulation date:
26/06/23 11:30
with v7.2.16

Project: Troia2
Variant: Troia 2 Pitch 11m 700W

Aedes Group Engineering (Italy)

DC wiring losses

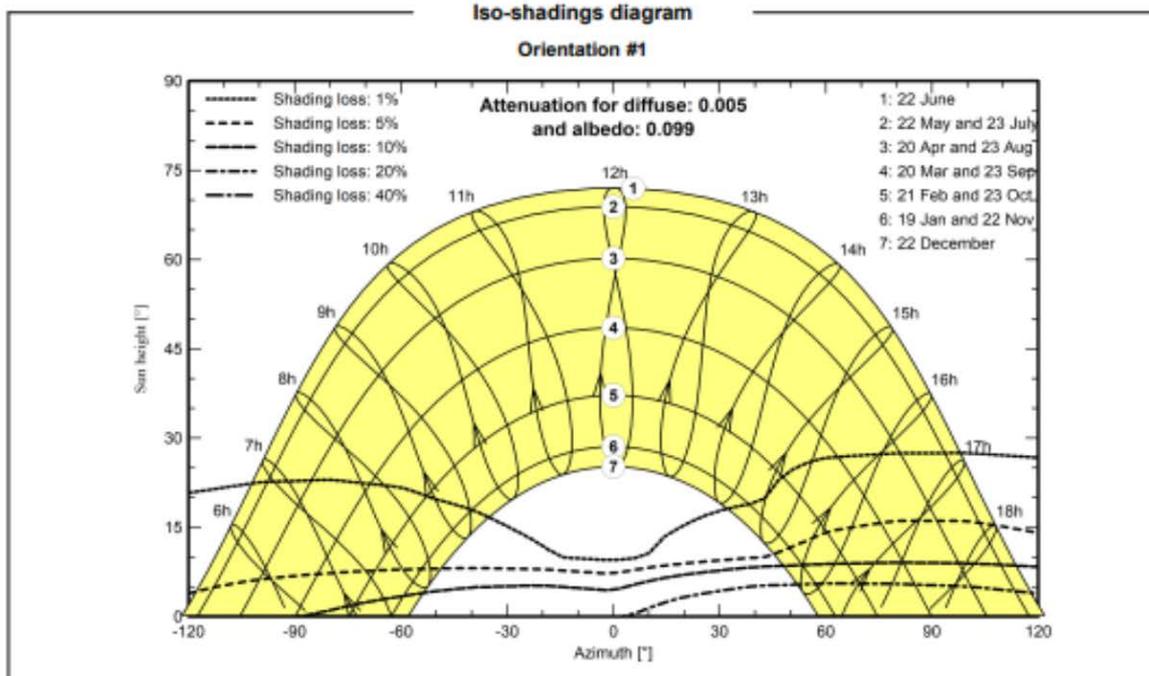
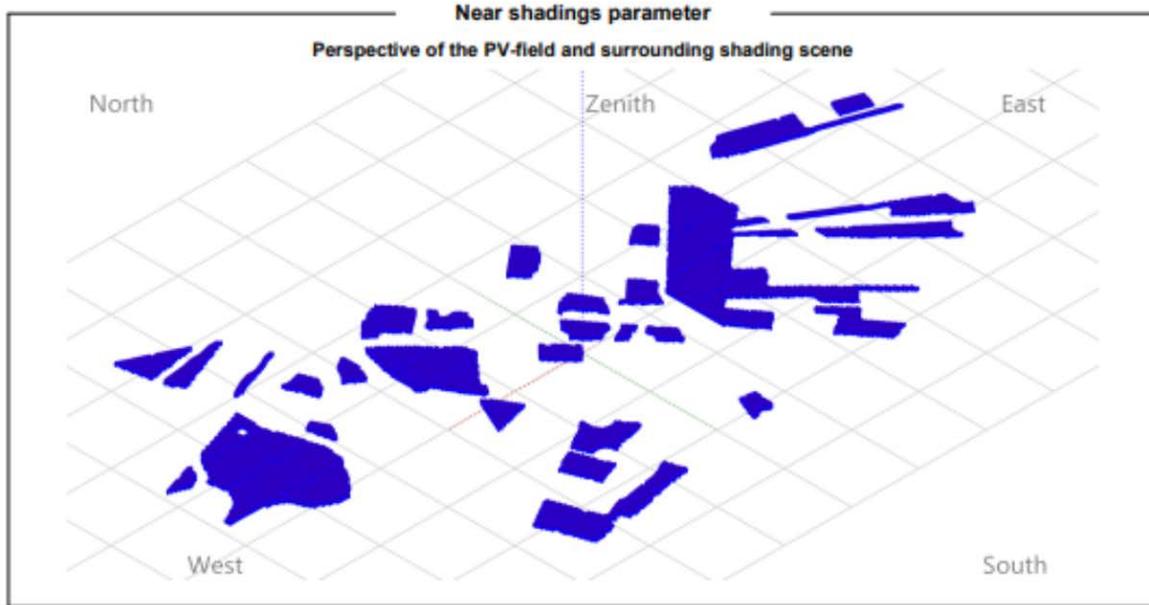
Array #23 - Sottocampo #23		Array #24 - Sottocampo #24	
Global array res.	3.2 mΩ	Global array res.	5.5 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
Array #25 - Sottocampo #25		Array #26 - Sottocampo #26	
Global array res.	0.26 mΩ	Global array res.	2.1 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
Array #27 - Sottocampo #27		Array #28 - Sottocampo #28	
Global array res.	1.9 mΩ	Global array res.	1.7 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
Array #29 - Sottocampo #29		Array #30 - Sottocampo #30	
Global array res.	1.2 mΩ	Global array res.	5.7 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC





PVsyst V7.2.16
VC0, Simulation date:
26/06/23 11:30
with v7.2.16

Project: Troia2
Variant: Troia 2 Pitch 11m 700W
Aedes Group Engineering (Italy)





PVsyst V7.2.16
 VCO, Simulation date:
 26/06/23 11:30
 with v7.2.16

Project: Troia2

Variant: Troia 2 Pitch 11m 700W

Aedes Group Engineering (Italy)

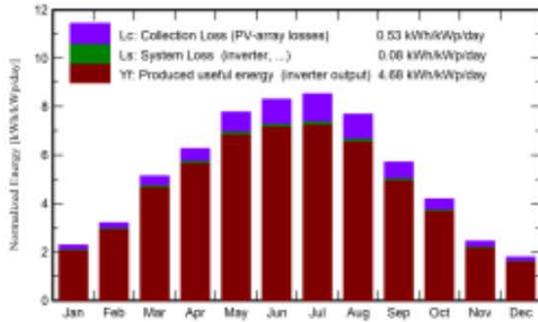
Main results

System Production

Produced Energy 388 GWh/year

Specific production 1707 kWh/kWp/year
 Performance Ratio PR 88.35 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray GWh	E_Grid GWh	PR ratio
January	55.1	24.68	7.82	71.1	65.5	15.04	14.77	0.914
February	71.6	36.73	8.32	89.7	83.5	19.20	18.87	0.925
March	122.7	50.85	11.31	159.4	150.7	33.73	33.16	0.914
April	150.6	68.91	14.27	188.1	179.1	39.54	38.87	0.909
May	188.9	78.42	19.65	241.1	230.6	49.40	48.56	0.886
June	197.7	80.51	24.45	249.1	238.8	50.00	49.14	0.867
July	207.1	79.73	27.40	264.5	253.5	52.34	51.44	0.855
August	186.0	75.76	27.07	238.5	228.2	47.34	46.52	0.858
September	134.5	54.11	21.68	171.4	162.8	34.61	34.01	0.873
October	100.7	44.37	17.72	130.0	121.7	26.70	26.24	0.888
November	58.4	32.38	12.61	73.5	67.8	15.37	15.10	0.903
December	45.6	27.29	8.97	55.7	50.9	11.74	11.53	0.911
Year	1518.7	653.74	16.83	1932.0	1833.1	395.00	388.20	0.884

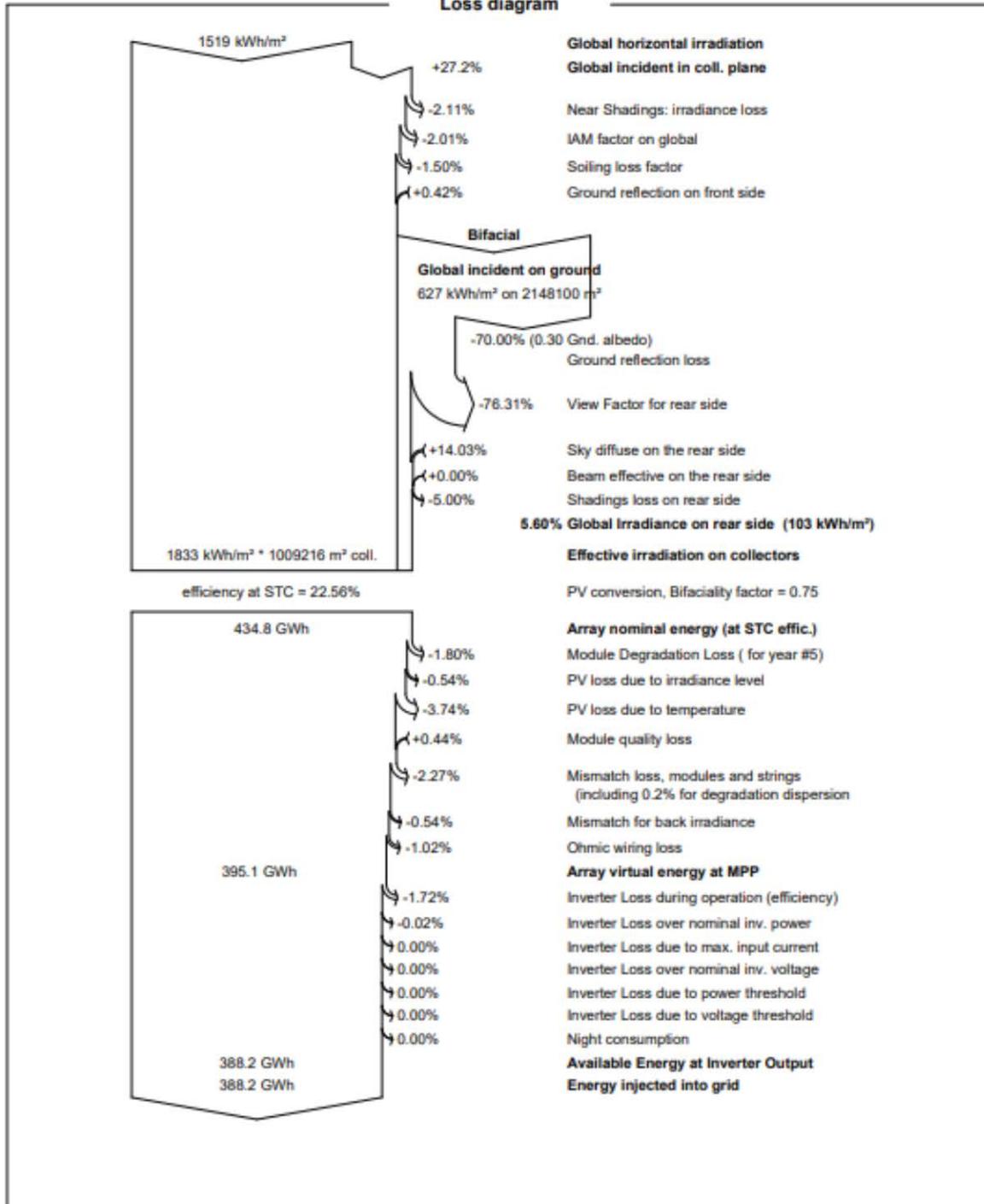
Legends

- 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 V7.2.16
 VCO, Simulation date:
 26/06/23 11:30
 with v7.2.16

Loss diagram

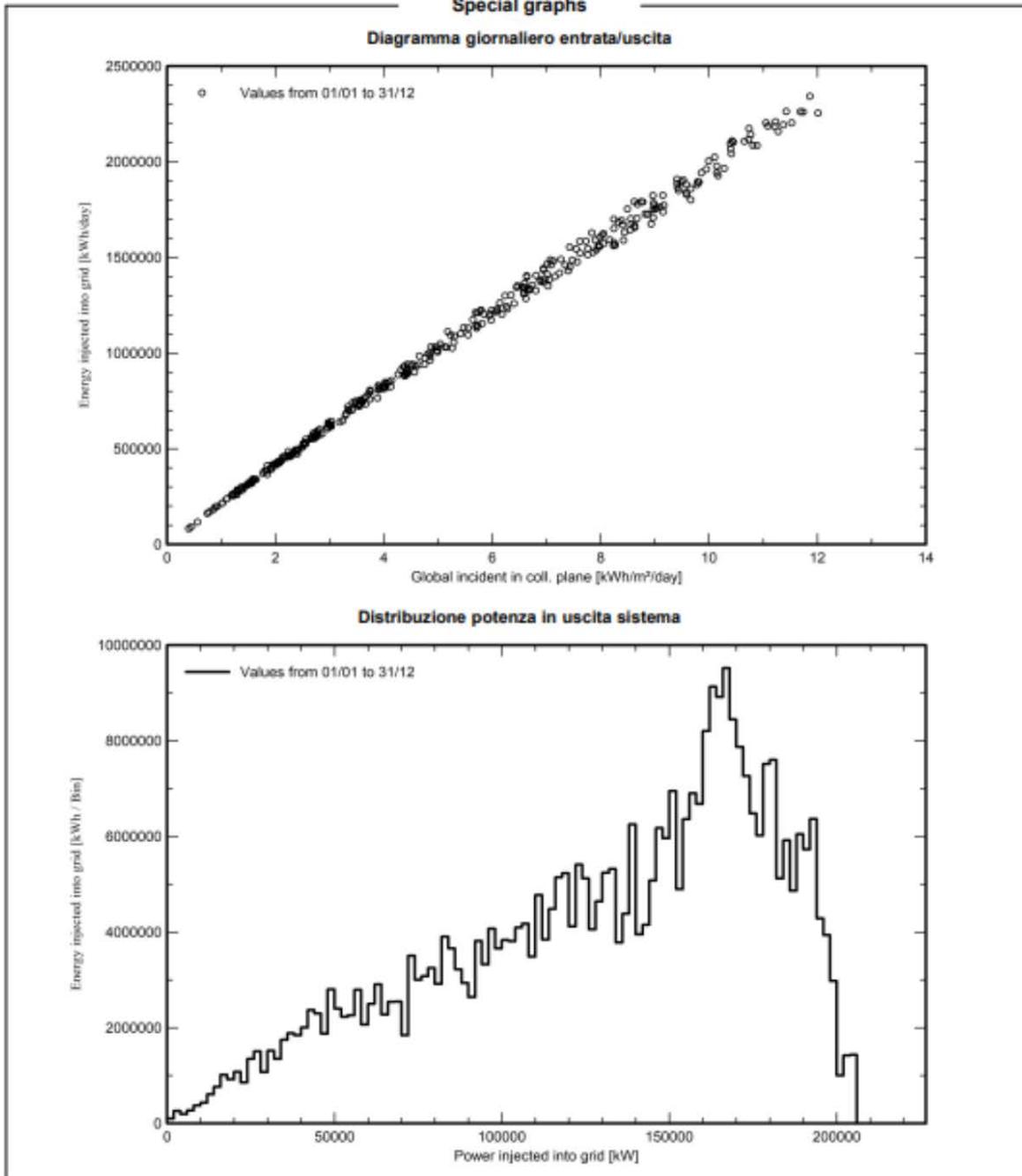




PVsyst V7.2.16
VCO, Simulation date:
26/06/23 11:30
with v7.2.16

Project: Troia2
Variant: Troia 2 Pitch 11m 700W
Aedes Group Engineering (Italy)

Special graphs



3.16 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 (considerato l'assetto con siepi olivicole), **374.114.887,44 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	69.959
TEP risparmiate in 30 anni	1.918.479

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

CO2 evitata	t/anno
Emissioni CO2 evitate	116.723

Inoltre, l'impianto consente 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 **69.959 tep/anno**
- emissioni di CO₂ evitate **116.723 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.