



REGIONE
LAZIO

COMUNE DI CELLERE (VT)

Progettazione della Centrale Solare "Energia dell'olio " da 88.200 kWp



Proponente: **PACIFICO**

Pacifico Berillo s.r.l.

Piazza Walther-von-der-Vogelweide,8 - 39100 (BZ)

Investitore agricolo
superintensivo :

OXY CAPITAL
ADVISORS

OXY CAPITAL ADVISORS S.R.L.

Via A. Bertani, 6 - 20154 Milano - Italia

Partner:



Titolo: Relazione tecnica generale - C.03

N° Elaborato: 36

**Progetto dell'inserimento paesaggistico
e mitigazione**

Progettista:

Agr. Fabrizio Cembalo Sambiase
Arch. Alessandro Visalli

Collaboratori:

Urb. Patrizia Ruggiero
Arch. Anna Manzo

Coordinamento:

Arc. Riccardo Festa

Progettazione elettrica e civile

Progettista:

Ing. Rolando Roberto
Ing. Marco Balzano

Collaboratori:

Ing. Simone Bonacini
Ing. Giselle Roberto

Progettazione oliveto superintensivo

Progettista:

Agr. Giuseppe Rutigliano

Consulenza geologia

Geol. Gaetano Ciccarelli

Consulenza archeologia

Archeol. Concetta Claudia Costa

Consulenza irrigazione

Ing. Salvatore Scicchitano



Progettazione:

**progetto
verde**
studio di architettura del paesaggio

AEDES GROUP
ENGINEERING

**MARE
RINNOVABILI**

Cod: PR_01

Tipo di progetto:

- ☐ RILIEVO
☐ PRELIMINARE
☒ DEFINITIVO
☐ ESECUTIVO

Rev.	descrizione	data	formato	elaborato da	controllato da	approvato da
00		Novembre 2021	A4	Rolando Roberto	Simone Bonacini	Rolando Roberto
01		Aprile 2023	A4	Rolando Roberto	Simone Bonacini	Rolando Roberto
02	Risposte pareri osservazioni	Novembre 2023	A4	Rolando Roberto	Simone Bonacini	Rolando Roberto
03						

Sommario

1	OBIETTIVI DI PROGETTO.....	3
1-1	Collocazione dell'opera.....	4
1-2	Analisi delle soluzioni tecniche	5
2	NORMATIVA DI RIFERIMENTO	9
3	PROGETTO DELLA CENTRALE FOTOVOLTAICA	13
3-1	Inquadramento generale	14
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.....	24
3-5-1-1	Ambiente di installazione.....	27
3-6	Sotto-cabine MT.....	29
3-7	Area di raccolta cabine MT.....	30
3-8	Stazione Elettrica utente ed Opere di rete.....	32
3-8-1-1	Stazione Elettrica Utente	32
3-8-1-2	Opere di Rete	35
3-9	Linee Elettriche.....	36
3-9-1-1	Tubi protettivi e canalizzazioni	38
3-9-1-2	Verifiche tipologie di linee	39
3-9-1-3	Spostamento linea BT esistente.....	45
3-10	Impianto di messa a terra e sistemi di protezione.....	47
3-10-1-1	Generalità.....	47
3-10-1-2	Conduttori di protezione	47
3-11	Misure di protezione contro i contatti diretti	48
3-12	Misure di protezione contro i contatti indiretti	48
3-13	Protezione delle condutture.....	49
3-14	Producibilità impianto.....	49

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 1 / 66
--	-------------------	---------------

3-15	Benefici ambientali.....	62
4	SICUREZZA ELETTRICA, VERIFICHE E COLLAUDI.....	63
4-1	Sicurezza elettrica.....	64
4-2	Verifiche finali, collaudi e prove strumentali	64
4-3	Documentazione tecnica.....	66

1 OBIETTIVI DI PROGETTO

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 3 / 66
--	-------------------	---------------

Pacifico Berillo S.r.l. intende proporre la realizzazione di un impianto fotovoltaico da ubicarsi in Cellere (VT), localizzazione 42°29'44.79"N, 11°42'34.83"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 fotovoltaico di potenza di picco pari a 88.200 kWp costituito da 126.000 moduli fotovoltaici in silicio cristallino.

In campo saranno installati n. 247 inverter di stringa di potenza nominale 320 kW.

L'impianto sarà esercito in parallelo alla rete elettrica nazionale di TERNA, il collegamento sarà da effettuarsi in antenna in alta tensione (AT) a 150 kV con una potenza massima in immissione pari a 79.040 kW. L'intera produzione sarà immessa in rete e venduta secondo le modalità previste dal mercato libero dell'energia.

Pur trattandosi di un unico progetto, ai fini della connessione alla rete si è considerata la progettazione due impianti regolati da due distinte STMG relative, pertanto, a due codici di rintracciabilità differenti. Saranno quindi realizzate due cabine di raccolta indipendenti da cui partiranno due cavidotti MT verso nuova Stazione Elettrica. Si noti pertanto che gli elettrodotti a progetto che interconnettono il sito al punto di consegna proposto da TERNA insisteranno per lo più nel medesimo percorso interrato, come meglio descritto negli elaborati grafici.

1-1 Collocazione dell'opera

La progettazione di un generatore fotovoltaico destinato alla produzione e vendita di energia in regime di grid-parity, ovvero in assenza di incentivi per la realizzazione dell'investimento o la commercializzazione dell'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.

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 4 / 66
--	-------------------	---------------

Per individuare il luogo di installazione della nuova centrale fotovoltaica 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;
- selezione di terreni non destinati a coltivazioni agricole di pregio;
- 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 generatore FV (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.

Il principio progettuale seguito è quello di massimizzare la captazione della radiazione solare annua disponibile. Nella generalità dei casi, il generatore fotovoltaico deve essere esposto alla luce solare in modo ottimale, scegliendo prioritariamente l'orientamento a sud ed evitando fenomeni di ombreggiamento. In

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 5 / 66
--	-------------------	---------------

funzione degli eventuali vincoli sono comunque adottati orientamenti diversi e sono ammessi fenomeni di ombreggiamento, purché adeguatamente valutati.

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. 3 macro piastre** afferenti a diversi lotti di terreno in disponibilità del proponente. Tali aree risultano prevalentemente pianeggianti mentre alcune zone presentano delle acclività più marcate.

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



Figura 1a - Inseguitore mono-assiale tipo

L'impianto non accede ad alcun incentivo nazionale per il sostegno delle fonti rinnovabili, anche in considerazione della proibizione di legge contenuta nel art. 65 del D.L. 24 gennaio 2012 n.1, convertito con

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 6 / 66
--	-------------------	---------------

legge 24 marzo 2012, n.27 ad accedere agli incentivi per impianti ubicati in aree agricole. La sua remunerazione è dunque interamente affidata al prezzo di vendita dell'energia prodotta sul libero mercato.

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

- la produzione energetica da fonte rinnovabile con riduzione dell'impatto ambientale rispetto ad una produzione energetica da combustibili fossili;
- le soluzioni tecniche applicative compatibili con le esigenze di tutela ambientale;
- la riduzione dell'occupazione del suolo per mezzo di componenti di ultima generazione al fine di massimizzare la densità di produzione energetica;
- nessun contributo derivante da componenti tariffarie di bolletta elettrica sarà utilizzato nell'esercizio commerciale.

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

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.

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 7 / 66
--	-------------------	---------------

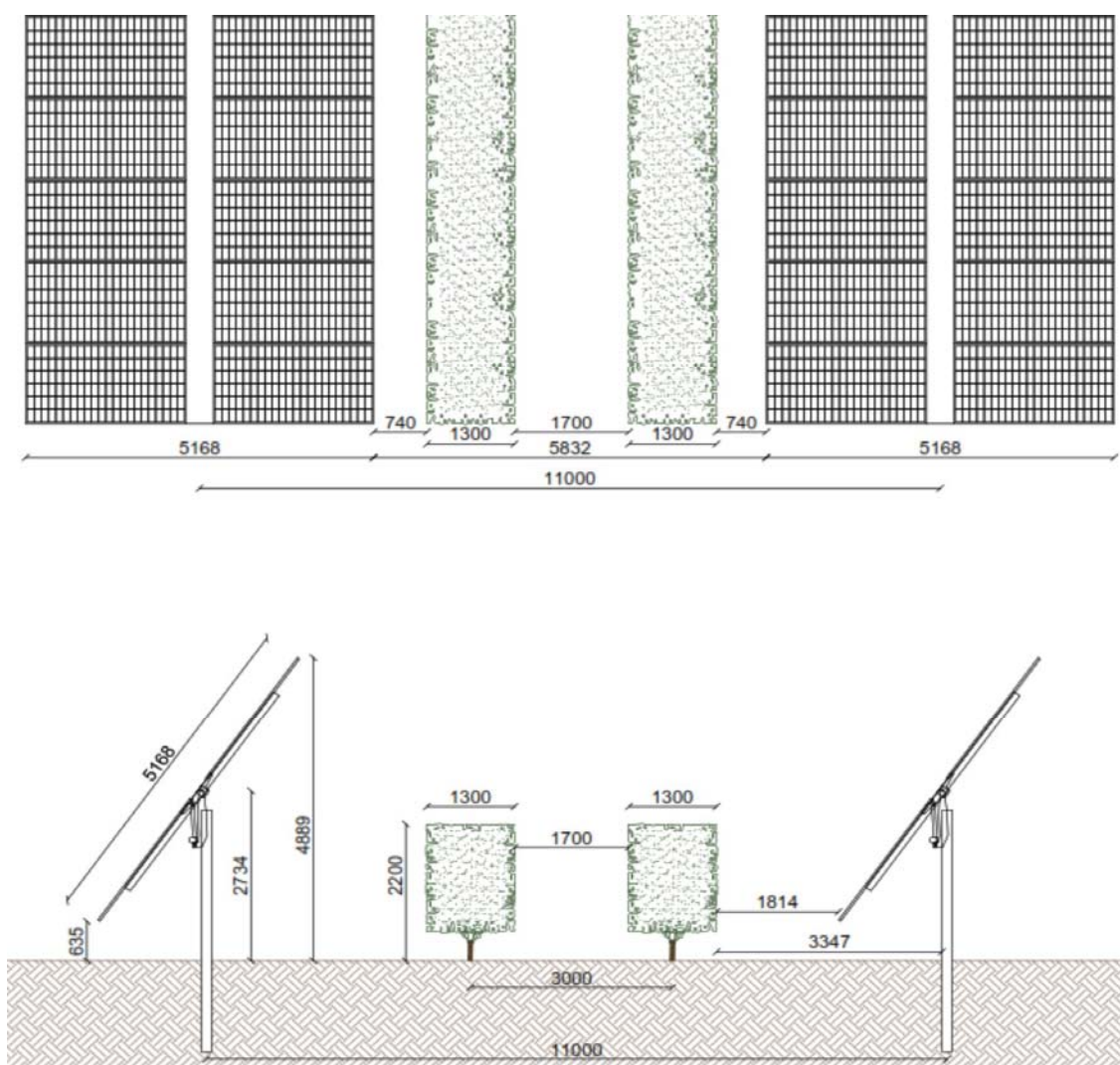


Figura 1b - particolare impianto agrofotovoltaico

2 NORMATIVA DI RIFERIMENTO

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 9 / 66
--	-------------------	---------------

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;

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 10 / 66
--	-------------------	----------------

- 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 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;

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 11 / 66
--	-------------------	----------------

- 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.

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 12 / 66
--	-------------------	----------------

3 PROGETTO DELLA CENTRALE FOTOVOLTAICA

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 13 / 66
--	-------------------	----------------

3-1 Inquadramento generale

La centrale fotovoltaica, di potenza di picco pari a 88.200 kWp, sarà ubicata nel Comune di *Cellere* in provincia di Viterbo (VT). Il soggetto proponente è la società Pacifico Berillo S.r.l. (C.F./P.IVA: 03114050218). E' prevista l'installazione a terra di moduli fotovoltaici in silicio cristallino della potenza specifica di 700 Wp. La superficie riporta un'estensione totale pari a **143 ha** attualmente a destinazione agricola.

Pur trattandosi di un unico progetto, ai fini della connessione alla rete si è operato attraverso due richieste di connessione separate regolate da due distinte STMG. Saranno quindi realizzate due cabine di raccolta indipendenti da cui partiranno due cavidotti MT verso nuova Stazione Elettrica.

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

Comune	Cellere (VT)
Latitudine	42°29'44.79"N
Longitudine	11°42'34.83"E
Zona altimetrica	Pianura
Zona climatica	D
GG convenzionali	2.031
Aree di progetto (ha)	143

Tabella 1 - Dati geografici e climatici della località

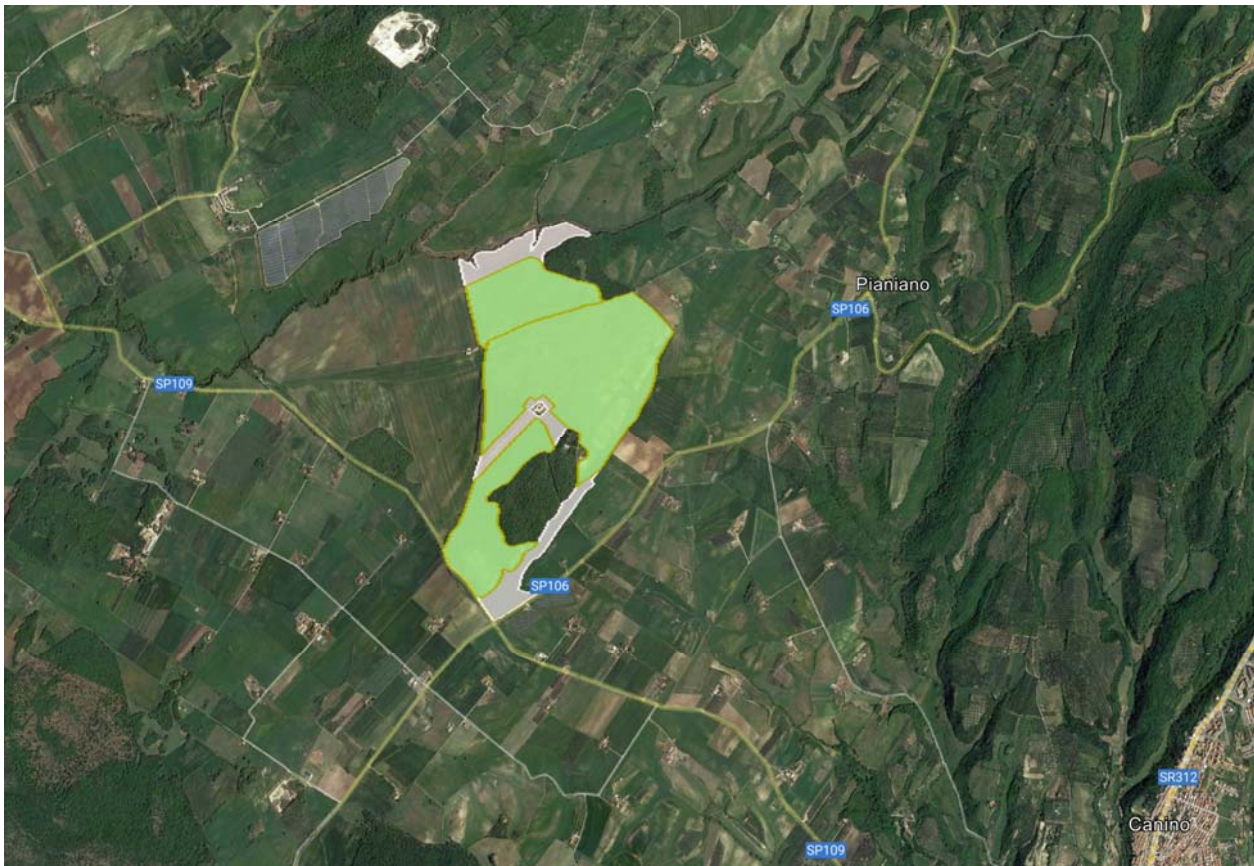


Figura 2- Foto satellitare: localizzazione del sito

La centrale fotovoltaica in oggetto sarà composta sostanzialmente da tre componenti 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 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. 5 sotto-piastre come definito in Tabella 2.

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 15 / 66
--	-------------------	----------------

Piastra	Tipologia struttura	n. Strutture		n. moduli		Potenza DC (kWp)	
1	TR_2P_12X700	155	496	3.720	29.400	2.604	20.580
	TR_2P_24X700	147		7.056		4.939	
	TR_2P_48X700	194		18.624		13.037	
2a	TR_2P_12X700	235	903	5.640	65.016	3.948	45.511
	TR_2P_24X700	99		4.752		3.326	
	TR_2P_48X700	569		54.624		38.237	
2b	TR_2P_12X700	6	23	144	1.440	101	1.008
	TR_2P_24X700	7		336		235	
	TR_2P_48X700	10		960		672	
3a	TR_2P_12X700	38	235	912	17.568	638	12.298
	TR_2P_24X700	47		2.256		1.579	
	TR_2P_48X700	150		14.400		10.080	
3b	TR_2P_12X700	48	186	1.152	12.576	806	8.803
	TR_2P_24X700	38		1.824		1.277	
	TR_2P_48X700	100		9.600		6.720	
TOT		1.843		126.000		88.200	

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 (150/30 kV) per l'elevazione al livello di tensione della connessione alla rete nazionale.

La Soluzione Tecnica Minima Generale elaborata prevede che la centrale venga collegata in antenna a 150kV su una nuova Stazione Elettrica (SE) di smistamento a 150 kV della RTN da inserire in future linee a

150 kV della RTN “CP Canino – Toscana” e “Toscana – Arlena”, previste da Piano di Sviluppo Terna, previa realizzazione del potenziamento/rifacimento della linea RTN a 150 kV “CP Canino – Montalto”.

La realizzazione della stazione di consegna (SSE Utente) è prevista nel comune di Toscana (VT), come da indicazioni condivise con l’ufficio tecnico di Terna SpA.

L’area individuata è identificata al N.C.T. di Toscana nel foglio di mappa **42 particelle 44, 45 e 46** come rappresentato nella tavola allegata.

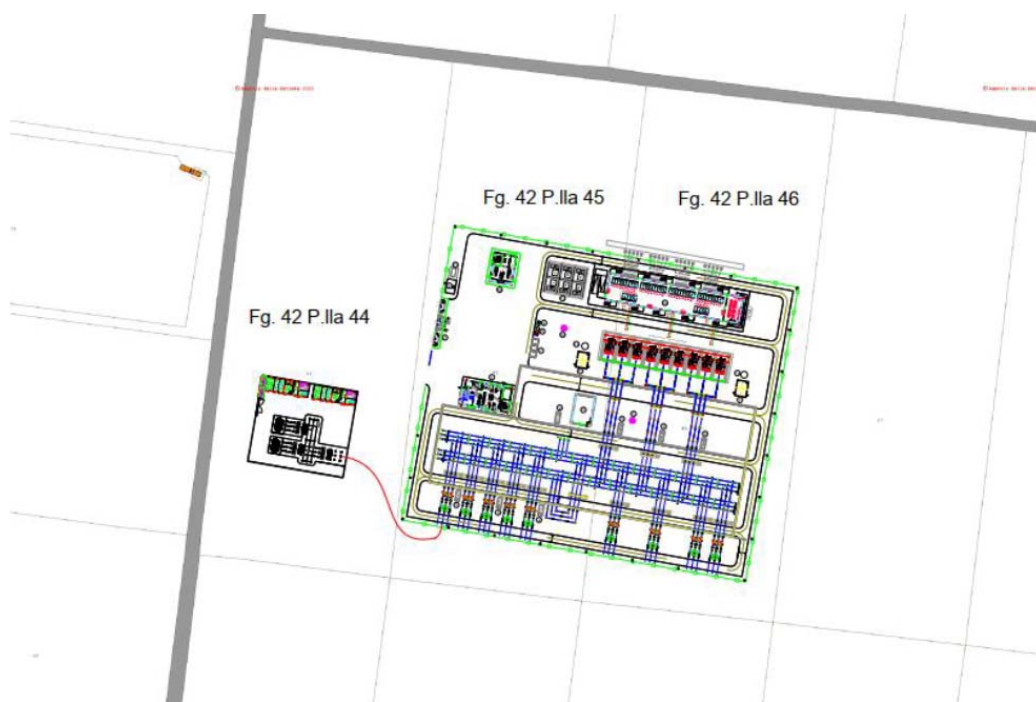


Figura 3- Localizzazione nuova SE e ubicazione stazione elevazione AT/MT

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

La rete di raccolta sarà così realizzata: nella cabina di raccolta R1 confluiranno 13 cabine inverter/trasformatore MT/BT, nella cabina di raccolta R2 confluiranno invece le restanti 5 cabine inverter/trasformatore. Entrambe le cabine di raccolta saranno collegate alla medesima stazione di elevazione AT/MT afferenti a due trasformatori separati.

Piastra	Cabine	Cabina Raccolta	Tipologia struttura	n. Strutture	n. moduli	Potenza DC (kWp)
1	4 X 6 MW	R1	TR_2P_12X700	155	3.720	20.580
			TR_2P_24X700	147	7.056	
			TR_2P_48X700	194	18.624	
2a	9 x 6 MW		TR_2P_12X700	235	5.640	45.511
			TR_2P_24X700	99	4.752	
			TR_2P_48X700	569	54.624	
2b			TR_2P_12X700	6	144	1.008
			TR_2P_24X700	7	336	
			TR_2P_48X700	10	960	
3a	2 X 6 MW 1 X 4 MW	R2	TR_2P_12X700	38	912	12.298
			TR_2P_24X700	47	2.256	
			TR_2P_48X700	150	14.400	
3b	1 X 6 MW 1 X 4 MW		TR_2P_12X700	48	1.152	8.803
			TR_2P_24X700	38	1.824	
			TR_2P_48X700	100	9.600	
TOT	18			1.843	126.000	88.200

Tabella 3 – Suddivisione piastre-cabine

I moduli fotovoltaici che saranno presi in considerazione saranno composti da celle in silicio cristallino ad alta efficienza. I moduli 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 4- Particolare schema di suddivisione stringhe area centrale 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.

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 19 / 66
--	-------------------	----------------

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. 247**.

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

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 20 / 66
--	-------------------	----------------

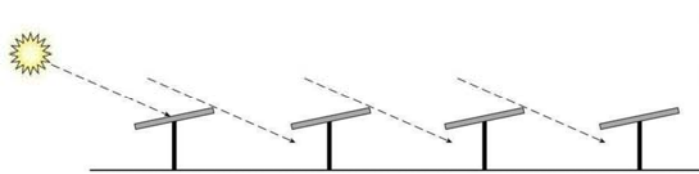
integrare l'aspetto agricolo alla produzione di energia elettrica si noterà che gli ombreggiamenti variabili sul terreno dovuti alla traslazione dei moduli oltre che l'altezza dei moduli stessi favoriranno eventuali coltivazioni in sito. Infine, le strutture relativamente leggere potranno essere semplicemente 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 del tipo ad inseguitore monoassiale. La massimizzazione degli spazi a disposizione e della produttività è frutto del posizionamento dei moduli, che saranno 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 garantisce un angolo di tilt variabile nel corso 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 16 m lineari, ospitante 24 moduli fotovoltaici;
- tipologia da circa 32 m lineari, ospitante 48 moduli fotovoltaici.
- tipologia da circa 64 m lineari, ospitante 96 moduli fotovoltaici.

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.

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 21 / 66
--	-------------------	----------------

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 50 m avrà indicativamente n°4 attuatori, con un fattore di contemporaneità di esercizio pari a 0,5.



Figura 5a - Particolare strutture ad inseguimento ed attuatore

3-4 Moduli fotovoltaici

Il generatore fotovoltaico sarà realizzato con **n. 126.000 moduli** da 700 Wp cadauno marca Joliwood modello JW-HD132N o similare.

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

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 22 / 66
--	-------------------	----------------

Electrical Properties STC*						
Testing Condition	Front Side	Front Side	Front Side	Front Side	Front Side	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%

Electrical Properties NOCT*						
Testing Condition	Front Side	Front Side	Front Side	Front Side	Front Side	Front Side
Peak Power (Pmax) (W)	511	514	518	522	526	530
MPP Voltage (Vmp) (V)	36.2	36.4	36.6	36.7	36.9	37.0
MPP Current (Imp) (A)	14.11	14.14	14.17	14.21	14.24	14.29
Open Circuit Voltage (Voc) (V)	44.2	44.3	44.5	44.7	44.9	45.0
Short Circuit Current (Isc) (A)	14.97	15.01	15.05	15.09	15.13	15.17

*NOCT: Irradiance at 800 W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s

Operating Properties	
Operating Temperature (°C)	-40°C ~ +85°C
Maximum System Voltage (V)	1500V (IEC)
Maximum Series Fuse Rating (A)	30
Power Tolerance	0 ~ +5W
Bifaciality*	75%

*Bifaciality = $\frac{P_{maxrear}(STC)}{P_{maxfront}(STC)}$, Bifaciality tolerance: ±5%

Temperature Coefficient	
Temperature Coefficient of Pmax*	-0.320%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.260%/°C
Temperature Coefficient of Isc	+0.046%/°C
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	42±2°C

*Temperature Coefficient of Pmax ±0.03%/°C

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.

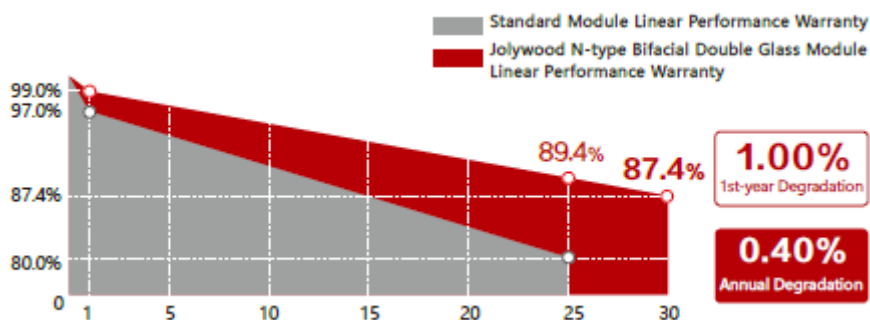


Figura 6- Grafico performance moduli

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

*Heat strengthened glass
*Cable length can be customized

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. 247 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.

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 25 / 66
--	-------------------	----------------

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 % I _n
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.

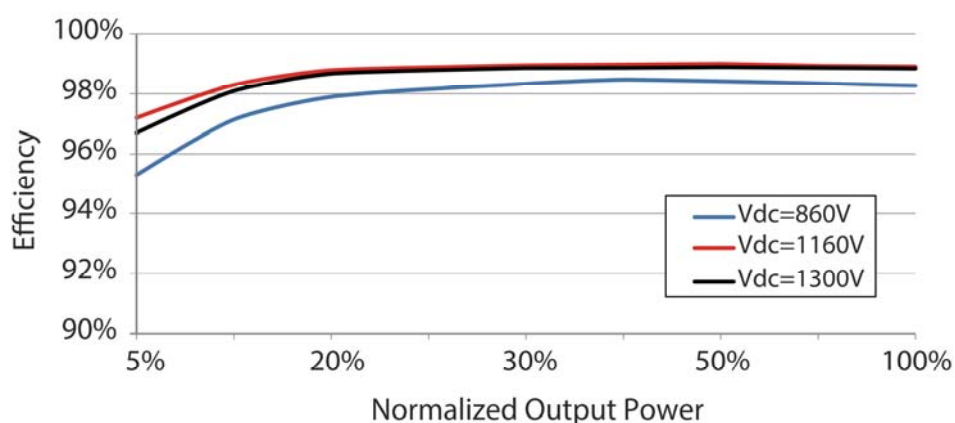
Al fine di agevolare al massimo il cablaggio ottimizzando i tempi di posa, riducendo le possibilità di errore e al fine di agevolare le attività manutentive, la lunghezza delle stringhe è stata accuratamente valutata in concerto con le caratteristiche elettriche dei convertitori ed in funzione della 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.

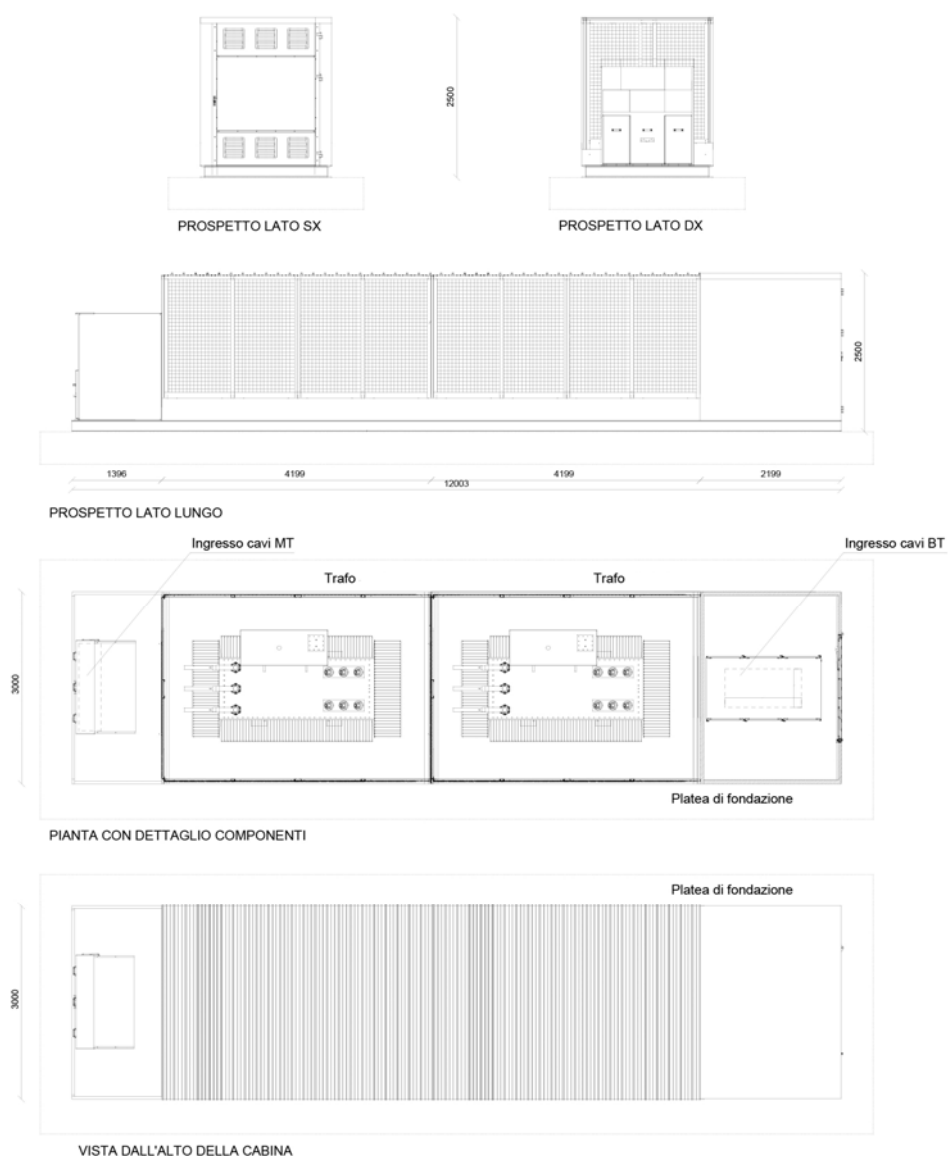


Figura 8- Cabina tipo MT/BT

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 raffrescamento 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.

Dalla prima cabina R1 di raccolta partirà la linea dorsale in media tensione di lunghezza pari a circa **13.233 m** diretta verso la nuova SE, mentre dalla seconda cabina di raccolta R2 partirà una dorsale di lunghezza pari a circa **12.597 m** diretta verso la nuova SE.

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 30 / 66
--	-------------------	----------------

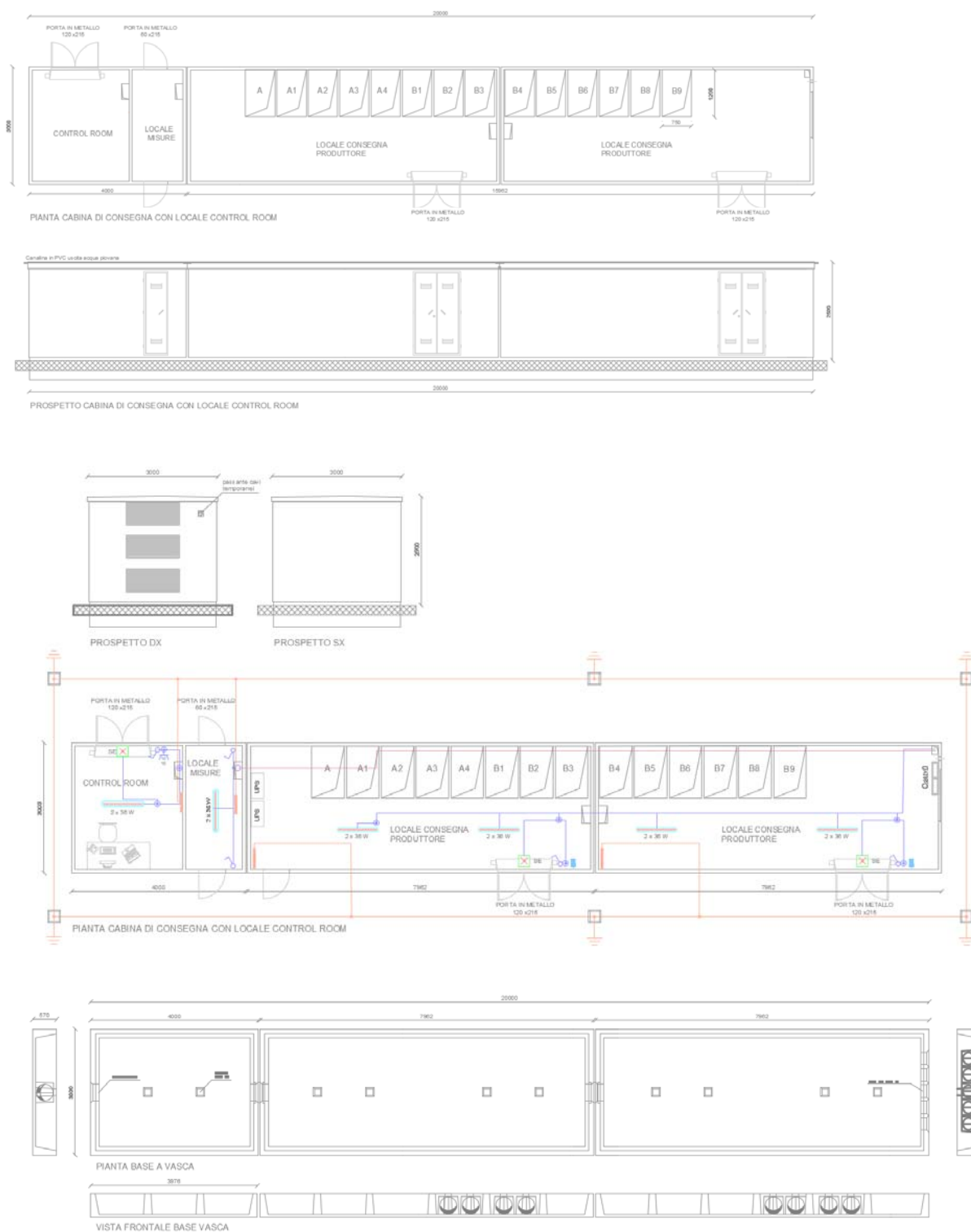


Figura 9 - Cabina di raccolta R1 e control room

3-8 Stazione Elettrica utente ed Opere di rete

3-8-1-1 Stazione Elettrica Utente

La Soluzione Tecnica Minima Generale elaborata prevede che la centrale venga collegata in antenna a 150kV su una nuova Stazione Elettrica (SE) di smistamento a 150 kV della RTN da inserire in future linee a 150 kV della RTN "CP Canino – Toscana" e "Toscana – Arlena", previste da Piano di Sviluppo Terna, previa realizzazione del potenziamento/rifacimento della linea RTN a 150 kV "CP Canino – Montalto".

La realizzazione della stazione di consegna (SSE Utente) è prevista nel comune di Toscana (VT), come da indicazioni condivise con l'ufficio tecnico di Terna SpA.

L'area individuata è identificata al N.C.T. di Toscana nel foglio di mappa **42 particelle 44, 45 e 46** come rappresentato nella tavola allegata.

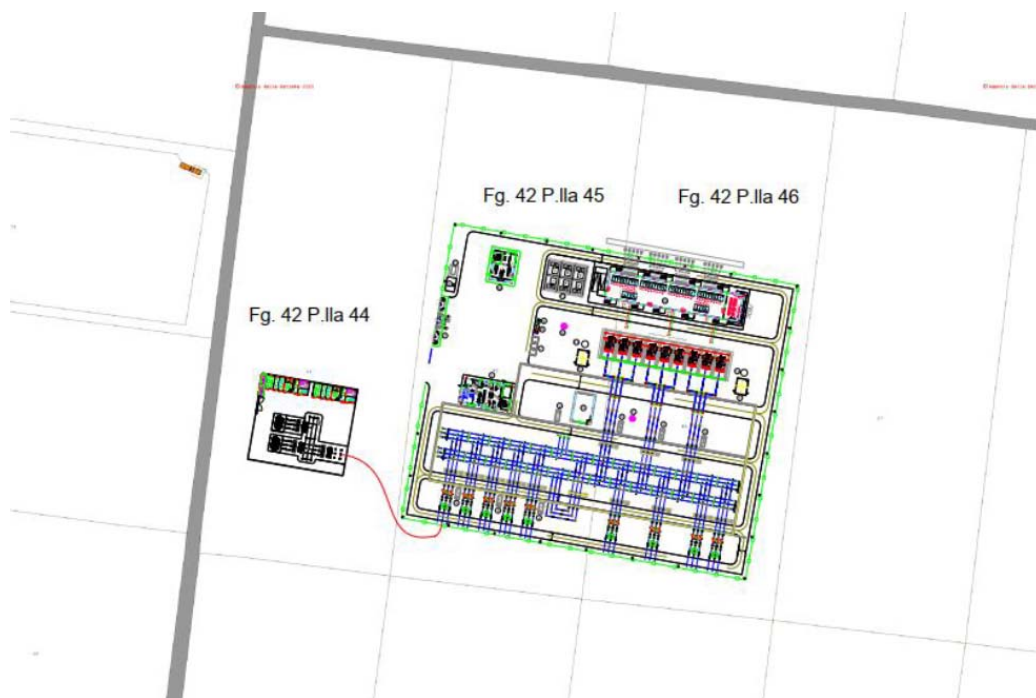


Figura 10 - nuova SE e ubicazione stazione elevazione AT/MT

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.

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 32 / 66
--	-------------------	----------------

La sezione in alta tensione a 150 kV è composta da due stalli di trasformazione (uno per ciascun produttore) MONTANTE TR e da una terna di sbarre per eseguire il parallelo elettrico. Infine, a valle del parallelo sarà realizzato uno stallo con protezioni e linea di partenza linea in cavo, con apparati di misura e protezione (TV e TA) MONTANTE LINEA. Il sezionatore generale, la protezione di linea, organi di misura gestione e controllo saranno in comunicazione. All'interno dell'area recintata della sottostazione elettrica sarà ubicato un fabbricato suddiviso in vari locali che a seconda dell'utilizzo ospiteranno i quadri MT, gli impianti BT e di controllo, gli apparecchi di misura, il magazzino, i servizi igienici, ecc

La connessione tra la sottostazione utente e la stazione Terna avverrà mediante raccordo in cavo 150 kV interrato. Nella scelta dell'ubicazione della sottostazione utente e quindi del tracciato del raccordo AT si è cercato di ridurre al minimo le eventuali interferenze con altri produttori.

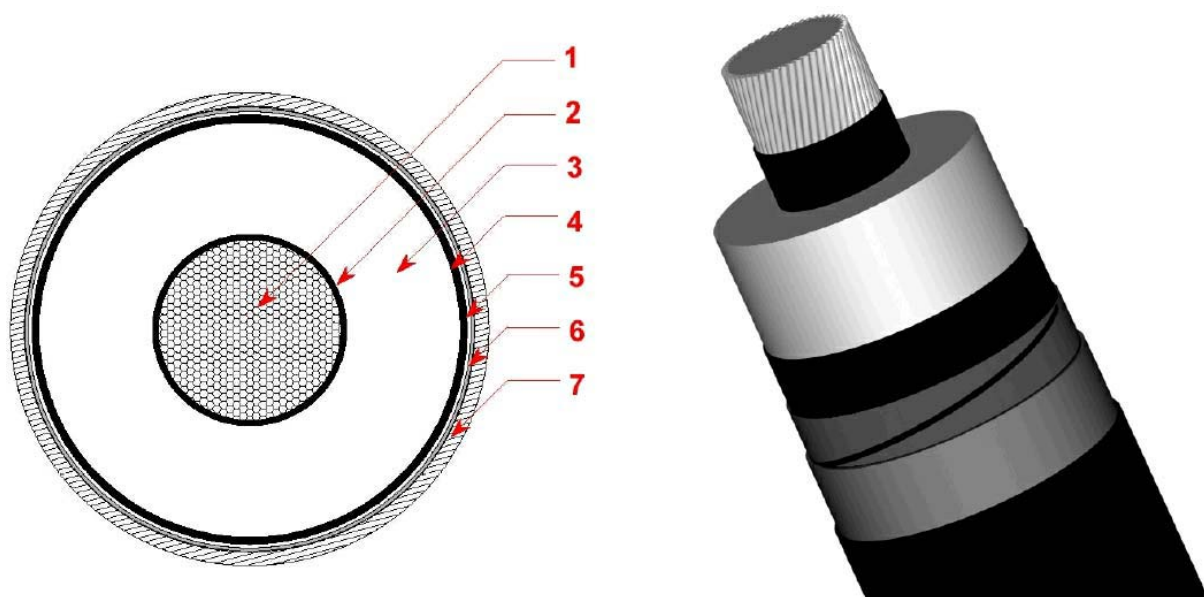
Il trasformatore trifase in olio per trasmissione in alta tensione, con tensione primaria 150 KV e secondaria 30 kV, è costruito secondo le norme CEI 14-4, con nuclei magnetici a lamierini al Fe e Si a cristalli orientati a bassa cifra di perdita ed elevata permeabilità. I nuclei sono realizzati a sezione gradinata con giunti a 45° e montati a strati sfalsati (esecuzione step lap) per assicurare una riduzione delle perdite a vuoto ed un migliore controllo del livello di rumore.

La connessione tra la sottostazione utente e la stazione Terna avverrà mediante raccordo in cavo 150 kV interrato.

Nella scelta dell'ubicazione della sottostazione utente e quindi del tracciato del raccordo AT si è cercato di ridurre al minimo le eventuali interferenze con altri produttori.

Ciascun cavo d'energia a 150 kV sarà costituito da un conduttore in alluminio compatto di sezione indicativa pari a circa 1200 mm² tamponato (1), schermo semiconduttivo sul conduttore (2), isolamento in polietilene reticolato (XLPE) (3), schermo semiconduttivo sull'isolamento (4), nastri in materiale igroespandente (5), guaina in alluminio longitudinalmente saldata (6), rivestimento in politene con grafitatura esterna (7).

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 33 / 66
--	-------------------	----------------



1	Conduttore compatto di Alluminio
2	Schermo del conduttore (Strato semiconduttivo interno)
3	Isolante
4	Schermo dell'isolante (Strato semiconduttivo esterno)
5	Barriera igroscopica
6	Schermo metallico
7	Guaina esterna termoplastica

Figura 11- Tipologia cavo AT

Il cavidotto AT interrato avrà le seguenti caratteristiche generali:

- Tensione nominale d'isolamento (U_0/U) kV 87/150
- Tensione massima permanente di esercizio (U_m) kV 170
- Norme di rispondenza IEC 60840
- Sezione 1200 mm² (per potenze fino a 300 MW)
- Conduttore: rame
- Isolante: XLPE
- Schermo in alluminio

- Guaina: PE

Ulteriori dettagli sono contenuti all'interno dell'elaborato "Relazione tecnica generale AT".

3-8-1-2 Opere di Rete

Per quanto riguarda le altre opere elencate all'interno della STMG si prevede di realizzare:

- Il potenziamento/rifacimento della linea RTN a150 kV "Canino – Montalto".

L'elettrodotto esistente "Montalto-Canino" dovrà essere potenziato in modo da ottenere una corrente almeno pari a 1000 A (si ricorda che al momento l'elettrodotto ha una capacità circa pari alla metà di questo valore). L'intervento di potenziamento consiste nella sostituzione del conduttore attuale con uno capace di sostenere alte temperature con elongazioni limitate (conduttore speciale ad alto limite termico), ed avrà caratteristiche dimensionali pari a quelle del conduttore attuale, che risulta essere un conduttore in Al-Ac da 22,8 mm di diametro.

Ciò consente di mantenere invariate le sollecitazioni meccaniche sui sostegni esistenti, che non necessitano quindi di ulteriori verifiche, con variazioni in genere contenute dei franchi verso terra del conduttore. In ogni caso sarà necessaria la sostituzione di qualche sostegno per il rispetto dei franchi minimi ed eventualmente dei Cem indotti.



Figura 12- Vista 3D potenziamento linea

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 35 / 66
--	-------------------	----------------

L'adeguamento della linea comporterà la sostituzione del conduttore e l'adeguamento di alcuni sostegni. Per i dettagli progettuali si rimanda alle relazioni ed elaborati di dettaglio.

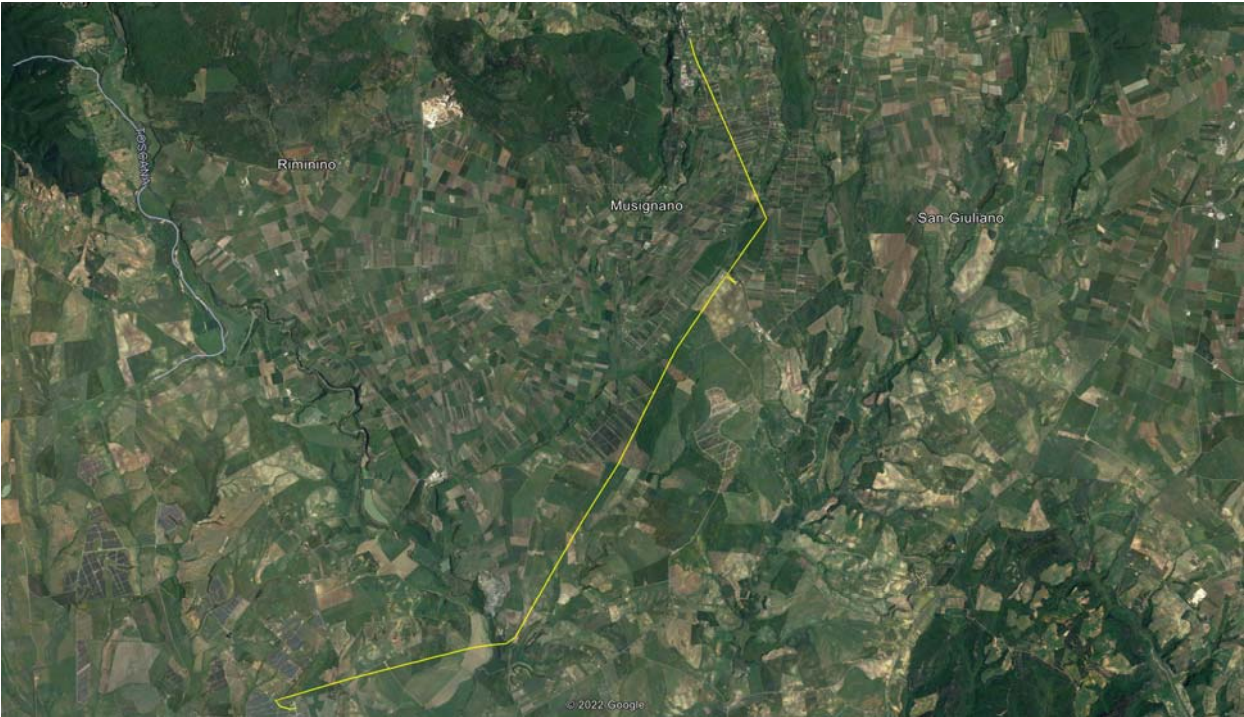


Figura 13- Localizzazione potenziamento linea

3-9 Linee Elettriche

Le condutture sono di tipo a vista o interrate.

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

- tipo FG16, ARG7, ARG16 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:

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 36 / 66
--	-------------------	----------------

- 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

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 37 / 66
--	-------------------	----------------

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.

3-9-1-1 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

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 38 / 66
--	-------------------	----------------

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

3-9-1-2 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

Dati generali relativi al quadro “QUADRO CABINA TIPO” a cui è sottesa l'utenza considerata

Sistema di distribuzione in relazione allo stato del neutro	TN-S	
Tensione di esercizio nominale a vuoto	30.000/800	[V]
Corrente di cortocircuito I _k massima presunta	53,71	[kA]
Caduta di tensione percentuale massima ammissibile	4	[%]

Dati relativi al circuito di alimentazione dell'utenza

Tensione utenza // Nome utenza	800 //	
Sigla armonizzata // Posa secondo CEI 64-8	ARG16R16/FS17 PE //	61_ [mm ²]
Sezione	3(1x1x185)+(1PE95)	[m]
Lunghezza	300	
Tipo/Modalità pdi posa_Temp. °C/Coeff. Tot.	92/9U61_/30/0,744	
Coefficiente K1 (fattore correzione temperatura)	0,93	
Coefficiente K2 (fattore correzione circuiti)	0,800	
Coefficiente K3 (fattore correzione profondità posa)	1,00	
Coefficiente K4 (fattore correzione resistività)	1,00	
Coefficiente totale	0,744	

Dati relativi alla protezione

Modello // Marca	S6X 400 PR212 LSIG //	ABB
Tipo // Installazione	MagnetoTermicoDiff. //	SCATOLATO
Curva magnet.	N.C.	
Numero poli	3 x 400	
Corrente nominale	400	[A]
Potere di interruzione	75	[kA]
Corrente differenziale	320	[A]
I di intervento protezione da tabella o di 5 secondi	320	[A]
I _{ce} di intervento protezione a 5 secondi	2.993	[A]

Considerazioni finali

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 39 / 66
--	-------------------	----------------

- E' verificata la condizione $I_k \leq P.d.i.$
- E' garantita la protezione contatti indiretti
- E' verificata la condizione $I_{2t} \leq K2S2$

Di seguito si propongono le caratteristiche di alcuni cavi commerciali.

ARG16R16 0.6/1KV

Cca-s3,d1,a3



CONFORME CPR REG.305/2011/UE
CPR COMPLIANT REG.305/2011/UE



CARATTERISTICHE TECNICHE

TECHNICAL FEATURES

	CONDUTTORE CONDUCTOR	Corda di alluminio rigida, classe 2 Aluminium stranded wire, class 2		TENSIONE NOMINALE NOMINAL VOLTAGE	0.6/1KV
	ISOLAMENTO INSULATION	Gomma HEPR di qualità G16 Rubber HEPR G16 quality		TENSIONE DI PROVA TEST VOLTAGE	4000 V
	COLORAZIONE CONDUTTORI CORES COLORATION	Normativa HD 308 HD 308 standard		TEMPERATURE DI ESERCIZIO TEMPERATURES RANGE	- 15° C / + 90° C
	GUAINA ESTERNA OUTER SHEATH	PVC, qualità R16, colore grigio PVC, quality R16, color grey		RAGGIO DI CURVATURA BENDING RADIUS	6 x Ø

NORMATIVE

NORMS

	COMPORTAMENTO AL FUOCO FIRE PERFORMANCE	CEI EN 60332-1-2 EN 50399 EN 60754-2	CONFORME CPR REGOLAMENTO 305/2011/UE	C _{ca} -s3,d1,a3
MARCATURA	ARG16R16 0.6/1KV [FORMAZIONE] CCA-S3,D1,A3 IEMMEQU [METRICA]		RIFERIMENTI STANDARD STANDARD REFERENCE CEI 20-13 EN 50575:2014+A1:2016 EN 13501-6:2014 EN 50267-2-1 2014/35/EU 2011/65/EU	

FORMAZIONE SIZE(MM)	DIAM. CONDUTTORE	SPESSORE MEDIO ISOLANTE	SPESSORE MEDIO GUAINA	DIAMETRO ESTERNO	PESO (WEIGHT)	RESISTENZA ELETTRICA MAX A 20°C	PORTATA DI CORRENTE (CURRENT RATING)			
							IN ARIA LIBERA 30°C	IN TUBO IN ARIA 30°C	INTERRATO 30°C	IN TUBO INTERRATO 30°C
1X16	4,9	0,7	1,4	9,1	109	1,91	70	64	98	75
1 x 25	6,1	0,9	1,4	10,7	151	1,20	102	88	119	95
1 x 35	7,1	0,9	1,4	11,7	185	0,868	136	110	141	115
1 x 50	8,2	1,0	1,4	13,0	230	0,641	164	131	167	134
1 x 70	9,9	1,1	1,4	14,9	315	0,443	218	175	204	173
1 x 95	11,4	1,1	1,5	16,6	405	0,320	261	209	245	196
1 x 120	13,1	1,2	1,5	18,5	510	0,253	310	250	277	238
1 x 150	14,4	1,4	1,6	20,4	620	0,206	350	280	313	250
1 x 185	16,2	1,6	1,6	22,6	750	0,164	415	334	350	300
1 x 240	18,4	1,7	1,7	25,2	955	0,125	490	392	413	331
1 x 300	20,7	1,8	1,8	27,9	1150	0,100	567	-	454	400
1 x 400	23,6	2,0	1,9	31,4	1520	0,0778	665	-	512	450
1 x 500	26,5	2,2	2,0	34,9	1850	0,0605	765	-	578	505
1 x 630	30,2	2,4	2,2	39,8	2415	0,0469	880	-	646	580

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

Scheda riepilogativa riguardante i dati del circuito : PARTENZA CABINA TIPO -

Dati generali relativi al quadro "CABINA RACCOLTA CAMPO FTV - CS" a cui è sottesa l'utenza considerata

Sistema di distribuzione in relazione allo stato del neutro	Neutro compensato	
Tensione di esercizio nominale a vuoto	30.000	[V]
Corrente di cortocircuito Ik massima presunta	7,66	[kA]
Caduta di tensione percentuale massima ammissibile	4	[%]

Dati relativi al circuito di alimentazione dell'utenza

Tensione utenza // Nome utenza	30000 //	
Sigla armonizzata // Posa secondo CEI 64-8	ARG7H1RNR-30 kV // _E4	[mm ²]
Sezione	3(1x95)	[m]
Lunghezza	1.000	
Tipo/Modalità pdi posa_Temp. °C/Coeff. Tot.	92/15U_E4/30/0,88	
Coefficiente K1 (fattore correzione temperatura)	0,88	
Coefficiente K2 (fattore correzione circuiti)	1,000	
Coefficiente K3 (fattore correzione profondità posa)	1,00	
Coefficiente K4 (fattore correzione resistività)	1,00	
Coefficiente totale	0,880	

Dati relativi alla protezione

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 41 / 66
--	-------------------	----------------

Modello // Marca	50/51/50N/51N/67N/27/59 - SEPAM //	
	SCHNEIDER	
Tipo // Installazione	50/51/51N // ---	
Curva magnet.	N.C.	
Numero poli	3 x 630	
Corrente nominale	630	[A]
Potere di interruzione	25	[kA]
Corrente differenziale	300	[A]
I di intervento protezione da tabella o di 5 secondi	300	[A]
Icc di intervento protezione a 5 secondi	200	[A]

Considerazioni finali

☐ E' verificata la condizione $I_k \leq P.d.i.$

DOPPIO ISOLAMENTO - Non necessita verifica contatti indiretti

☐ E' verificata la condizione $I_b \leq I_n \leq I_z$

☐ E' verificata la condizione $I_{2t} \leq K_2 S^2$

Linee MT esterne verso SE

Come meglio descritto nella relazione specialistica, Terna fornirà una consegna a 150kV. La posizione di tale area richiederà la posa di una linea in media tensione (30kV) che si svilupperà lungo le sedi stradali dei territori interessati. È prevista una posa interrata diretta con protezione meccanica. Si rimanda alla relazione specialistica per i dettagli.

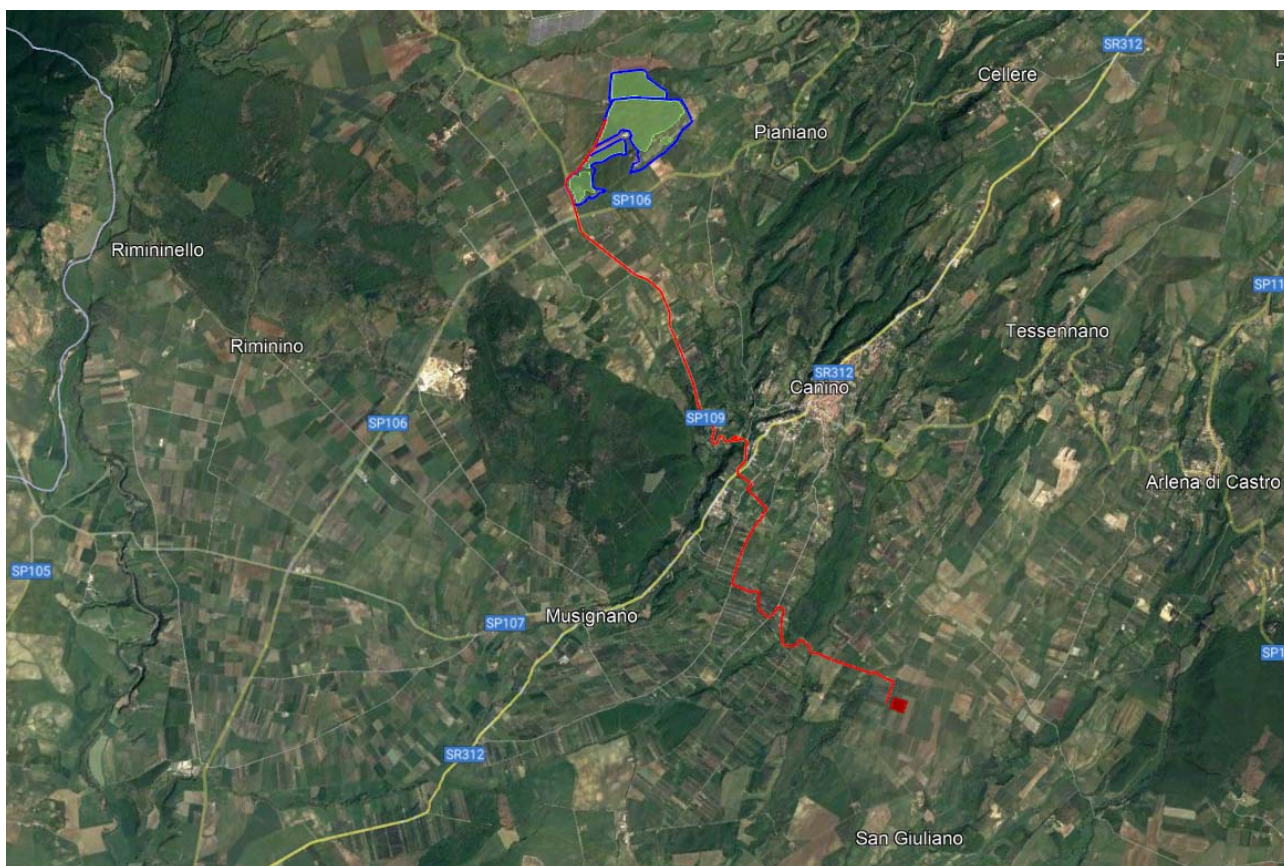


Figura 14 – tracciato cavidotto MT verso nuova SE

Cavidotto R1-SE

La sezione dei conduttori da utilizzarsi è calcolata cautelativamente sulla massima potenza considerata in STMG pari a 66.500 kW. La potenza espressa è intesa come massima potenza erogabile dai convertitori presenti. Considerando una tensione nominale di 30 kV e un $\cos\phi = 0,9$, si calcola una corrente di impiego di circa 1.416 A.

Caratteristiche tecniche/Technical characteristics
U max: 36 kV

Formazione	Ø indicativo conduttore	Spessore medio isolante	Ø esterno max	Peso indicativo cavo	Portata di corrente			
Size	Approx. conduct. Ø	Average insulation thickness	Max outer Ø	Approx. cable weight	Current rating			
					A			
					in aria In air	interrato* buried*		
n° x mm ²	mm	mm	mm	kg/km	a trifoglio trefoil	in piano flat	a trifoglio trefoil	in piano flat
1 X 35	7,0	8,0	33,5	1030,0	144,0	152,0	142,0	149,0
1 x 50	8,1	8,0	34,1	1150,0	174,0	183,0	168,0	177,0
1 x 70	9,7	8,0	36,2	1300,0	218,0	229,0	207,0	218,0
1 x 95	11,4	8,0	38,2	1450,0	266,0	280,0	247,0	260,0
1 x 120	12,9	8,0	40,0	1650,0	309,0	325,0	281,0	296,0
1 x 150	14,3	8,0	41,0	1800,0	352,0	371,0	318,0	335,0
1 x 185	16,0	8,0	43,1	2020,0	406,0	427,0	361,0	380,0
1 x 240	18,3	8,0	45,0	2300,0	483,0	508,0	418,0	440,0
1 x 300	21,0	8,0	47,0	2620,0	547,0	576,0	472,0	497,0
1 x 400	23,6	8,0	51,1	3080,0	640,0	674,0	543,0	572,0
1 x 500	26,5	8,0	53,0	3630,0	740,0	779,0	621,0	654,0
1 x 630	30,1	8,0	60,2	4250,0	862,0	907,0	706,0	743,0

*Resistività termica del terreno 100°C cm/W
 * Ground thermal resistivity 100°C cm/W

Si prevede di applicare i seguenti coefficienti correttivi, tenuto conto della presenza di guaina in EPR:

- ktemp: 0,96
- kres.: 0,95 (tenuto conto di una resistività pari a 1 k*m/W)
- kposa: 0,96 (tenuto conto di una posa a profondità pari a 1,2 m)
- Da cui si deriva la portata del cavo $I = I_n * k_{temp} * k_{res} * k_{posa} = 413 \text{ A}$
- Dove I_n è la portata di 472 A indicata in tabella per il cavo da 300 mmq

Si prevede pertanto di utilizzare **n°4 cavi da 300 mmq per fase**.

Cavidotto R2-SE

La sezione dei conduttori da utilizzarsi è calcolata cautelativamente sulla massima potenza considerata in STMG pari a 30.080 kW. La potenza espressa è intesa come massima potenza erogabile dai convertitori presenti. Considerando una tensione nominale di 30 kV e un $\cos\phi = 0,9$, si calcola una corrente di impiego di circa 500 A.

Caratteristiche tecniche/Technical characteristics
U max: 36 kV

Formazione	Ø indicativo conduttore	Spessore medio isolante	Ø esterno max	Peso indicativo cavo	Portata di corrente			
Size	Approx. conduct. Ø	Average insulation thickness	Max outer Ø	Approx. cable weight	Current rating			
					A			
					in aria In air	interrato* buried*		
n° x mm²	mm	mm	mm	kg/km	a trifoglio trefoil	in piano flat	a trifoglio trefoil	in piano flat
1 X 35	7,0	8,0	33,5	1030,0	144,0	152,0	142,0	149,0
1 x 50	8,1	8,0	34,1	1150,0	174,0	183,0	168,0	177,0
1 x 70	9,7	8,0	36,2	1300,0	218,0	229,0	207,0	218,0
1 x 95	11,4	8,0	38,2	1450,0	266,0	280,0	247,0	260,0
1 x 120	12,9	8,0	40,0	1650,0	309,0	325,0	281,0	296,0
1 x 150	14,3	8,0	41,0	1800,0	352,0	371,0	318,0	335,0
1 x 185	16,0	8,0	43,1	2020,0	406,0	427,0	361,0	380,0
1 x 240	18,3	8,0	45,0	2300,0	483,0	508,0	418,0	440,0
1 x 300	21,0	8,0	47,0	2620,0	547,0	576,0	472,0	497,0
1 x 400	23,6	8,0	51,1	3080,0	640,0	674,0	543,0	572,0
1 x 500	26,5	8,0	53,0	3630,0	740,0	779,0	621,0	654,0
1 x 630	30,1	8,0	60,2	4250,0	862,0	907,0	706,0	743,0

*Resistività termica del terreno 100°C cm/W
 * Ground thermal resistivity 100°C cm/W

Si prevede di applicare i seguenti coefficienti correttivi, tenuto conto della presenza di guaina in EPR:

- ktemp: 0,96
- kres.: 0,95 (tenuto conto di una resistività pari a 1 k*m/W)
- kposa: 0,96 (tenuto conto di una posa a profondità pari a 1,2 m)
- Da cui si deriva la portata del cavo $I = I_n * k_{temp} * k_{res} * k_{posa} = 413 \text{ A}$
- Dove I_n è la portata di 472 A indicata in tabella per il cavo da 300 mmq

Si prevede pertanto di utilizzare **n°2 cavi da 300 mmq per fase**.

3-9-1-3 Spostamento linea BT esistente

Per evitare perdite di produzione dovute ad ombreggiamento, è stata prevista la possibilità di interrare la linea aerea persistente BT/dati (tracciato in rosso in figura) che taglia trasversalmente la piastra d'impianto P1. Il nuovo cavidotto interrato sarà composto da due corrugati, uno contenente la linea BT e l'altra contenente i cavi dati. Lo scavo sarà realizzato lungo una nuova viabilità al di fuori della recinzione d'impianto in modo tale da garantire accesso indipendente anche in caso di manutenzione.



Figura 15 – schema tracciato aereo BT esistente e indicazione nuovo tracciato interrato (verde)



Figura 16 – attuale tracciato aereo BT esistente

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

3-11 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.

3-12 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.

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 48 / 66
--	-------------------	----------------

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.

3-13 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.

3-14 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:

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 49 / 66
--	-------------------	----------------

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

per i seguenti valori:

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

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

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

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

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

Valori di albedo medio mensile

Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20

L’albedo medio annuo è pari a **0.20**

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 50 / 66
--	-------------------	----------------

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.7.2.6.

Per semplicità si riporta la simulazione di un singolo campo composto da 26 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 ed un campo tipo da da 25 stringhe da 24 moduli in serie, inverter SG 350 con potenza $P_{ac} = 320$ kW.

Piastra	Tipologia struttura	Pitch (m)	Producibilità specifica (kWh/kWp/y)	Prod. Spec. media (kWh/kWp/y)	Prod. 1°Anno (kWh)
1	TR_2p	11,0	1.770	1.770	36.426.600
2a	TR_2p	11,0	1.770		80.554.824
2b	TR_2p	11,0	1.770		1.784.160
3a	TR_2p	11,0	1.770		21.766.752
3b	TR_2p	11,0	1.770		15.581.664
				TOT.	156.114.000

Tabella 4 - Dati producibilità

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 51 / 66
--	-------------------	----------------

Tecnologia modulo	BDV
Struttura inseguitore	2P
Pitch (m)	11,0
Altezza uliveto (m)	2,5/2,2
Producibilità media (kWh/kWp/y) con uliveto	1.670,0
Producibilità (kWh/kWp/y) senza uliveto	1.727,0
Distanza da Benchmark (%)	-3,35

Tabella 5 - Dati producibilità normalizzata

Tenute in conto le specifiche perdite dovute allo sporcamento, decadimento annuo producibilità moduli, perdita LID, perdita per mismatching e temperatura si stima una producibilità specifica media di **1.670,0 kWh/kWp/a.**

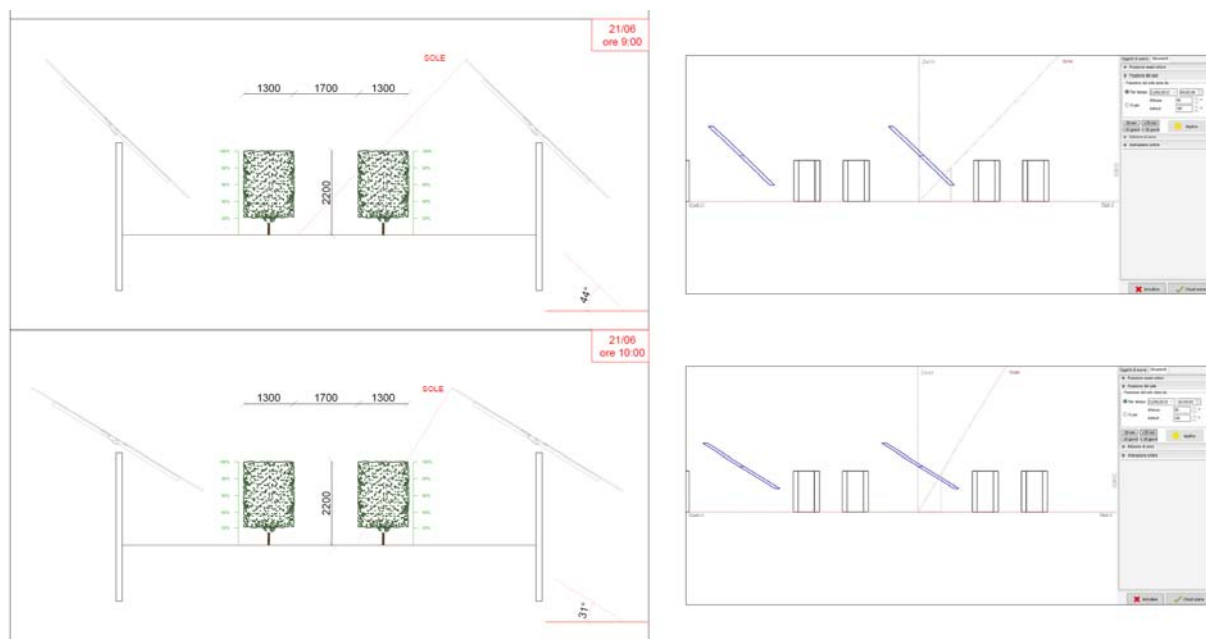


Figura 17 – studio ombreggiamento con influenza del progetto agricolo

Lo studio degli ombreggiamenti nel caso di struttura ad inseguimento monoassiale è stato effettuato considerando l'assetto agrofotovoltaico come in fig.10 tenendo conto di un'altezza media della siepe ulivicola di 2,2 m. Si sottolinea che in fase di progettazione esecutiva andrà effettuato uno studio degli

ombreggiamenti più dettagliato anche in relazione al posizionamento finale delle mitigazioni e dei filari degli uliveti. Di seguito si riportano le tabelle di sintesi in merito alla stima di producibilità.

**PVsyst V7.2.16**

VC0, Simulation date:
21/02/23 12:41
with v7.2.16

Project: Cellere

Variant: 2P_Cellere_700Wp

Aedes Group Engineering (Italy)

Project summary

Geographical Site Cellere Italia	Situation Latitude 42.51 °N Longitude 11.77 °E Altitude 337 m Time zone UTC+1	Project settings Albedo 0.20
Meteo data Cellere Meteonorm 8.0 (1991-2014), Sat=47% - Sintetico		

System summary

Grid-Connected System Simulation for year no 1	Tracking system with backtracking		
PV Field Orientation Orientation Tracking plane, tilted axis Avg axis tilt -0.3 ° Avg axis azim. 0.0 °	Tracking algorithm Irradiance optimization Backtracking activated	Near Shadings Linear shadings	
System information PV Array Nb. of modules 125952 units Pnom total 88.17 MWp	Inverters Nb. of units 247 units Pnom total 79.04 MWac Pnom ratio 1.115		
User's needs Unlimited load (grid)			

Results summary

Produced Energy	152 GWh/year	Specific production	1727 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	89.08 %
-----------------	--------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	6
Main results	7
Loss diagram	8
Special graphs	9

**PVsyst V7.2.16**

VC0, Simulation date:
21/02/23 12:41
with v7.2.16

Project: Cellere

Variant: 2P_Cellere_700Wp

Aedes Group Engineering (Italy)

General parameters**Grid-Connected System****PV Field Orientation****Orientation**

Tracking plane, tilted axis

Avg axis tilt -0.3 °

Avg axis azim. 0.0 °

Models used

Transposition Perez

Diffuse Perez, Meteonorm

Circumsolar separate

Horizon

Free Horizon

Bifacial system

Model

2D Calculation
unlimited trackers**Bifacial model geometry**

Tracker Spacing 11.00 m

Tracker width 5.17 m

GCR 47.0 %

Axis height above ground 2.10 m

Tracking system with backtracking**Tracking algorithm**

Irradiance optimization

Backtracking activated

Backtracking array

Nb. of trackers 1839 units

Sizes

Tracker Spacing 11.0 m

Collector width 5.17 m

Ground Cov. Ratio (GCR) 47.0 %

Phi min / max. +/- 55.0 °

Backtracking strategy

Phi limits +/- 61.9 °

Backtracking pitch 10.5 m

Backtracking width 5.17 m

Near Shadings

Linear shadings

User's needs

Unlimited load (grid)

Bifacial model definitions

Ground albedo 0.30

Bifaciality factor 75 %

Rear shading factor 5.0 %

Rear mismatch loss 10.0 %

Shed transparent fraction 0.0 %

PV Array Characteristics**PV module**

Manufacturer

Jolywood

Model

JW-HD132-N

(Custom parameters definition)

Unit Nom. Power 700 Wp

Number of PV modules 125952 units

Nominal (STC) 88.17 MWp

Array #1 - P1

Number of PV modules 29376 units

Nominal (STC) 20.56 MWp

Modules 1224 Strings x 24 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 18.56 MWp

U mpp 845 V

I mpp 21978 A

Inverter

Manufacturer

Sungrow

Model

SG350HX-20A-Preliminary

(Custom parameters definition)

Unit Nom. Power 320 kWac

Number of inverters 247 units

Total power 79040 kWac

Number of inverters

58 units

Total power 18560 kWac

Operating voltage

500-1500 V

Max. power (=>30°C)

352 kWac

Pnom ratio (DC:AC)

1.11



PVsyst V7.2.16

VC0, Simulation date:
21/02/23 12:41
with v7.2.16

Project: Cellere

Variant: 2P_Cellere_700Wp

Aedes Group Engineering (Italy)

PV Array Characteristics

Array #2 - P2a

Number of PV modules	65016 units	Number of inverters	127 units
Nominal (STC)	45.51 MWp	Total power	40640 kWac
Modules	2709 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	500-1500 V
Pmpp	41.09 MWp	Max. power (=>30°C)	352 kWac
U mpp	845 V	Phom ratio (DC:AC)	1.12
I mpp	48642 A		

Array #3 - P2b

Number of PV modules	1416 units	Number of inverters	3 units
Nominal (STC)	991 kWp	Total power	960 kWac
Modules	59 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	500-1500 V
Pmpp	895 kWp	Max. power (=>30°C)	352 kWac
U mpp	845 V	Phom ratio (DC:AC)	1.03
I mpp	1059 A		

Array #4 - P3a

Number of PV modules	17568 units	Number of inverters	34 units
Nominal (STC)	12.30 MWp	Total power	10880 kWac
Modules	732 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	500-1500 V
Pmpp	11.10 MWp	Max. power (=>30°C)	352 kWac
U mpp	845 V	Phom ratio (DC:AC)	1.13
I mpp	13144 A		

Array #5 - P3b

Number of PV modules	12576 units	Number of inverters	25 units
Nominal (STC)	8803 kWp	Total power	8000 kWac
Modules	524 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	500-1500 V
Pmpp	7948 kWp	Max. power (=>30°C)	352 kWac
U mpp	845 V	Phom ratio (DC:AC)	1.10
I mpp	9409 A		

Total PV power

Nominal (STC)	88166 kWp	Total inverter power	
Total	125952 modules	Total power	79040 kWac
Module area	391251 m²	Number of inverters	247 units
Cell area	366596 m²	Phom ratio	1.12

Array losses

Array Soiling Losses

Loss Fraction 2.0 %

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance
Uc (const) 29.0 W/m²K
Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.4 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.0 % at MPP

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.1 %

Module average degradation

Year no 1
Loss factor 0.4 %/year
Mismatch due to degradation
Imp RMS dispersion 0.4 %/year
Vmp RMS dispersion 0.4 %/year

**PVsyst V7.2.16**

VC0, Simulation date:
21/02/23 12:41
with v7.2.16

Project: Cellere

Variant: 2P_Cellere_700Wp

Aedes Group Engineering (Italy)

Array losses**IAM loss factor**

ASHRAE Param.: IAM = $1 - b_o (1/\cos i - 1)$
bo Param. 0.05

DC wiring losses

Global wiring resistance 0.15 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #1 - P1

Global array res. 0.64 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #3 - P2b

Global array res. 13 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #5 - P3b

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

Array #2 - P2a

Global array res. 0.29 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #4 - P3a

Global array res. 1.1 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC



PVsyst V7.2.16

VC0, Simulation date:
21/02/23 12:41
with v7.2.16

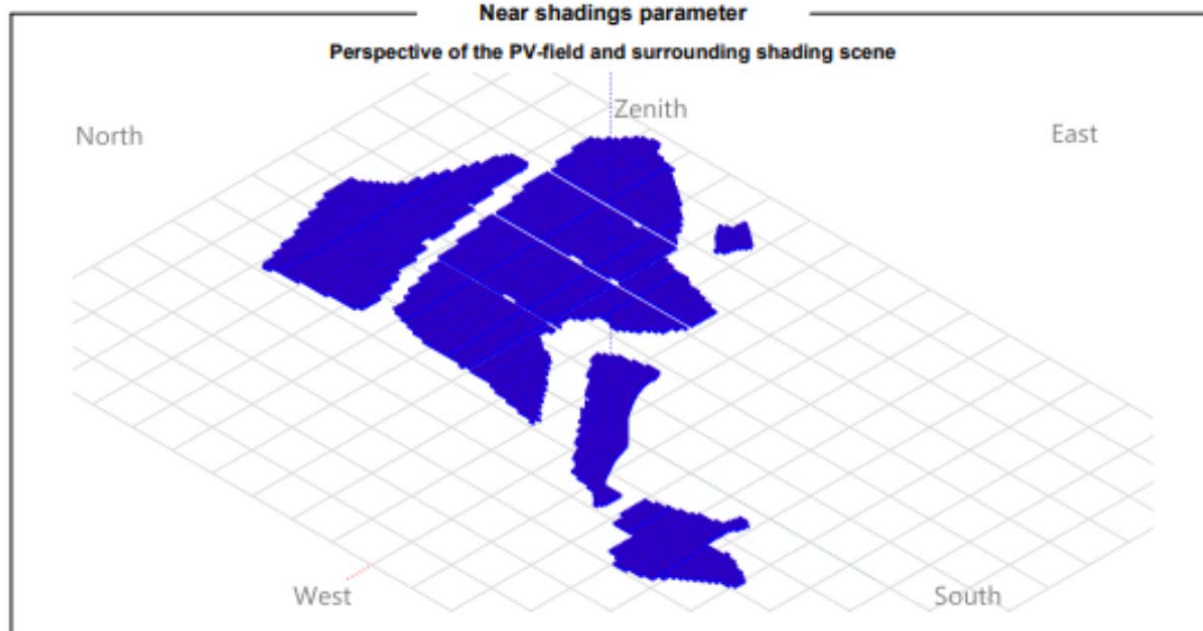
Project: Cellere

Variant: 2P_Cellere_700Wp

Aedes Group Engineering (Italy)

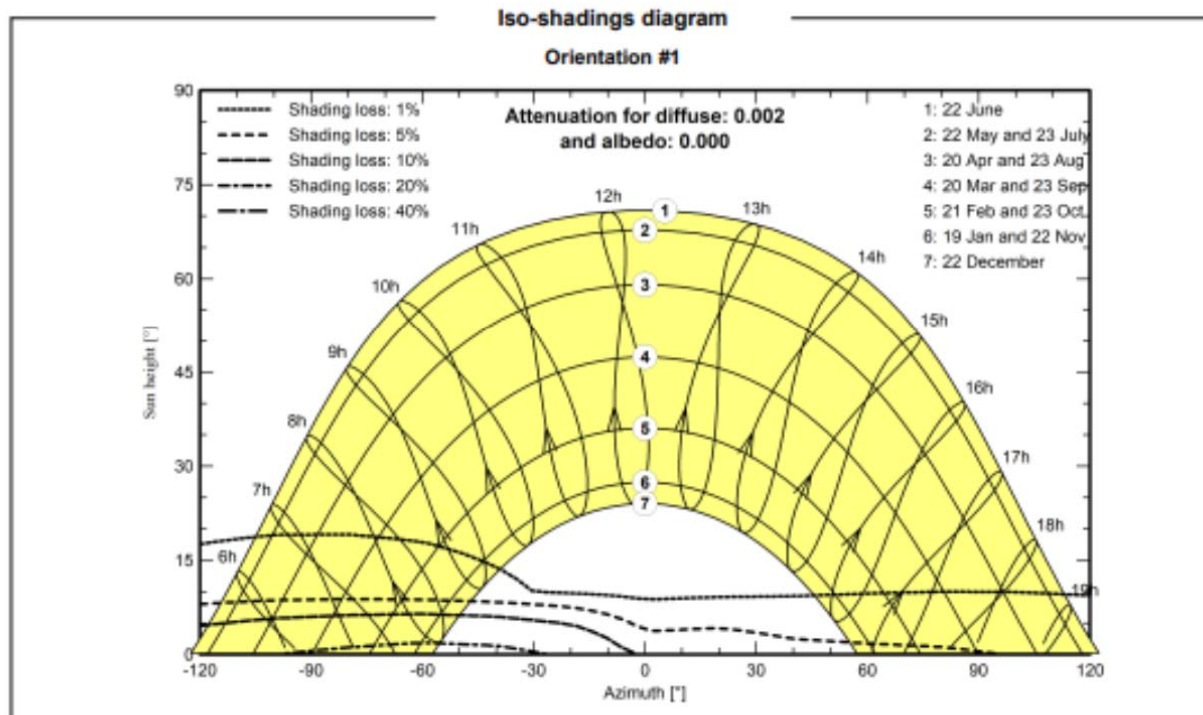
Near shadings parameter

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Orientation #1





PVsyst V7.2.16

VC0, Simulation date:
21/02/23 12:41
with v7.2.16

Project: Cellere

Variant: 2P_Cellere_700Wp

Aedes Group Engineering (Italy)

Main results

System Production

Produced Energy

152 GWh/year

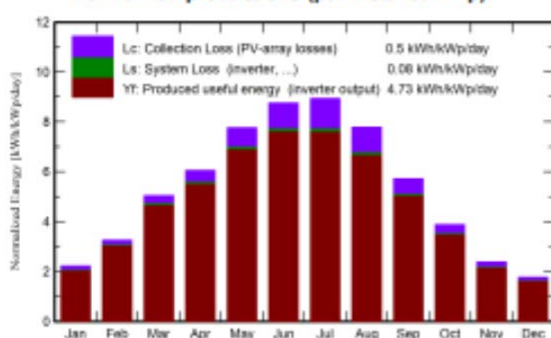
Specific production

1727 kWh/kWp/year

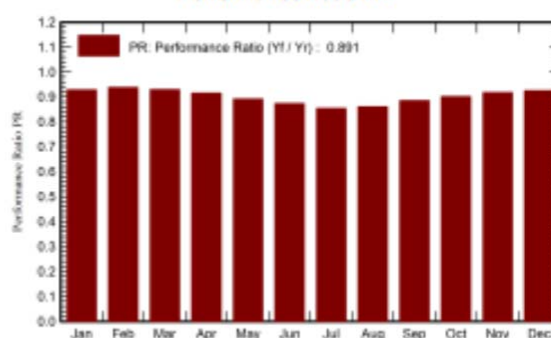
Performance Ratio PR

89.08 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray GWh	E_Grid GWh	PR ratio
January	53.1	23.45	6.74	69.0	63.6	5.75	5.65	0.928
February	71.8	32.63	7.71	91.3	85.8	7.68	7.55	0.938
March	121.4	53.71	10.80	156.5	148.2	13.04	12.82	0.930
April	145.3	66.45	14.11	181.7	173.4	14.92	14.66	0.916
May	190.3	78.78	18.56	240.7	230.8	19.26	18.93	0.892
June	205.8	79.45	23.48	262.7	252.5	20.58	20.22	0.873
July	214.3	69.62	26.80	277.3	266.8	21.26	20.89	0.854
August	188.1	66.63	26.54	241.3	231.5	18.63	18.31	0.861
September	133.6	55.30	21.04	171.7	163.2	13.64	13.40	0.885
October	93.0	39.14	16.93	120.4	113.6	9.75	9.58	0.902
November	56.0	27.57	11.53	71.4	66.2	5.88	5.77	0.917
December	43.6	23.62	7.93	55.0	50.5	4.57	4.49	0.925
Year	1516.3	616.35	16.07	1939.0	1846.2	154.97	152.28	0.891

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

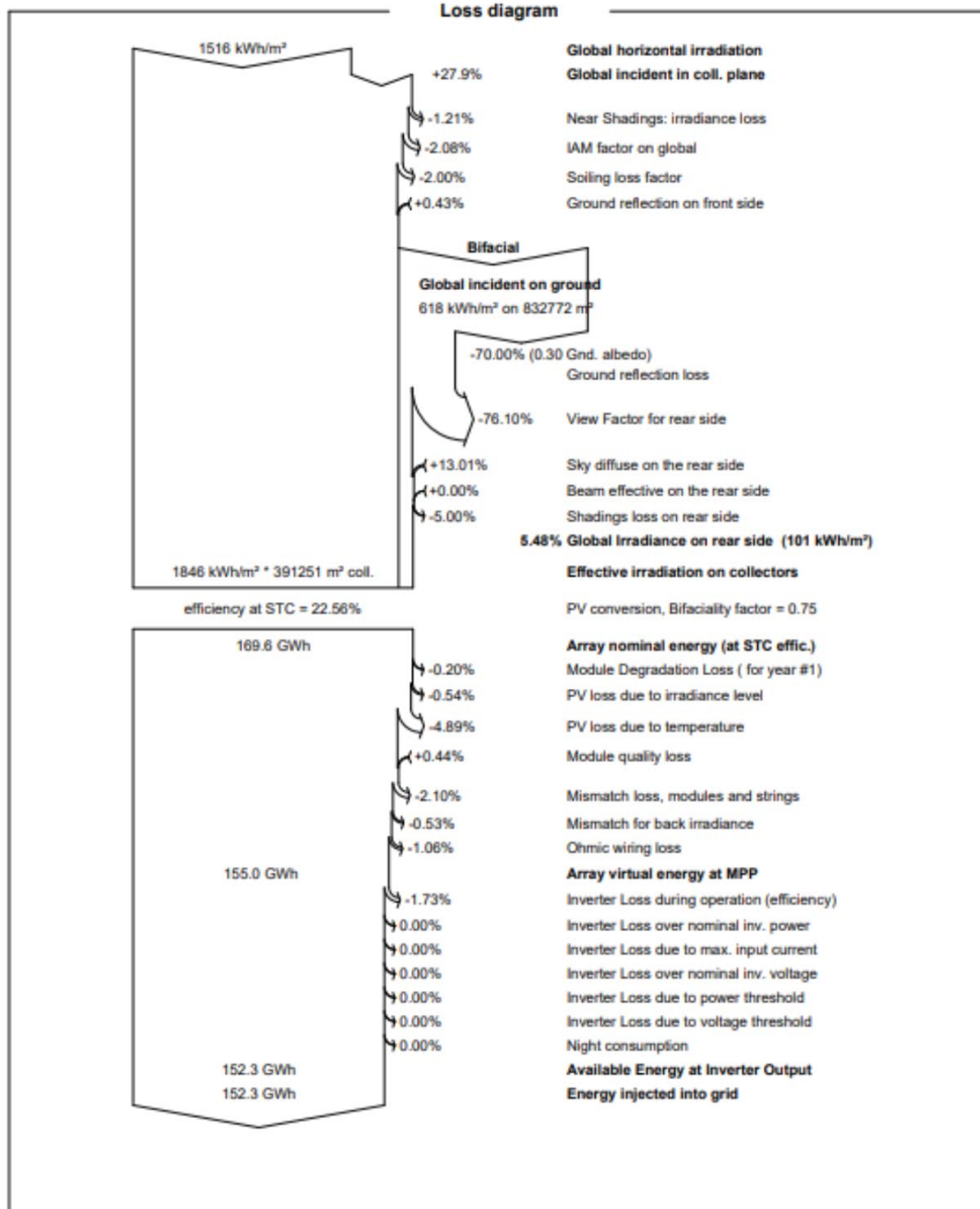
VC0, Simulation date:
21/02/23 12:41
with v7.2.16

Project: Cellere

Variant: 2P_Cellere_700Wp

Aedes Group Engineering (Italy)

Loss diagram





PVsyst V7.2.16

VC0, Simulation date:
21/02/23 12:41
with v7.2.16

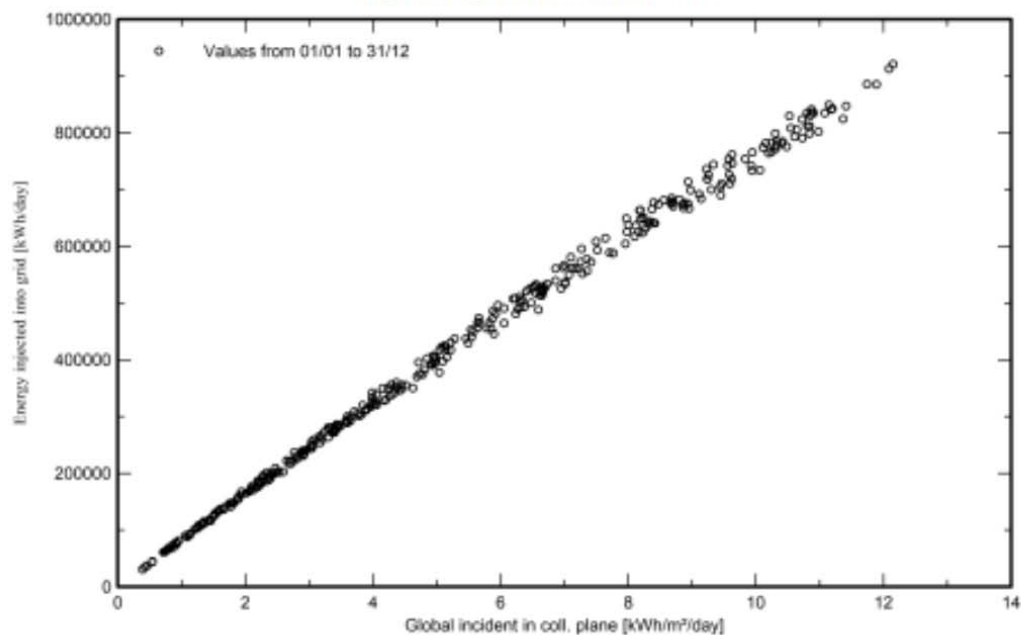
Project: Cellere

Variant: 2P_Cellere_700Wp

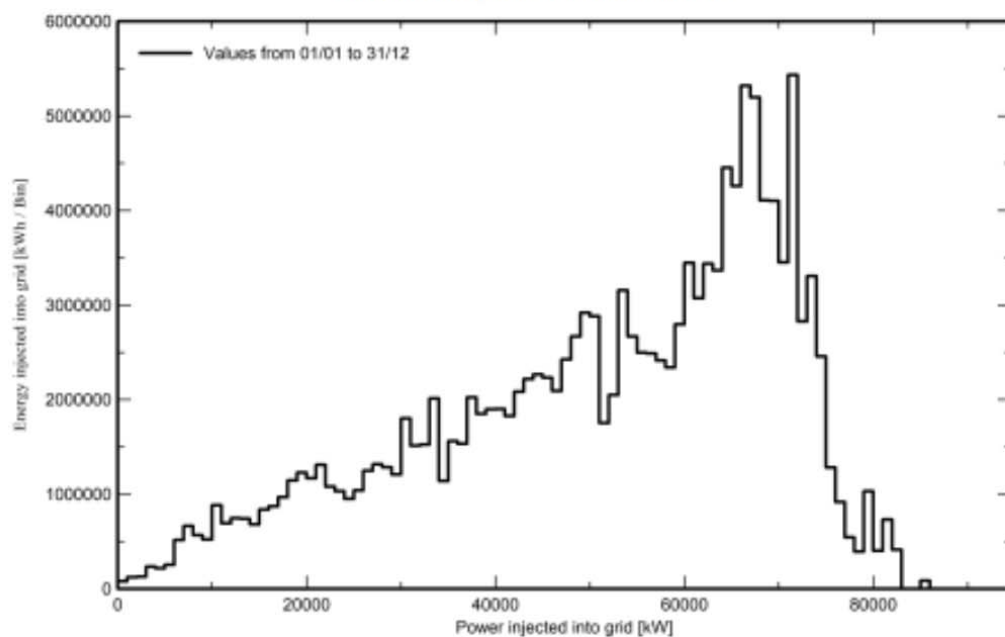
Aedes Group Engineering (Italy)

Special graphs

Diagramma giornaliero entrata/uscita



Distribuzione potenza in uscita sistema



3-15 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, **147.294.000 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	27.544
TEP risparmiate in 30 anni	780.134

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

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

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 62 / 66
--	-------------------	----------------

4 SICUREZZA ELETTRICA, VERIFICHE E COLLAUDI

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 63 / 66
--	-------------------	----------------

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.

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 64 / 66
--	-------------------	----------------

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,

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 65 / 66
--	-------------------	----------------

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.

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 66 / 66
--	-------------------	----------------