Firmato digitalmente da:
ROLANDO ROBERTO
Data: 23/12/2022 00:23:20

REGIONE AUTÒNOMA DE SARDIGNA
REGIONE AUTONOMA DELLA SARDEGNA

COMUNE DI PABILLONIS (SU)

Progettazione della Centrale Solare " Energia dell'olio sardo" da 52.557 kWp

Proponente: PACIFICO

Pacifico Lapislazzuli s.r.l.

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

Investitore agricolo superintensivo : OXY CAPITAL

OXY CAPITAL

Largo Donegani, 2 - 20121 Milano - Italia

Partner:

OLIO DANTE

Progettazione:

progetto verde
studio di architettura del paesaggio

AEDES GROUP
ENGINEERING

MARE RINNOVABILI

Titolo: Relazione tecnica generale

N° Elaborato: 35

Cod: PR_01

Scala:

Tipo di progetto:

- ○ RILIEVO
- ○ PRELIMINARE
- ● DEFINITIVO
- ○ ESECUTIVO

Progetto dell'inserimento paesaggistico e mitigazione

Progettista:
Agr. Fabrizio Cembalo Sambiase
Arch. Alessandro Visalli

Collaboratori:
Agr. Rosa Verde
Urb. Daniela Marrone
Arch. Anna Sirica

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

Dott. Ing. ROLANDO ROBERTO ORDINE INGEGNERI ROMA n. A35440 settore a

Rev.	descrizione	data	formato	elaborato da	controllato da	approvato da
00	Rev.00	Dicembre 2022		Rolando Roberto	Giselle Roberto	Rolando Roberto

Sommario

1 OBIETTIVI DI PROGETTO 3

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

2 NORMATIVA DI RIFERIMENTO 7

3 PROGETTO DELLA CENTRALE FOTOVOLTAICA 10

3.1 Inquadramento generale 10
3.2 Considerazioni in merito alle scelte progettuali 14
3.3 Strutture di supporto dei moduli fotovoltaici 16
3.4 Moduli fotovoltaici 17
3.5 Sistema di conversione DC/AC 19
3.5.1.1 Ambiente di installazione 22
3.6 Sotto-cabine MT 22
3.7 Area di raccolta cabine MT 23
3.8 Stazione di trasformazione AT/MT 25
3.9 Linee Elettriche 27
3.10 Tubi protettivi e canalizzazioni 29
3.10.1 Verifiche tipologie di linee 29
3.11 Impianto di messa a terra e sistemi di protezione 35
3.11.1 Generalità 35
3.11.2 Conduttori di protezione 35
3.12 Misure di protezione contro i contatti diretti 36
3.13 Misure di protezione contro i contatti indiretti 36
3.14 Protezione delle condutture 37
3.15 Producibilità impianto 37
3.16 Benefici ambientali 47

48

4.1 Sicurezza elettrica 48

4.2 Verifiche finali, collaudi e prove strumentali 48

4.3 Documentazione tecnica 50

1 OBIETTIVI DI PROGETTO

1.1 Collocazione dell'opera

Pacifico Lapislazzuli S.r.l. intende proporre la realizzazione di un impianto fotovoltaico da ubicarsi in Pabillonis (SU), localizzazione 39°36'32.04''N, 8°41'43.66''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 52.557 kWp costituito da 86.160 moduli fotovoltaici in silicio cristallino.

In campo saranno installati n. 155 inverter di stringa di potenza nominale 320 kW.

La Soluzione Tecnica Minima Generale prevede che la centrale venga collegata in antenna a 36 kV sulla sezione 36 kV di una nuova Stazione Elettrica (SE) di trasformazione della RTN a 220/150/36 kV, da inserire in entra – esce alla linea RTN 220 kV "Sulcis - Oristano". L'intera produzione sarà immessa in rete e venduta secondo le modalità previste dal mercato libero dell'energia.

La potenza nominale dell'intero impianto sarà di **49.600 kW**

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.

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 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.

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 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 .

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.

L'impianto non accede ad alcun incentivo nazionale per il sostegno delle fonti rinnovabili, anche in

Figura 1 - Inseguitore

considerazione della proibizione di legge contenuta nel art. 65 del D.L. 24 gennaio 2012 n.1, convertito con 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 agrovoltaico, integrando quindi l'attività di produzione elettrica con quella agricola di coltivazione. Per la realizzazione dell'impianto agrovoltaico di Pabillonis è stata selezionata la cultivar (= varietà di oliva) 'Oliana' per le sue caratteristiche agronomiche e commerciali altamente in linea con la finalità del progetto.

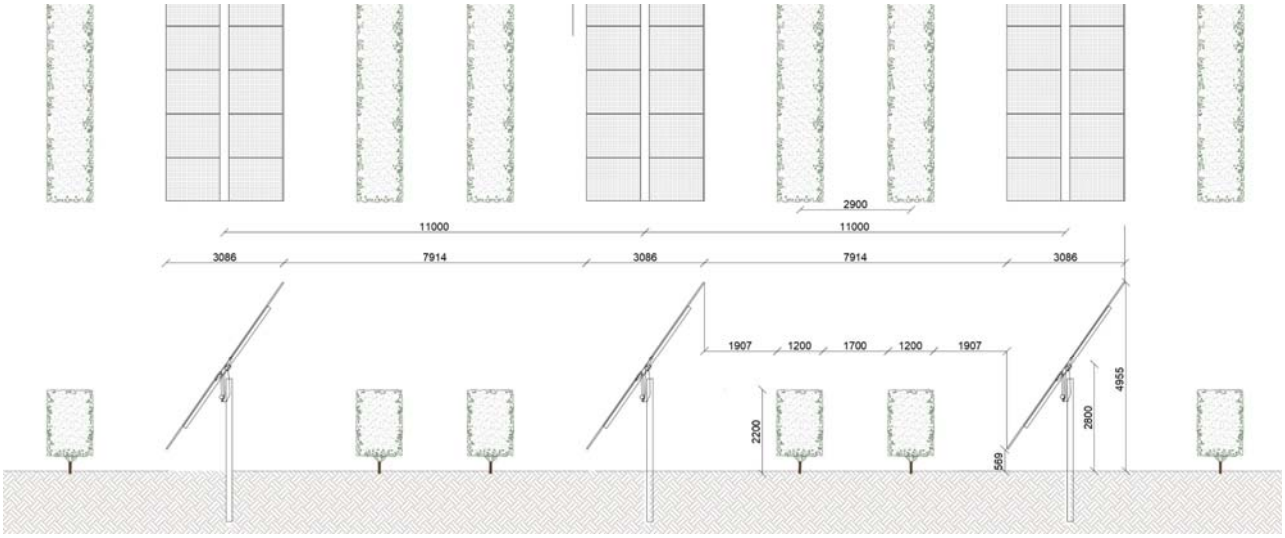


Figura 2 - Particolare impianto agrofotovoltaico

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 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 DELLA CENTRALE FOTOVOLTAICA

3.1 Inquadramento generale

La centrale fotovoltaica, di potenza di picco pari a 52.557 kWp, sarà ubicata nel Comune di *Pabillonis* in provincia di Sud Sardegna (SU). Il soggetto proponente è la società Pacifico Lapislazzuli S.r.l. (C.F./P.IVA: 03158120216). E' prevista l'installazione a terra di moduli fotovoltaici in silicio cristallino della potenza specifica di 610 Wp. La superficie riporta un'estensione totale pari a **80 ha** attualmente a destinazione agricola.

Sarà realizzata una cabina di raccolta da cui partirà un cavidotto MT verso nuova Stazione Elettrica.

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

Comune	Pabillonis (SU)
Latitudine	39°36'32.04''N
Longitudine	8°41'43.66''E
Zona altimetrica	Pianura
Zona climatica	C
GG convenzionali	988
Aree di progetto (ha)	80

Tabella 1 - Dati geografici e climatici della località

Figura 3- 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 610 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. 3 sotto-piastre come definito in Tabella 2.

Piastra	Tipologia struttura	n. Strutture		n. moduli		Potenza DC (kWp)	
1	TR_2P_24X610	141	1.585	3.384	72.696	2.064	44.345
	TR_2P_48X610	1.444		69.312		42.280	
2	TR_2P_24X610	11	75	264	3.336	161	2.035
	TR_2P_48X610	64		3.072		1.874	
3	TR_2P_24X610	58	240	1.392	10.128	849	6.178
	TR_2P_48X610	182		8.736		5.329	
TOT		**1.900**		**86.160**		**52.557**	

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.

La Soluzione Tecnica Minima Generale prevede che la centrale venga collegata in antenna a 36 kV sulla sezione 36 kV di una nuova Stazione Elettrica (SE) di trasformazione della RTN a 220/150/36 kV, da inserire in entra – esce alla linea RTN 220 kV "Sulcis - Oristano". La realizzazione della stazione di consegna (SSE Utente) è prevista nel comune di Guspini (SU), come da indicazioni condivise con l'ufficio tecnico di Terna SpA.

L'area individuata è identificata al N.C.T. di **Guspini nel foglio di mappa 330 particella 63** come rappresentato nell'immagine di seguito.

Figura 4- 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 stazione avrà un'estensione di circa 500 mq e l'ubicazione è prevista su un **terreno classificato come area "E3/r – Produzione agricola specializzata con elevato frazionamento fondiario"** dal vigente strumento urbanistico del Comune di Guspini (SU).

La rete di raccolta dell'impianto sarà così realizzata: nella cabina di raccolta R1 confluiranno 18 cabine inverter/trasformatore MT/BT.

Piastra	Cabine	Cabina Raccolta	Tipologia struttura	n. Strutture	n. moduli	Potenza DC (kWp)
1	14 X 4 MW	R1	TR_2P_24X610	141	3.384	44.345
			TR_2P_48X610	1.444	69.312	
2	1 x 3 MW		TR_2P_24X610	11	264	2.035
			TR_2P_48X610	64	3.072	
3	3 x 3 MW		TR_2P_24X610	58	1.392	6.178
			TR_2P_48X610	182	8.736	
TOT	**18**			**1.900**	**86.160**	**52.557**

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).

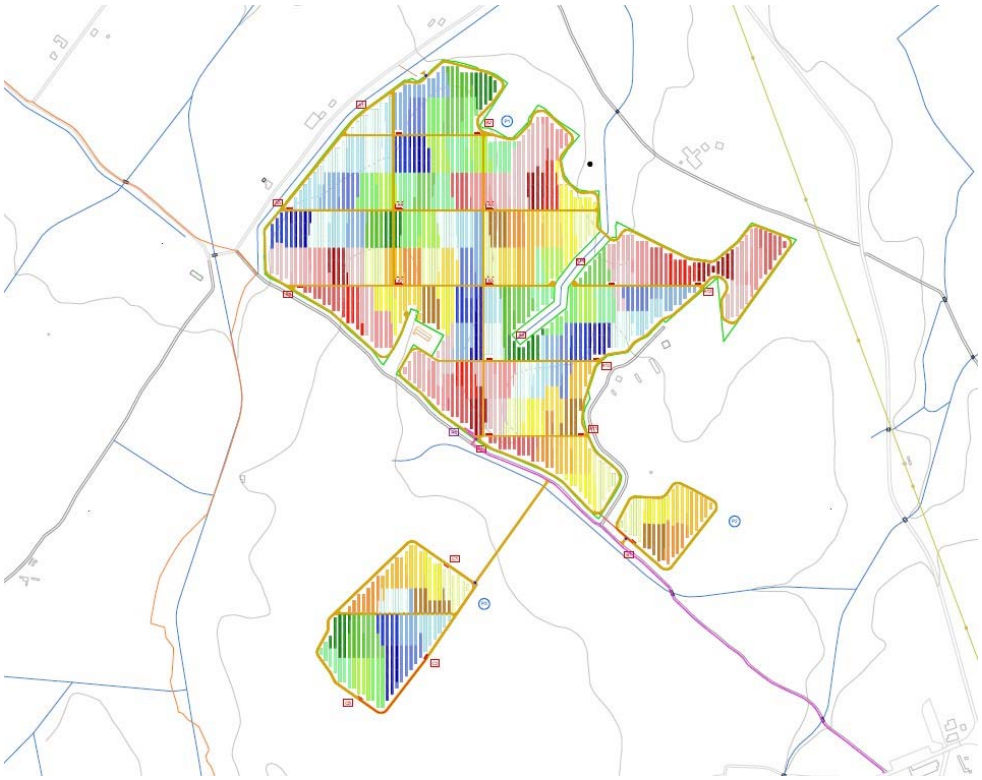


Figura 5- Particolare schema di suddivisione stringhe impianto

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. 155**.

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

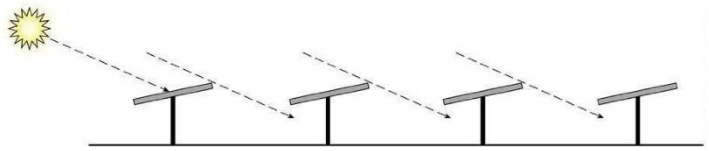
incremento dei quantitativi di gas serra risparmiati. Sempre in termini ambientali i moduli fotovoltaici avranno prodotto più energia migliorando anche il ritorno dell'investimento energetico, ovvero si otterranno valori di EROEI (energy returned on energy invested) maggiori. Nella volontà di integrare 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 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 due tipologie di inseguitori:

- tipologia da circa 56 m lineari, ospitante 48 moduli fotovoltaici disposti su due file;
- tipologia da circa 28 m lineari, 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. 86.160 moduli** da 610 Wp cadauno marca Jinko Solar modello JKM610N.

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

Module Type	JKM590N-78HL4-BDV		JKM595N-78HL4-BDV		JKM600N-78HL4-BDV		JKM605N-78HL4-BDV		JKM610N-78HL4-BDV	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	590Wp	444Wp	595Wp	447Wp	600Wp	451Wp	605Wp	455Wp	610Wp	459Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	44.91V	41.89V	45.08V	42.00V	45.25V	42.12V	45.42V	42.23V	45.60V	42.35V
Maximum Power Current (Imp)	13.14A	10.59A	13.20A	10.65A	13.26A	10.71A	13.32A	10.77A	13.38A	10.83A
Open-circuit Voltage (Voc)	54.76V	52.02V	54.90V	52.15V	55.03V	52.27V	55.17V	52.41V	55.31V	52.54V
Short-circuit Current (Isc)	13.71A	11.07A	13.79A	11.13A	13.87A	11.20A	13.95A	11.26A	14.03A	11.33A
Module Efficiency STC (%)	21.11%		21.29%		21.46%		21.64%		21.82%	
Operating Temperature(℃)	-40℃~+85℃									
Maximum system voltage	1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	30A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.30%/℃									
Temperature coefficients of Voc	-0.25%/℃									
Temperature coefficients of Isc	0.046%/℃									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2℃									
Refer. Bifacial Factor	80±5%									

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.

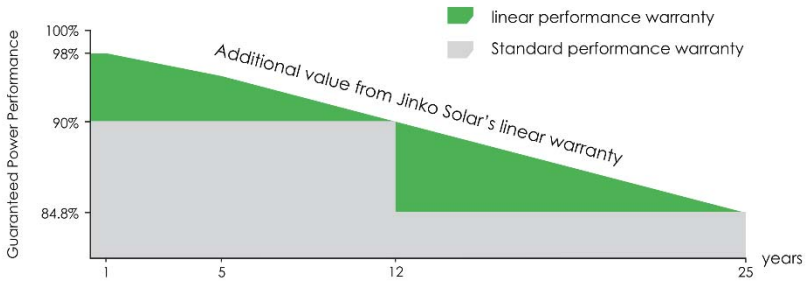


Figura 7- Grafico performance moduli

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 Characteristics	
Cell Type	N type Mono-crystalline
No. of cells	156 (2×78)
Dimensions	2465×1134×35mm (97.05×44.65×1.38 inch)
Weight	34.6kg (76.38 lbs)
Front Glass	2.0mm, Anti-Reflection Coating
Back Glass	2.0mm, Heat Strengthened Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm² (+): 400mm , (-): 200mm or Customized Length

Figura 8- 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. 155 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 / Ajustable 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.

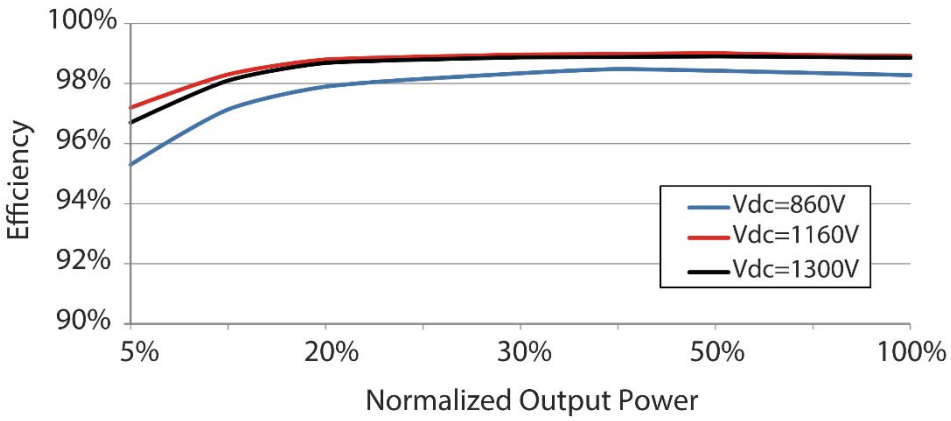
Al fine di agevolare al massimo il cablaggio ottimizzando i tempi di posa, riducendo le possibilità di errore e al fine di agevolare le attività manutentive, la lunghezza delle stringhe è stata accuratamente valutata in concerto con le caratteristiche elettriche dei convertitori ed in funzione della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

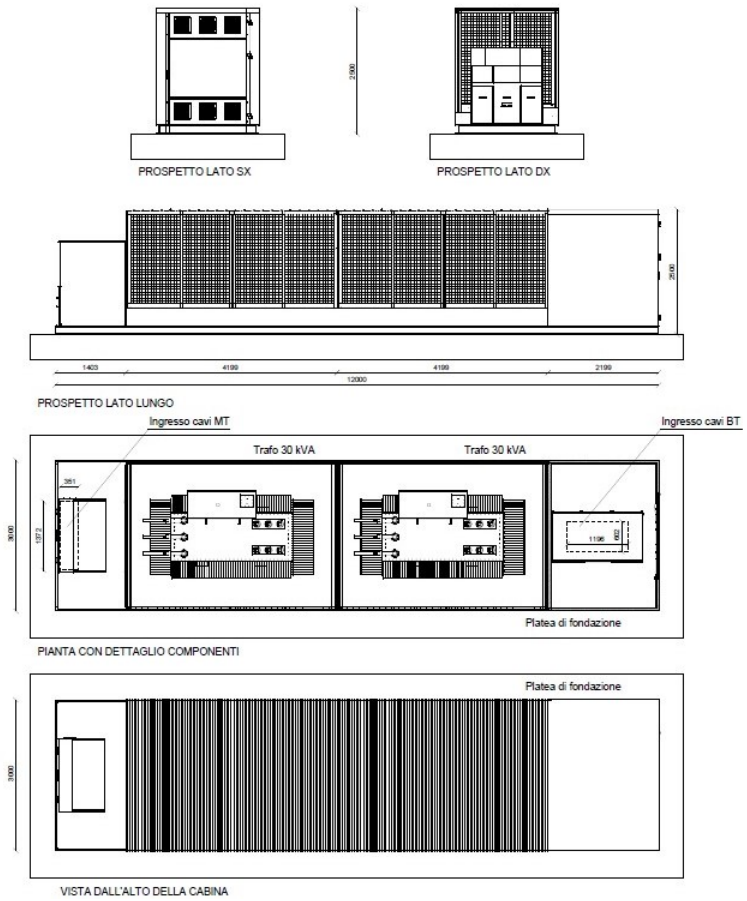


Figura 9- Cabina tipo MT/BT

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 cabina R1 di raccolta partirà la linea dorsale in media tensione di lunghezza pari a circa **10.275 m** diretta verso la nuova SE.

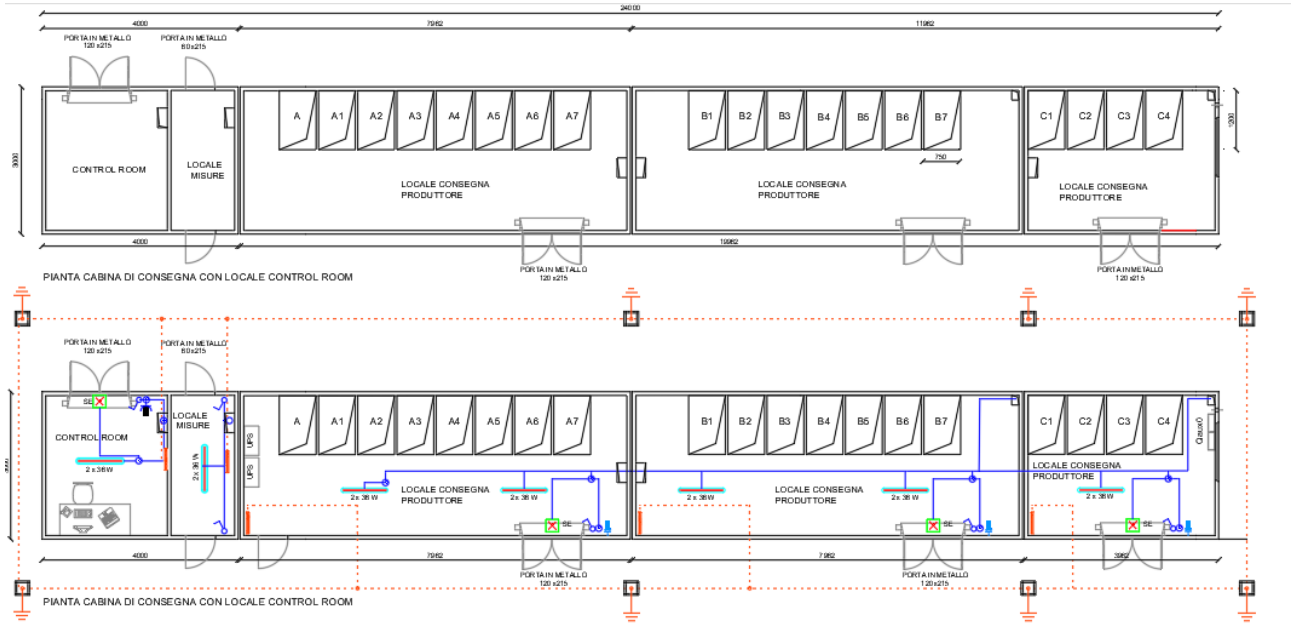


Figura 10- Cabina di consegna tipo

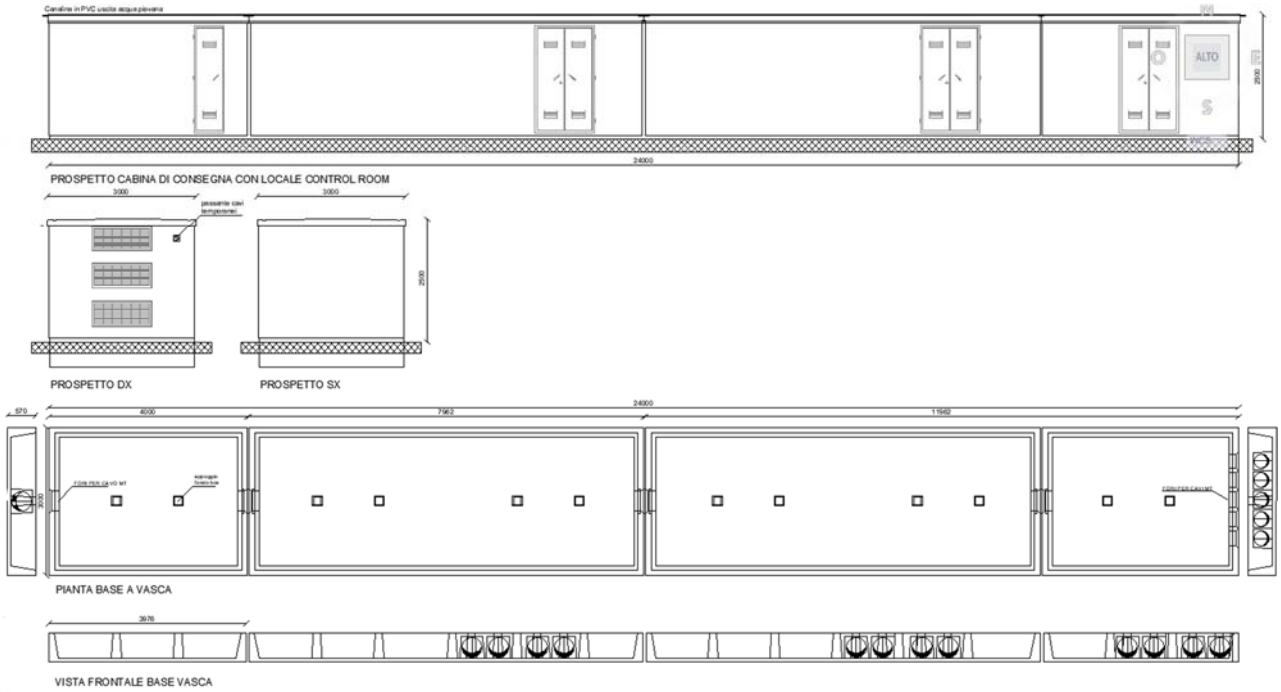


Figura 11 - Cabina di raccolta R1 e control room

3.8 Stazione di trasformazione AT/MT

La stazione elettrica di utenza sarà realizzata allo scopo di collegare l'impianto fotovoltaico alla **nuova stazione elettrica di trasformazione (SE) della RTN a 220/150/36 kV, da inserire in entra – esce alla linea RTN 220 kV "Sulcis – Oristano**

La sottostazione MT/MT rappresenterà sia il punto di raccolta dell'energia prodotta dal campo fotovoltaico che il punto di trasformazione del livello di tensione da 30 kV a 36 kV, per consentire il trasporto dell'energia prodotta fino al punto di consegna della rete di trasmissione nazionale.

La sottostazione utente sarà unica.

Il collegamento tra le SSE e la SEU avverrà mediante cavo interrato a 36 kV che si attesterà ad uno stallo di protezione AT.

L'area individuata è identificata al N.C.T. di **Guspini nel foglio di mappa 330 particella 63** come rappresentato nell'immagine di seguito.

Figura 12- 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 stazione avrà un'estensione di circa 500 mq e l'ubicazione è prevista su un **terreno classificato come area "E3/r – Produzione agricola specializzata con elevato frazionamento fondiario"** dal vigente strumento urbanistico del Comune di Guspini (SU).

Il collegamento AT, in antenna a 36 kV con la sezione a 36 kV di una nuova stazione elettrica di trasformazione (SE) 220/150/36 kV della RTN da inserire in entra-esce sull'elettrodotto RTN a 220 kV della RTN "Sulcis - Oristano", permetterà di convogliare l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico alla rete di alta tensione.
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 36 kV tramite trasformatore 30/36 kV, alle sezione 36 kV della stazione di Rete della RTN mediante un collegamento in cavo AT tra i terminali cavo della stazione d'Utenza e terminali cavo del relativo stallo in stazione di condivisione.

Il trasformatore trifase in olio per trasmissione in alta tensione, con tensione primaria 36 KV e secondaria 30 kV, è costruito secondo le norme CEI 14-4, con nuclei magnetici a lamierini al Fe e Si a cristalli orientati a bassa cifra di perdita ed elevata permeabilità. I nuclei sono realizzati a sezione gradinata con giunti a 45° e

montati a strati sfalsati (esecuzione step lap) per assicurare una riduzione delle perdite a vuoto ed un migliore controllo del livello di rumore.
Gli avvolgimenti vengono tutti realizzati con conduttori in rame elettrolitico E Cu 99.9%, ricotto o ad incrudimento controllato, con isolamento in carta di pura cellulosa. Allo scopo di mantenere costante la tensione dell'avvolgimento secondario al variare della tensione primaria il trasformatore è corredato di un commutatore di prese sull'avvolgimento collegato alla rete elettrica soggetto a variazioni di tensione.
Le casse d'olio sono in acciaio elettrosaldato con conservatore e radiatori. Isolatori passanti in porcellana. Riempimento con olio minerale esente da PCB o, a richiesta, con fluido isolante siliconico ininfiammabile. Il trasformatore è dotato di valvola di svuotamento dell'olio a fondo cassa, valvola di scarico delle sovrapressioni sul conservatore d'olio, livello olio, pozzetto termometrico, morsetti per la messa a terra della cassa, golfari di sollevamento, rulli di scorrimento orientabili.

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:

- 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 mm^2.

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.

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 Ik 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]
Icc di intervento protezione a 5 secondi	2.993	[A]

Considerazioni finali

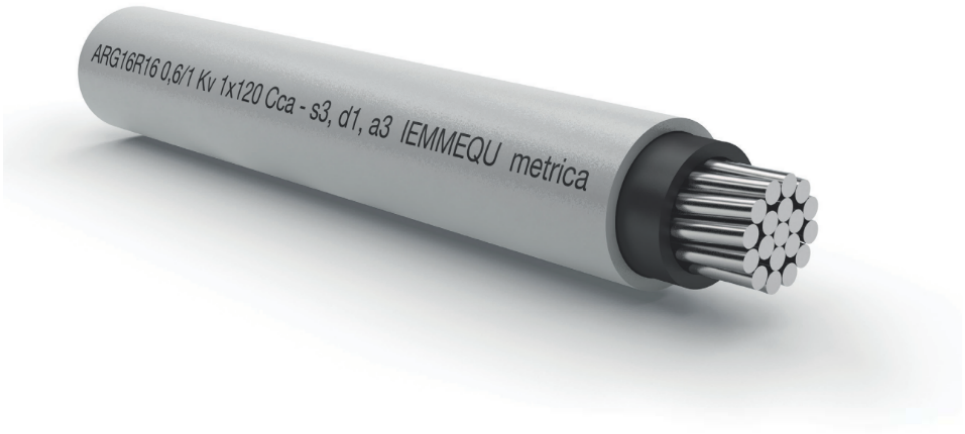
- ❍ E' verificata la condizione Ik <= P.d.i.
- ❍ E' garantita la protezione contatti indiretti
- ❍ E' verificata la condizione I2t <= K2S2

Di seguito si propongono le caratteristiche di alcuni cavi commerciali.

ARG16R16 0.6/1KV
Cca-s3,d1,a3

CE RoHS

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	

							PORTATA DI CORRENTE (CURRENT RATING)			
FORMA-ZIONE SIZE(MM)	DIAM. CONDUT-TORE	SPESSORE MEDIO ISOLANTE	SPESSORE MEDIO GUAINA	DIAMETRO ESTERNO	PESO (WEIGHT)	RESISTENZA ELETTRICA MAX A 20°C	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

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 Ik <= P.d.i.

DOPPIO ISOLAMENTO - Non necessita verifica contatti indiretti

❍ E' verificata la condizione Ib<=In<=Iz

❍ E' verificata la condizione I2t <= K2S2

Linee MT esterne verso SE

Come meglio descritto nella relazione specialistica, la centrale verrà collegata in antenna a 36 kV sulla sezione 36 kV di una nuova Stazione Elettrica (SE) di trasformazione della RTN a 220/150/36 kV, da inserire in entra – esce alla linea RTN 220 kV "Sulcis - Oristano". Si rimanda alla relazione specialistica per i dettagli.

Figura 13 – tracciato cavidotto MT verso nuova SE

Cavidotto R1-SE

La sezione dei conduttori da utilizzarsi è calcolata cautelativamente sulla massima potenza di esercizio pari a 49.600 kW. La potenza espressa è intesa come massima potenza erogabile dai convertitori presenti. Considerando una tensione nominale di 30 kV e un cosϕ = 0,9, si calcola una corrente di impiego di circa 1.060 A.

Caratteristiche tecniche/*Technical characteristics*
U max: 36 kV

Formazione Size	Ø indicativo conduttore *Approx. conduct. Ø*	Spessore medio isolante *Average insulation thickness*	Ø esterno max *Max outer Ø*	Peso indicativo cavo *Approx. cable weight*	Portata di corrente *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 di deriva la portata del cavo I=In*ktemp*kres*kposa= 366 A
- Dove In è la portata di 418 A indicata in tabella per il cavo da 240 mmq

Si prevede pertanto di utilizzare **n°3 cavi da 240 mmq 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 si 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 mm^2 la sezione è pari alla metà del conduttore di fase con un minimo di 16 mm^2 e comunque in grado di soddisfare le condizioni stabilite dalle norme CEI 64.8.

Esempio di impianto di terra:

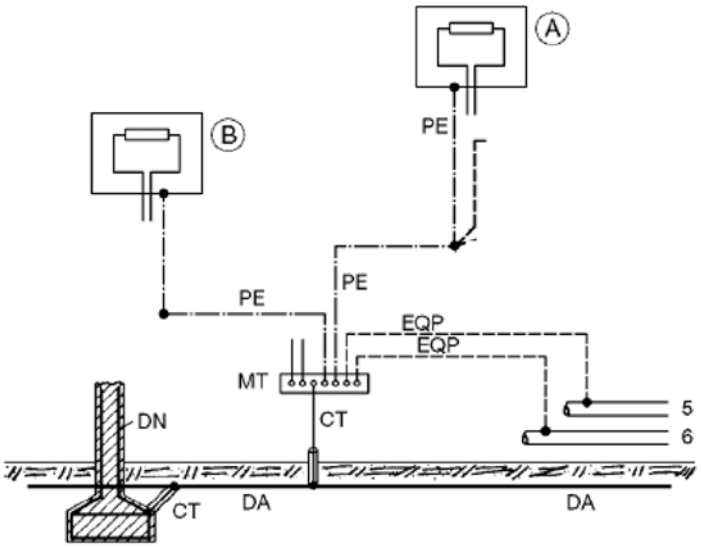


Figura 14- Esempio impianto di terra

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:

$$R_A \times Ia \leq 50$$

dove:

- R_A è la somma delle resistenze del dispersore e dei conduttori di protezione delle masse, in ohm;
- Ia 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, Ia è la corrente nominale differenziale Idn.

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:

Totale perdite [%] = [1 – (1 – a – b) x (1 – c - d) x (1 – e) x (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**

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 Pac= 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	1.766,3
Producibilità (kWh/kWpY) senza uliveto	1.811,0
Distanza da Benchmark (%)	**-2,47**

Tabella 4 - 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 **1.766,0 kWh/kWp/a**.

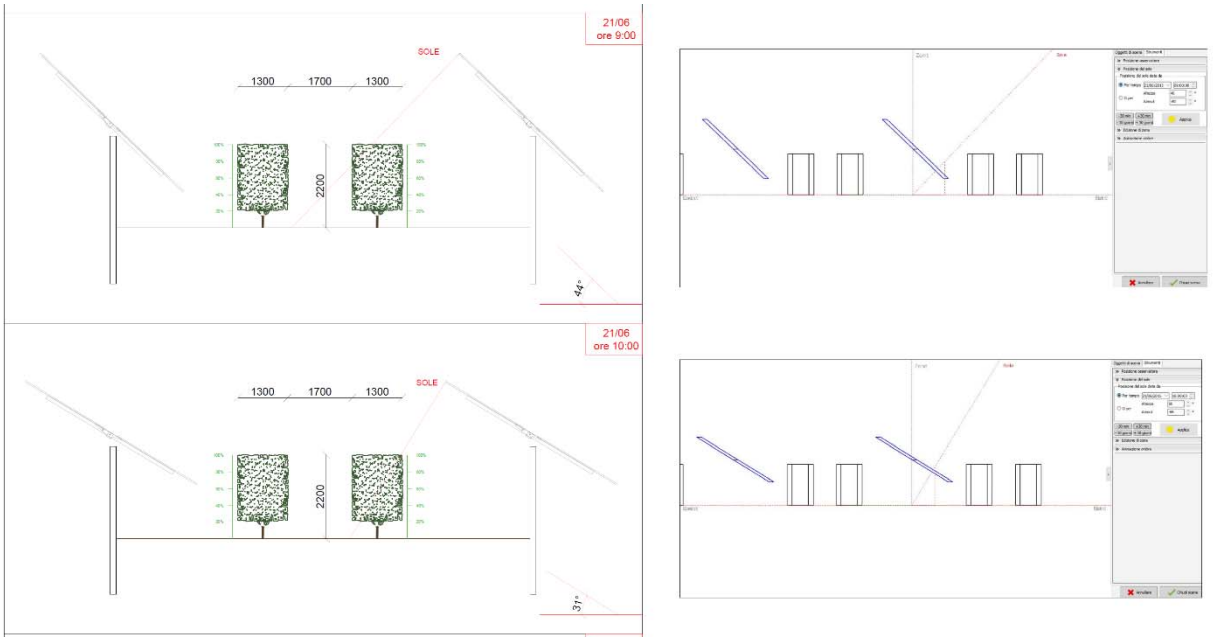


Figura 15 – studio tipo ombreggiamento con influenza del progetto agricolo

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.

Project summary

Geographical Site
Pabillonis
Italia

Situation

Latitude	39.61 °N
Longitude	8.69 °E
Altitude	32 m
Time zone	UTC+1

Project settings

Albedo	0.20

Meteo data
Pabillonis
Meteonorm 8.0 (1991-2013), Sat=100% - Sintetico

System summary

Grid-Connected System
Simulation for year no 10

Trackers single array, with backtracking

PV Field Orientation
Orientation

Tracking plane, horizontal N-S axis	
Axis azimuth	0 °

Tracking algorithm
Astronomic calculation
Backtracking activated

Near Shadings
Linear shadings

System information
PV Array

Nb. of modules	576 units
Pnom total	351 kWp

Inverters

Nb. of units	1 unit
Pnom total	320 kWac
Pnom ratio	1.098

User's needs
Unlimited load (grid)

Results summary

Produced Energy	627.3 MWh/year	Specific production	1785 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	86.17 %

Table of contents

Project and results summary 2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses 3
Near shading definition - Iso-shadings diagram 5
Main results 6
Loss diagram 7
Special graphs 8

General parameters

Grid-Connected System — **Trackers single array, with backtracking**

PV Field Orientation

Orientation		Tracking algorithm		Backtracking array	
Tracking plane, horizontal N-S axis		Astronomic calculation		Nb. of trackers	12 units
Axis azimuth	0 °	Backtracking activated		Single array	
				Sizes	
				Tracker Spacing	11.0 m
				Collector width	5.33 m
				Ground Cov. Ratio (GCR)	48.5 %
				Phi min / max.	-/+ 55.0 °
				Backtracking strategy	
				Phi limits	+/- 60.9 °
				Backtracking pitch	11.0 m
				Backtracking width	5.33 m

Models used

Transposition	Perez
Diffuse	Perez, Meteonorm
Circumsolar	separate

Horizon	Near Shadings	User's needs
Free Horizon	Linear shadings	Unlimited load (grid)

Bifacial system

Model: 2D Calculation unlimited trackers

Bifacial model geometry		Bifacial model definitions	
Tracker Spacing	11.00 m	Ground albedo	0.30
Tracker width	5.33 m	Bifaciality factor	80 %
GCR	48.5 %	Rear shading factor	5.0 %
Axis height above ground	2.10 m	Rear mismatch loss	10.0 %
		Shed transparent fraction	0.0 %

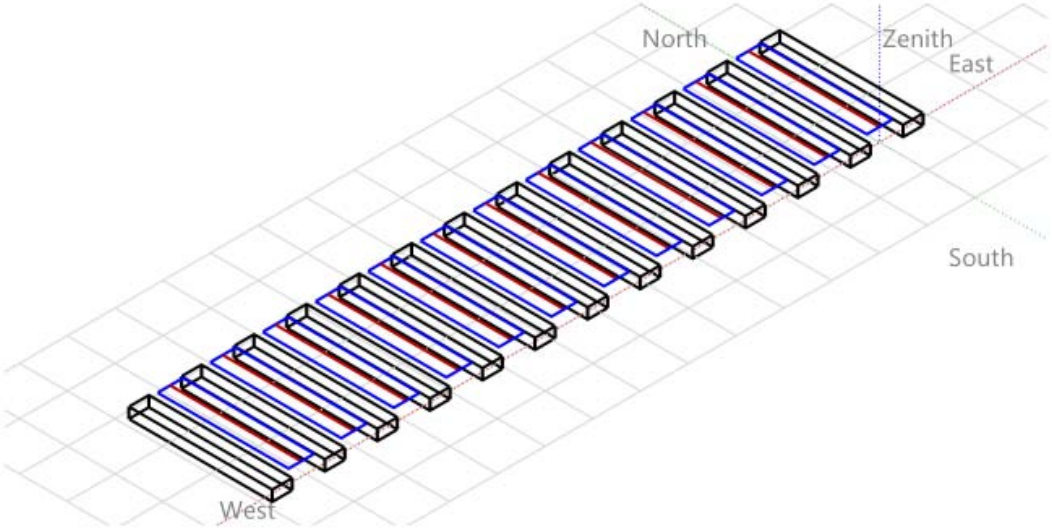
PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Jinkosolar	Manufacturer	Sungrow
Model	JKM610N-78HL4-BDV	Model	SG350HX-20A-Preliminary
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	610 Wp	Unit Nom. Power	320 kWac
Number of PV modules	576 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	351 kWp	Total power	320 kWac
Modules	24 Strings x 24 In series	Operating voltage	500-1500 V
At operating cond. (50°C)		Max. power (=>30°C)	352 kWac
Pmpp	325 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.10
U mpp	1003 V		
I mpp	324 A		

Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	351 kWp	Total power	320 kWac
Total	576 modules	Number of inverters	1 unit
Module area	1610 m²	Pnom ratio	1.10
Cell area	1484 m²		

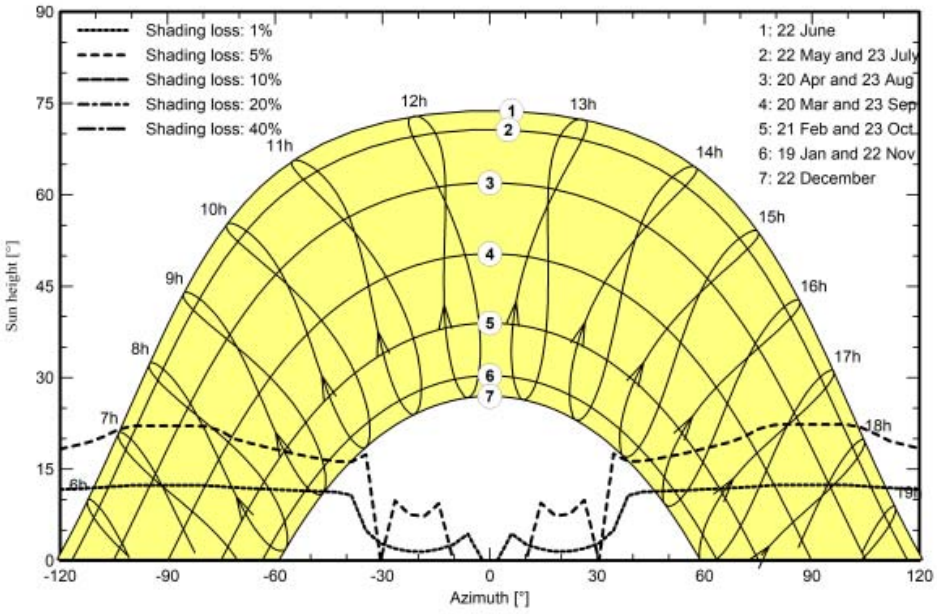
Near shadings parameter

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Orientation #1

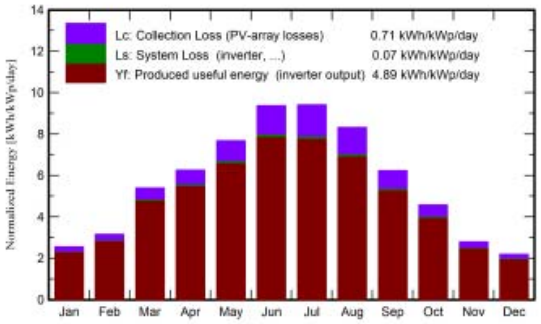


Main results

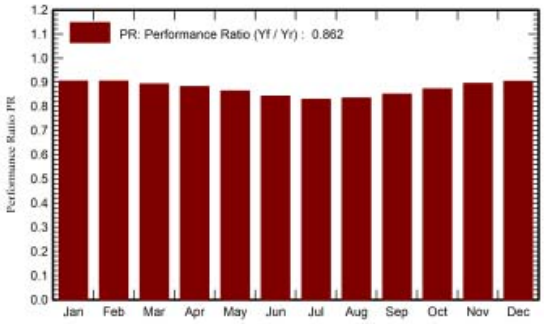
System Production

Produced Energy	627.3 MWh/year	Specific production	1785 kWh/kWp/year
		Performance Ratio PR	86.17 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



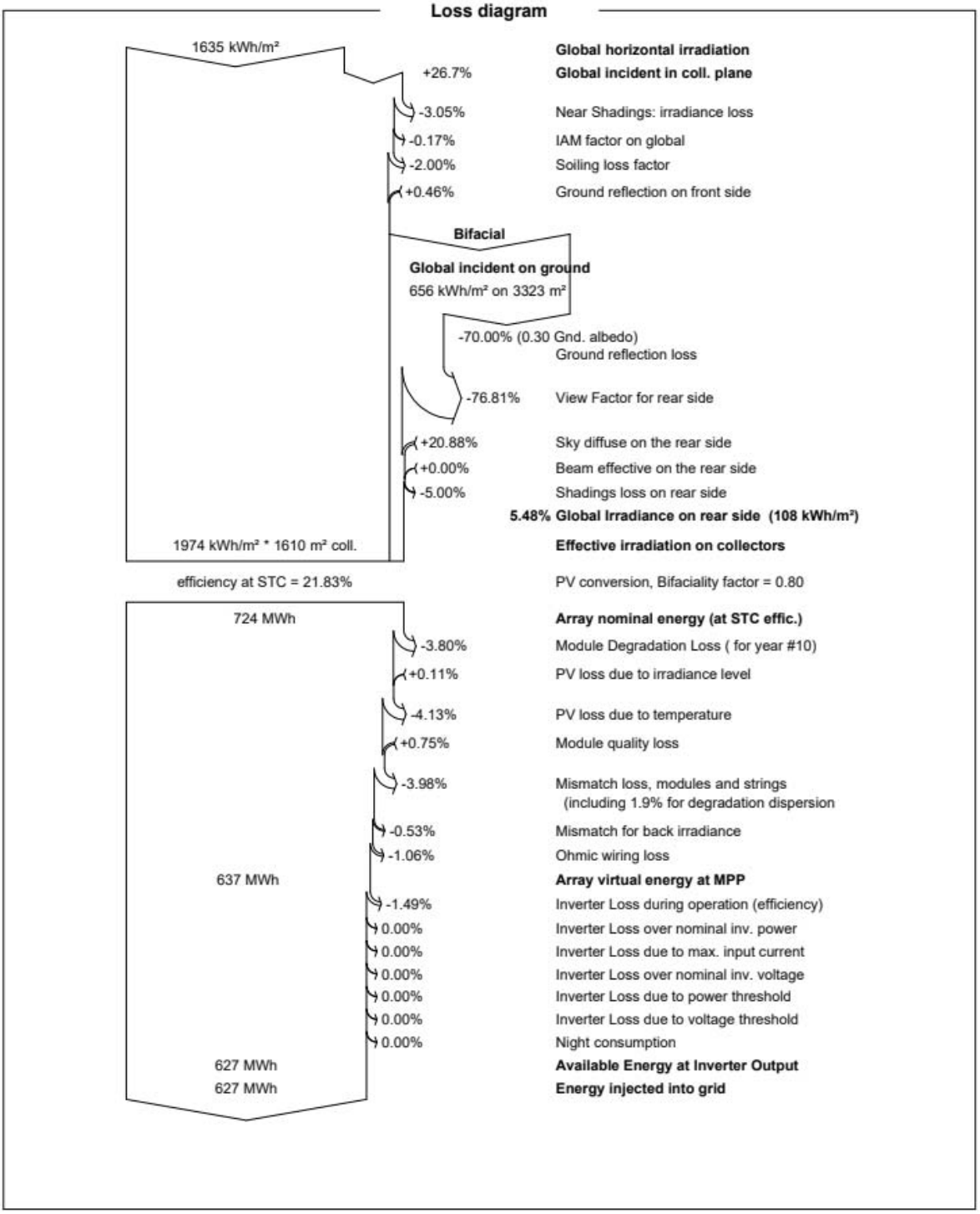
Balances and main results

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	61.0	25.55	9.62	79.2	75.2	25.56	25.18	0.905
February	71.7	37.26	9.83	88.3	83.6	28.51	28.08	0.905
March	133.1	59.55	12.37	167.3	159.2	53.18	52.45	0.893
April	153.2	77.13	14.96	187.7	178.4	59.01	58.16	0.882
May	191.9	86.95	19.10	238.0	226.9	73.27	72.20	0.863
June	220.8	77.34	23.64	281.1	268.9	84.48	83.17	0.842
July	226.9	69.71	26.97	291.6	279.1	86.32	84.96	0.829
August	200.1	72.23	26.82	258.0	246.2	76.85	75.71	0.835
September	145.4	55.83	22.54	187.2	178.2	56.84	55.98	0.851
October	110.8	47.44	19.49	141.7	134.7	44.09	43.46	0.873
November	66.9	32.71	14.28	83.8	79.4	26.77	26.37	0.895
December	53.4	25.58	10.93	67.9	64.3	21.90	21.56	0.904
Year	1635.2	667.28	17.60	2071.8	1974.2	636.77	627.28	0.862

Legends

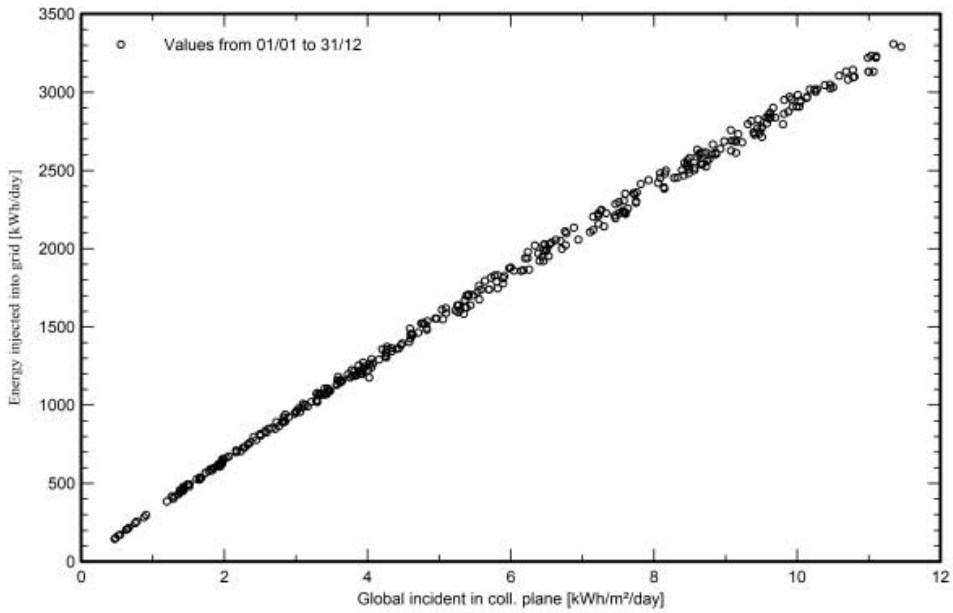
GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		

Loss diagram

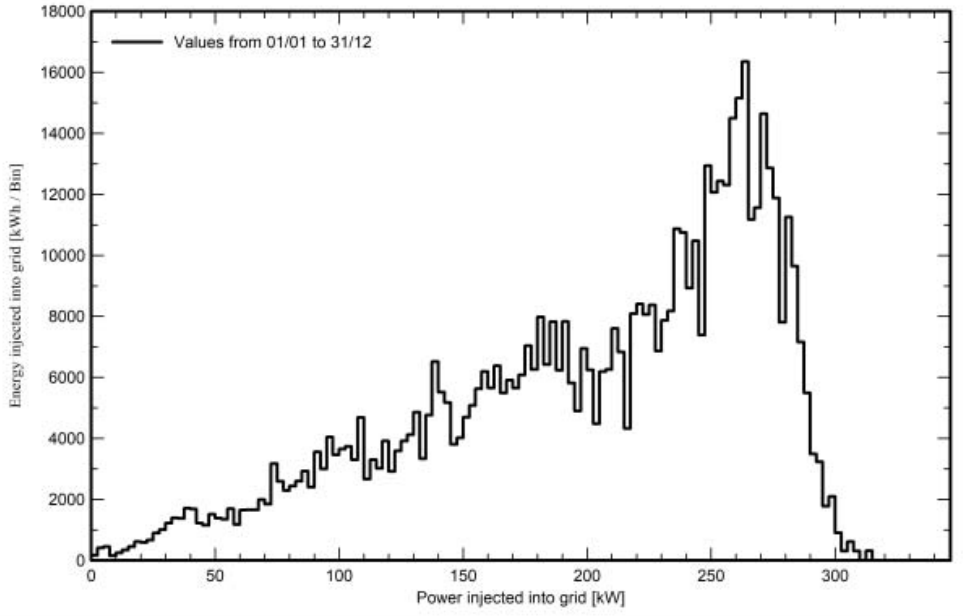


Special graphs

Diagramma giornaliero entrata/uscita



Distribuzione potenza in uscita sistema



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, **92.831.429 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	17.359
TEP risparmiate in 30 anni	491.676

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.

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 dei 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 multi-filari;
- 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.