REGIONE LAZIO

COMUNE DI ACQUAPENDENTE (VT)

Proponente: KINGDOM SOLAR 3

Kingdom Solar 3 s.r.l.

Via Olmetto n.8 - 20123 (MI)

Titolo: Relazione Tecnica - C.02

progetto verde
studio di architettura del paesaggio

AEDES GROUP
ENGINEERING

MARE RINNOVABILI

N° Elaborato: 24

Cod: Rel_DR _1

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. Patrizia Ruggiero
Arch. Anna Sirica
Urb. Sara De Rogatis
Paes. Rosanna Annunziata

Progettazione elettrica e civile

Progettista:
Ing. Rolando Roberto
Ing. Marco Balzano

Collaboratori:
Ing. Simone Bonacini
Ing. Giselle Roberto

Consulenza geologia
Geol. Gaetano Ciccarelli

Consulenza archeologia
Archeol. Concetta Costa

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

Rev.	descrizione	data	formato	elaborato da	controllato da	approvato da
		Luglio 2021	A4	Rolando Roberto	Simone Bonacini	Rolando Roberto
01		Maggio 2023	A4	Rolando Roberto	Simone Bonacini	Rolando Roberto

Sommario

1 OBIETTIVI DI PROGETTO 3
1-1 Collocazione dell'opera 4
1-2 Analisi delle soluzioni tecniche 5
2 NORMATIVA DI RIFERIMENTO 7
3 PROGETTO DELLA CENTRALE FOTOVOLTAICA 11
3-1 Inquadramento generale 12
3-2 Considerazioni in merito alle scelte progettuali 17
3-1 Descrizione del sistema ad inseguimento monoassiale 18
3-2 Moduli fotovoltaici 19
3-3 Sistema di conversione DC/AC 21
3-3-1-1 Ambiente di installazione 24
3-4 Sotto-cabine MT 24
3-5 Area di raccolta cabine MT 25
3-6 Stazione di trasformazione AT/MT 26
3-7 Linee Elettriche 28
3-7-1-1 Tubi protettivi e canalizzazioni 30
3-7-1-2 Verifiche tipologie di linee 30
3-7-1-3 Connessione utente e Stazione Terna 38
3-8 Cavidotto MT principale (da trasformatore AT a cabina di raccolta MT) 40
3-1 Cavidotti interni impianto BT 42
3-2 Impianto di messa a terra e sistemi di protezione 44
3-2-1-1 Generalità 44
3-2-1-2 Conduttori di protezione 44
3-3 Misure di protezione contro i contatti diretti 46
3-4 Misure di protezione contro i contatti indiretti 46
3-5 Protezione delle condutture 47
3-6 Producibilità impianto 47
3-7 Benefici ambientali 56
4 SICUREZZA ELETTRICA, VERIFICHE E COLLAUDI 57
4-1 Sicurezza elettrica 58
4-2 Verifiche finali, collaudi e prove strumentali 58

4-3 Documentazione tecnica 60
5 VULNERABILITA' RISCHIO GRAVI INCIDENTI O CALAMITA' 61
5-1 Valutazione del rischio incendio 62
5-2 Verifica presenza impianti RIR 63

1 OBIETTIVI DI PROGETTO

Kingdom Solar 3 S.r.l. intende proporre la realizzazione di un impianto fotovoltaico da ubicarsi in **Acquapendente (VT)**, localizzazione 42°42’54.93’’N, 11°53’03.37’’E macrolotto 1 e 42°42’40.43’’N, 11°54’51.42’’E macrolotto 2, 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 42.310,13 kWp costituito da 72.325 moduli fotovoltaici in silicio cristallino.

In campo saranno installati n. 108 inverter di stringa di potenza nominale 320 kW e n. 28 inverter di stringa di potenza nominale 225 kW per una potenza AC totale di 40.860 kW.

Lo schema di allacciamento alla RTN prevede che la centrale venga collegata in antenna a 132 kV con la sezione a 132 kV di una nuova stazione elettrica di trasformazione (SE) 380/132 kV della RTN da inserire in entra – esce sull’ elettrodotto RTN a 380 kV della RTN “Roma Nord - Pian della Speranza”.

L’impianto sarà esercito in parallelo alla rete elettrica nazionale di TERNA in alta tensione (AT) a 132 kV con una potenza massima in immissione pari a 40.860 kW.

La potenza nominale dell’intero impianto sarà di = **40.860 kW**

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 innanzi tutto necessario trovare un sito che sia prossimo ad una 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 (topologia 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 suddivisione in n. 12 "piastre", ovvero sottocampi, afferenti a diversi lotti di terreno in disponibilità del proponente. Tali aree risultano prevalentemente pianeggianti mentre alcune zone presentano delle acclività più marcate.

In generale tutti i terreni sono risultati idonei 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.

Fig. 1: 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 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:

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

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 nominale pari a 42.310,13 kWp, sarà ubicata in località *Acquapendente* comune di Viterbo (VT) di cui è soggetto proponente la società Kingdom Solar 3 S.r.l. (C.F./P.IVA: 11445250969). E' prevista l'installazione a terra di moduli fotovoltaici in silicio cristallino della potenza specifica di 585 Wp.

La superficie di progetto riporta un estensione totale pari a **89,67 ha** attualmente a destinazione agricola.

In tabella 1 si riportano i dati di localizzazione dell'impianto. In figura 1 è rappresentato graficamente l'ambito di applicazione del presente documento.

Comune	**ACQUAPENDENTE (VT)**
Latitudine	42°42'54.93''N
Longitudine	11°53'03.37''E
Zona altimetrica	Collina interna
Zona climatica	E
GG convenzionali	2.299
Area di progetto (ha)	89,67

Tabella 1 - Dati geografici e climatici della località

Fig. 2: vista satellitare delle macro aree impianto

La centrale fotovoltaica in oggetto sarà composta sostanzialmente dai seguenti 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 585 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. 12 piastre come definito in Tabella 2.

N.Piastra	Tipologia	Tracker 50	Tracker 25	N.moduli	Potenza DC kWp	Potenza AC kW
1	Trakcer N/S	38	19	2.375	1389,38	1.350
2	Trakcer N/S	254	27	13.375	7824,38	7.680
3	Trakcer N/S	47	7	2.525	1477,13	1.350
4	Trakcer N/S	11	13	875	511,88	450
5	Trakcer N/S	145	60	8.750	5118,75	5.120
6	Trakcer N/S	38	7	2.075	1213,88	1.125
7	Trakcer N/S	21	34	1.900	1111,50	900
8	Trakcer N/S	20	13	1.325	775,13	675
9	Trakcer N/S	204	46	11.350	6639,75	6.400
10	Trakcer N/S	0	37	925	541,13	450
11	Trakcer N/S	229	115	14.325	8380,13	8.320
12	Trakcer N/S	199	103	12.525	7327,13	7.040
		1206	**481**	**72.325**	**42.310,13**	**40.860**

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.

Lo schema di allacciamento alla RTN prevede che la centrale venga collegata in antenna a 132 kV con la sezione a 132 kV di una nuova stazione elettrica di trasformazione (SE) 380/132 kV della RTN da inserire in entra – esce sull' elettrodotto RTN a 380 kV della RTN "Roma Nord - Pian della Speranza".

Fig. 3: Nuova SE e ubicazione stazione elevazione AT/MT

La rete di raccolta dell'impianto sarà costituita da 12 cabine inverter/trasformatore collegate in media tensione alla Cabina di Raccolta principale da cui avrà origine il cavitotto per il collegamento alla stazione di elevazione AT/MT.

Cabine MVA	n.Piastra	Tipologia	Tracker 50	Tracker 25	n.moduli	Potenza DC kWp
2X6	1	Tracker N/S	38	19	2.375	1.389,38
	2	Tracker N/S	254	27	13.375	7.824,38
3,15+6	3	Tracker N/S	47	7	2.525	1.477,13
	4	Tracker N/S	11	13	875	511,88
	5	Tracker N/S	145	60	8.750	5.118,75
2,5+1,6	6	Tracker N/S	38	7	2.075	1.213,88
	7	Tracker N/S	21	34	1.900	1.111,50
	8	Tracker N/S	20	13	1.325	775,13
3,15+6	9	Tracker N/S	204	46	11.350	6.639,75
	10	Tracker N/S	0	37	925	541,13
2x6	11	Tracker N/S	229	115	14.325	8.380,13
3,15+6	12	Tracker N/S	199	103	12.525	7.327,13
			1.206	481	72.325	42.310,17

Tabella 3 – Suddivisione piastre-cabine

I moduli fotovoltaici che saranno presi in considerazione per l'impianto "Acquapendente"in località Morello 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 1500 V).

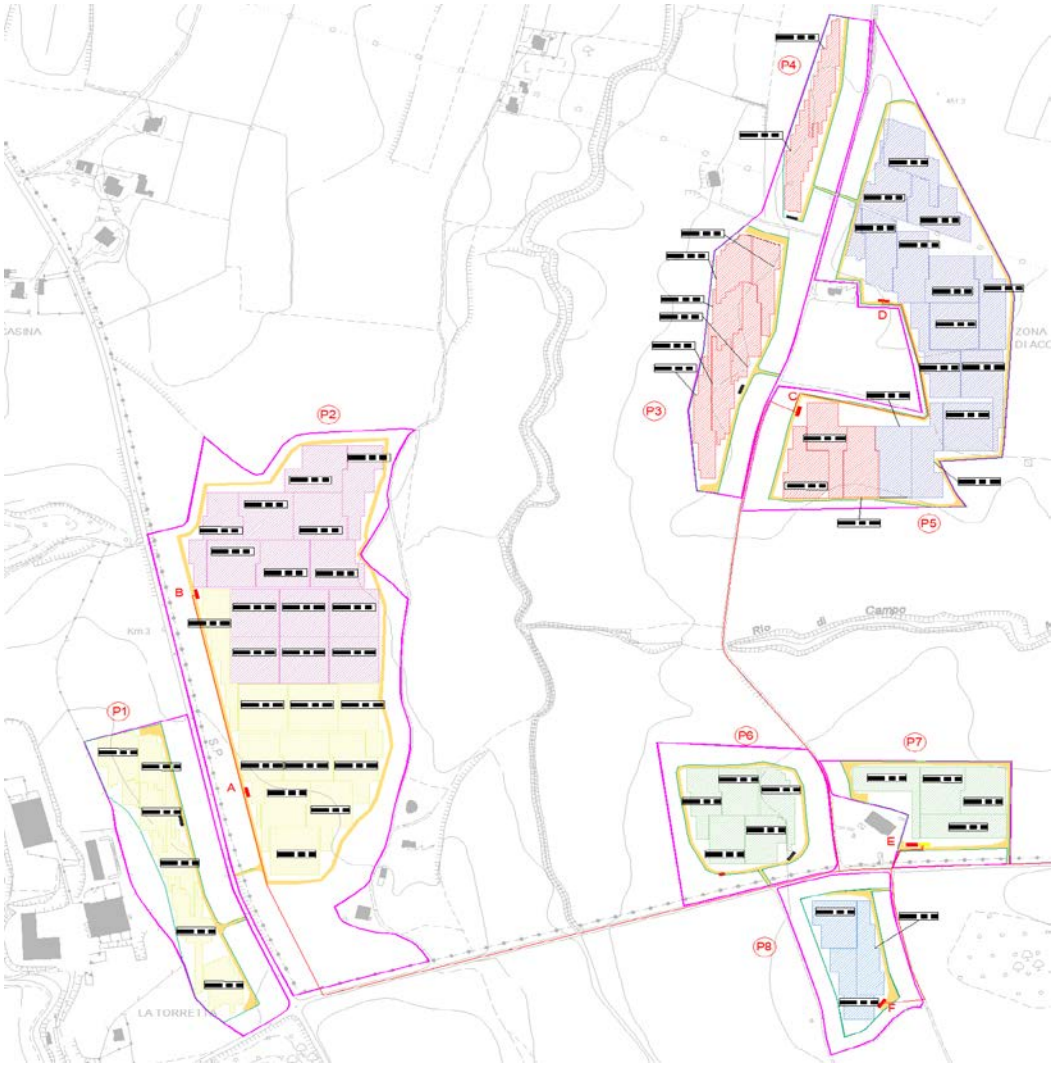


Fig. 4: Estratto suddivisione sottocampi lotti "Campo Morino"

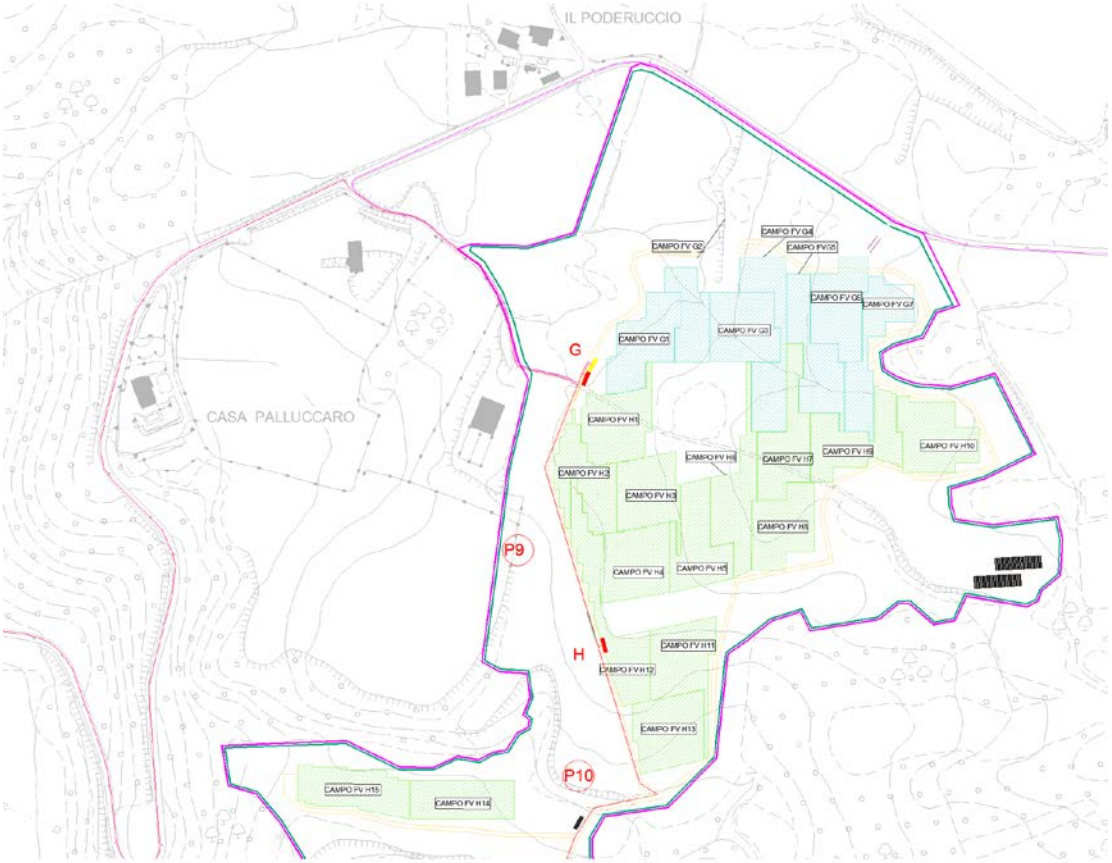


Fig. 5: Estratto suddivisione sottocampi lotti "Aquapendente" località Morello

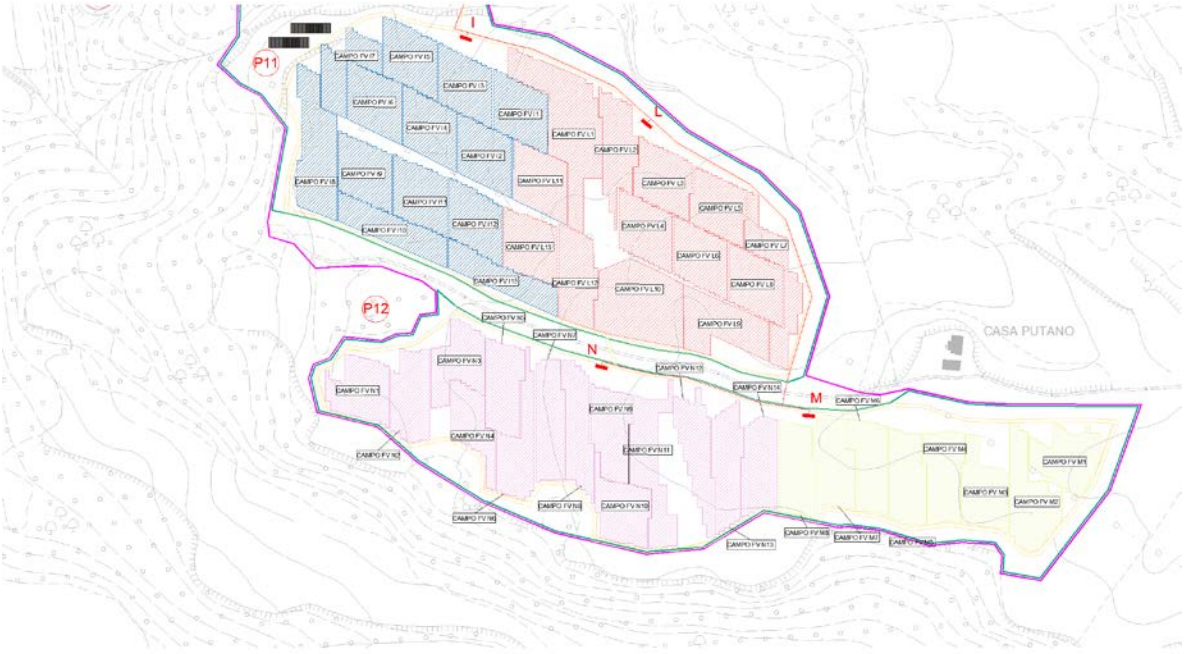


Fig. 6: Estratto suddivisione sottocampi lotti "Aquapendente" località Morello

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 avessere 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 al 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. Minor 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 1500V.

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 disposizioni 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 ben 136.

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

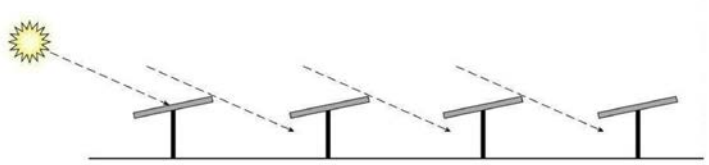
Sistema ad inseguitori monoassiali

Allo stato attuale dello sviluppo della tecnologia fotovoltaica si ritiene che l'utilizzo di sistemi ad inseguimento possa risultare vincente 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.

3-1 Descrizione del sistema ad inseguimento monoassiale

Il sistema di supporto dei moduli fotovoltaici sarà del tipo ad inseguitore mono assiale. 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 l'ungo 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 50 m lineari, ospitante 50 moduli fotovoltaici;

- tipologia da circa 25 m lineari, ospitante 25 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.

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.

Fig. 7: Particolare inseguitore monoassiale ed attuatore

3-2 Moduli fotovoltaici

Il generatore fotovoltaico sarà realizzato con n. 72.325 moduli da 585Wp cadauno marca Jinko Solar modello JKM585M.

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

Module Type	JKM565M-7RL4-V		JKM570M-7RL4-V		JKM575M-7RL4-V		JKM580M-7RL4-V		JKM585M-7RL4-V	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	565Wp	420Wp	570Wp	424Wp	575Wp	428Wp	580Wp	432Wp	585Wp	435Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	43.97V	40.93V	44.09V	41.04V	44.20V	41.15V	44.31V	41.26V	44.42V	41.36V
Maximum Power Current (Imp)	12.85A	10.27A	12.93A	10.33A	13.01A	10.40A	13.09A	10.46A	13.17A	10.52A
Open-circuit Voltage (Voc)	53.20V	50.21V	53.32V	50.33V	53.43V	50.43V	53.54V	50.54V	53.65V	50.64V
Short-circuit Current (Isc)	13.53A	10.93A	13.61A	10.99A	13.69A	11.06A	13.77A	11.12A	13.85A	11.19A
Module Efficiency STC (%)	20.67%		20.85%		21.03%		21.21%		21.40%	
Operating Temperature(℃)	-40℃~+85℃									
Maximum system voltage	1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	25A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.35%/℃									
Temperature coefficients of Voc	-0.28%/℃									
Temperature coefficients of Isc	0.048%/℃									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2℃									

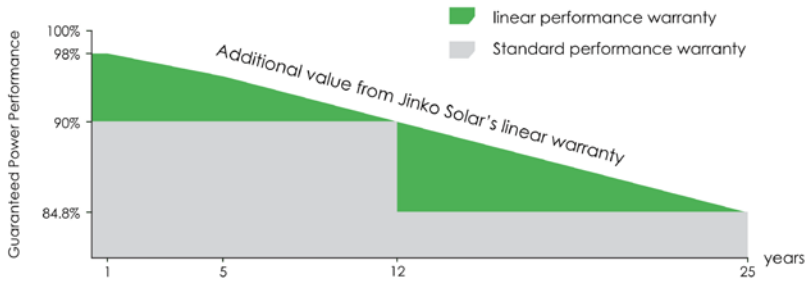
Si avranno componenti dalle seguenti caratteristiche:

- tensione massima di sistema pari a 1500 V;

- tolleranza di potenza molto contenuta.

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

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



I moduli saranno forniti con diodi di bypass integrati nella junction box posta nel dorso del modulo stesso.

Le caratteristiche meccaniche saranno le seguenti:

Mechanical Characteristics	
Cell Type	P type Mono-crystalline
No.of cells	156 (2×78)
Dimensions	2411×1134×35mm (94.92×44.65×1.38 inch)
Weight	31.1 kg (68.6 lbs)
Front Glass	3.2mm,Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm² (+): 290mm , (-): 145 mm or Customized Length

3-3 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. 136 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 a condotto alla scelta di macchine prodotte dalla società SUNGROW modelli SG250HX e SG350HX.

Di seguito le caratteristiche elettriche principali.

Type designation	SG250HX
Input (DC)	
Max. PV input voltage	1500 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	600 V / 600 V
Nominal PV input voltage	1160 V
MPP voltage range	600 V – 1500 V
MPP voltage range for nominal power	860 V – 1300 V
No. of independent MPP inputs	12
Max. number of input connectors per MPPT	2
Max. PV input current	26 A * 12
Max. DC short-circuit current	50 A * 12
Output (AC)	
AC output power	250 kVA @ 30 ℃ / 225 kVA @40 ℃ / 200 KVA @ 50 ℃
Max. AC output current	180.5 A
Nominal AC voltage	3 / PE, 800 V
AC voltage range	680 – 880V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
THD	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % In
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / connection phases	3 / 3
Efficiency	
Max. efficiency	99.0 %
European efficiency	98.8 %

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 ℃ / 320 kVA @ 40 ℃
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 225 kW e 320 kW a seconda del modello, 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. 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" (maximum power point tracker) 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;

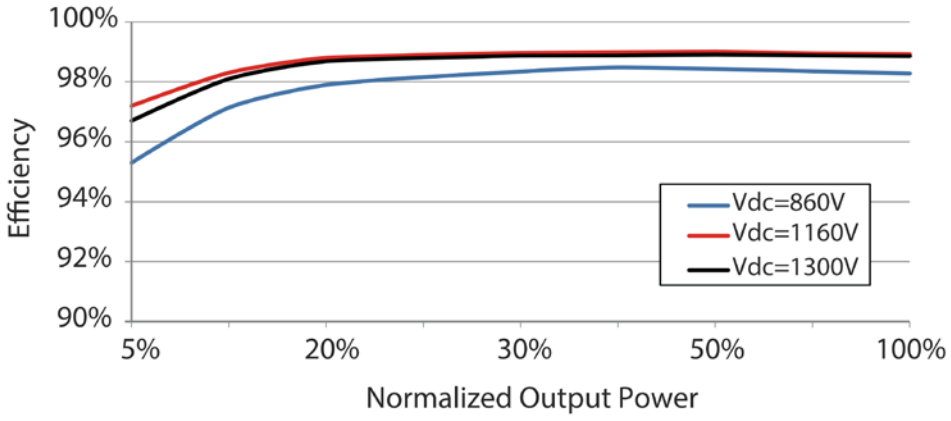
- verifica dell'isolamento del campo fotovoltaico da terra;

- sezionamento lato corrente continua;

- protezione da sovratensioni;

- monitoraggio integrato di stringa e funzionalità anti PID (fenomeno di degrado dei moduli fotovoltaici).

Il corretto accoppiamento 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.

3-3-1-1 Ambiente di installazione

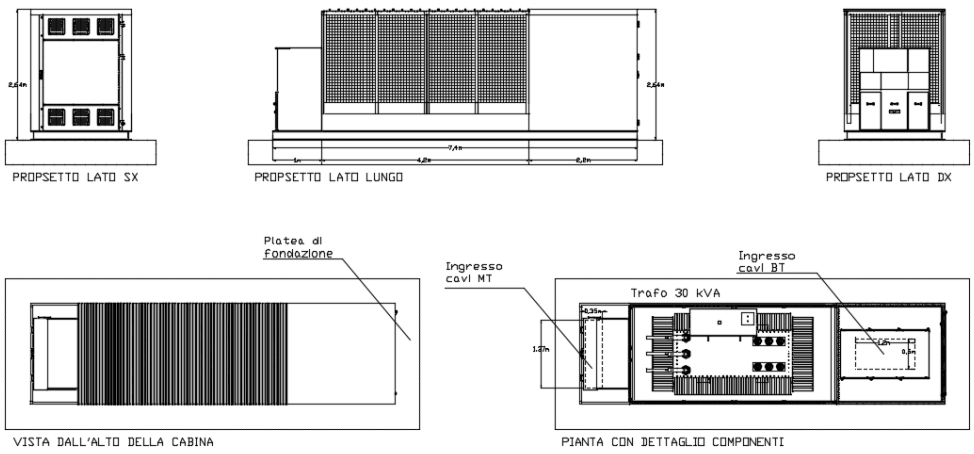
Gli inverter selezionati sono definiti "di stringa". Ovvero sono costruiti per operare tipicamente in campo, connettendovi direttamente le stringhe in corrente continua senza necessità di interporre quadri elettrici di sezionamento e protezione.

Tale topologia 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 al fine di 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.

3-4 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.



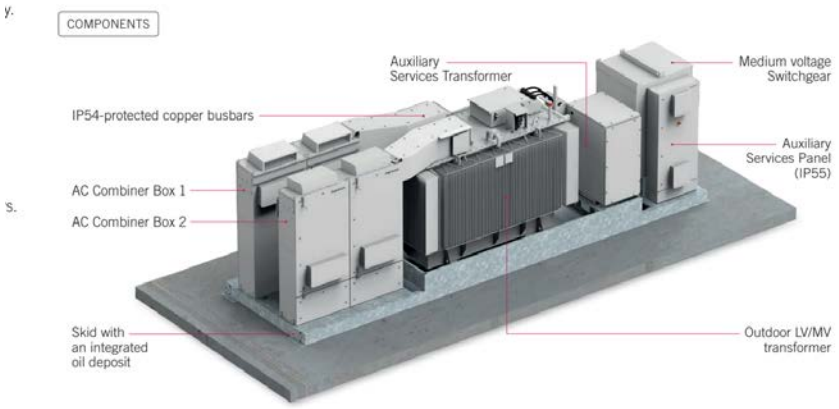


Fig. 8: Cabina tipo MT/BT

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 quando 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.

3-5 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, quale interruttore di protezione linea. Sarà pertanto sempre possibile lavorare in sicurezza nella singola sottocabina operando sugli interruttori di manovra previsti. Al fine di ottimizzare il numero delle linee si prevede di installare una ulteriore sottocabina di raccolta interconnessa alla cabina di raccolta principale.

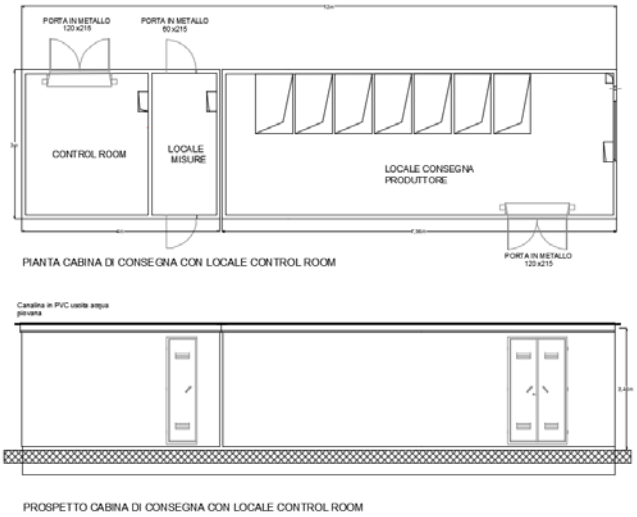


Fig. 9: Cabina di raccolta tipo e control room

Sarà inoltre possibile togliere alimentazione all'intero campo fotovoltaico agendo sull'interruttore generale in media tensione unico per tutto l'impianto.

Dall'area di raccolta partirà la linea dorsale in media tensione di lunghezza pari a circa 8.000 m diretta verso la sottostazione AT di TERNA.

3-6 Stazione di trasformazione AT/MT

La stazione di trasformazione sarà realizzata nella posizione più favorevole per il collegamento alla rete RTN.

La sezione in alta tensione a 150 kV è composta da quattro 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.

Lo stallo trasformatore **MT/AT MONTANTE TRAFO** sarà composto da:

Q.tà	Descrizione
1	**Sezionatore tripolare** a tre isolatori per polo e a doppia apertura laterale completo di una terna di lame di messa a terra – tipo S3CT / TCBT – 170 kV (BIL 650/750 kVp) – 1250 A – 31,5 kA – comando a motore per sezionatore di linea e manuale per le lame di messa a terra – Isolatori tipo LJ 1002/5
1	**Interruttore tripolare** isolamento in gas SF6 – comando a molla per auto–richiusura tripolare con 2 circuiti di apertura a lancio di tensione, 1 circuito d'apertura a mancanza di tensione e 1 circuito di chiusura – tipo 3AP1 FG 170 – 170 kV – 1250 A – 31,5 kA
3	**Trasformatore di corrente** unipolare per misura e protezioni – isolamento in olio – tipo IOSK 170 – con 4 secondari di cui 1 certificato UTF – 400 / 5–5–5–5 A – 31,5 kA 10 VA / 0,2S – 10 VA / 0,2 – 20 VA / 5P20 – 20 VA / 5P20
3	**Trasformatore di tensione** induttivo unipolare per misura fiscale – isolamento in ester – tipo VEOT 170 – con 1 secondario certificato UTF – 150: 3 / 0,1: 3 kV – 10 VA / 0,2
3	**Scaricatore di sovratensione** unipolare ad ossido metallico adatto per la protezione da sovratensioni di origine atmosferica o di manovra in reti a 150 kV tipo 3EL2 138-2PQ32-4ZZ2 – completo di base isolante e contascariche Um 170 kV – Ur 138 kV – MCOV 110 kV – 10 kA – Classe 3
1	**Trasformatore di Potenza** – isolamento in olio minerale – raffreddamento ONAN/ONAF TR1 = 45/57 MVA 150±12x1,25% / 30 kV – YNd11

Lo stallo Linea **MONTANTE LINEA** sarà composto da:

Q.tà	Descrizione
1	**Sezionatore tripolare** a tre isolatori per polo e a doppia apertura laterale completo di una terna di lame di messa a terra – tipo S3CT / TCBT – 170 kV (BIL 650/750 kVp) – 1250 A – 31,5 kA – comando a motore per sezionatore di linea e manuale per le lame di messa a terra – Isolatori tipo LJ 1002/5
1	**Interruttore tripolare** isolamento in gas SF6 – comando a molla per auto–richiusura tripolare con 2 circuiti di apertura a lancio di tensione, 1 circuito d'apertura a mancanza di tensione e 1 circuito di chiusura – tipo 3AP1 FG 170 – 170 kV – 1.250 A – 31,5 kA

3	**Trasformatore di corrente** unipolare per misura e protezioni – isolamento in olio –tipo IOSK 170 – con 4 secondari di cui 1 certificato UTF – 900 / 5–5–5–5 A – 31,5 kA 10 VA / 0,2S – 10 VA / 0,2 – 20 VA / 5P20 – 20 VA / 5P20
3	**Trasformatore di tensione** capacitivo unipolare per misure e protezione isolamento in ester – tipo TCVT 170 – con 3 secondari – 150: 3 / 0,1: 3–0,1: 3–0,1:3 kV 10 VA / 0,2 – 10 VA / 3P – 10 VA / 3P
3	**Scaricatore di sovratensione** unipolare ad ossido metallico adatto per la protezione da sovratensioni di origine atmosferica o di manovra in reti a 150 kV tipo 3EL2 138-2PQ32-4ZZ2 – completo di base isolante e contascariche Um 170 kV – Ur 138 kV – MCOV 110 kV – 10 kA – Classe 3
3	**Isolatori rompi-tratta tipo IEC C6–650**

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.

3-7 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 (o 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°;

- 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.

3-7-1-1 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
- conduttore per circuiti in C.C.: chiaramente siglato con indicazione del positivo con "+" e del negativo con "–"

3-7-1-2 Verifiche tipologie di linee

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

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

Dati generali relativi al quadro "CABINA SMISTAMENTO 1 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	7,73	[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(1x150)	[m]
Lunghezza	400	
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]

Parametri elettrici relativi al circuito in considerazione

Ik max fondo linea	7.555	[A]
Icc max inizio linea	7.727	[A]
Igt fase - protezione fondo linea	---	[A]
I^2t max inizio linea / K^2S^2 fase	14.328.714 // 190.440.000	[A^2 s]
I^2t max inizio linea / K^2S^2 neutro	--- // ---	[A^2 s]
I^2t max inizio linea / K^2S^2 protezione	--- // ---	[A^2 s]
Corrente di impiego Ib	152	[A]
Corrente regolata Ir	200	[A]
Portata del cavo Iz	218	[A]
Caduta di tensione con Ib	0,93	[%]
Lunghezza // Lunghezza max protetta	400/---	[m/m]
Minima Icc fine linea (T/F F/F N/F)	6.072	[A]
Massima Icc fine linea (T/F F/F N/F)	7.012	[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

Scheda riepilogativa riguardante i dati del circuito : TRASFORMATORE G -

Dati generali relativi al quadro "CABINA E1 - TIPO 3" 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	7,43	[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 // _A8	[mm^2]
Sezione	3(1x150)	[m]

Lunghezza	10	
Tipo/Modalità pdi posa_Temp. °C/Coeff. Tot.	92/3U_A8/30/1	
Coefficiente K1 (fattore correzione temperatura)	1,00	
Coefficiente K2 (fattore correzione circuiti)	1,000	
Coefficiente K3 (fattore correzione profondità posa)	1,00	
Coefficiente K4 (fattore correzione resistività)	1,00	
Coefficiente totale	1,000	

Dati relativi alla protezione

Modello // Marca	50/51 - SEPAM // SCHNEIDER	
Tipo // Installazione	50/51 // ---	
Curva magnet.	N.C.	
Numero poli	3 x 630	
Corrente nominale	630	[A]
Potere di interruzione	25	[kA]
Corrente differenziale	---	[A]
I di intervento protezione da tabella o di 5 secondi	662	[A]
Icc di intervento protezione a 5 secondi	630	[A]

Parametri elettrici relativi al circuito in considerazione

Ik max fondo linea	7.422	[A]
Icc max inizio linea	7.426	[A]
Igt fase - protezione fondo linea	---	[A]
I^2t max inizio linea / K^2S^2 fase	13.235.983 // 190.440.000	[A^2 s]
I^2t max inizio linea / K^2S^2 neutro	--- // ---	[A^2 s]
I^2t max inizio linea / K^2S^2 protezione	--- // ---	[A^2 s]
Corrente di impiego Ib	88	[A]
Corrente regolata Ir	168	[A]
Portata del cavo Iz	358	[A]
Caduta di tensione con Ib	1,02	[%]
Lunghezza // Lunghezza max protetta	10/---	[m/m]
Minima Icc fine linea (T/F F/F N/F)	5.931	[A]
Massima Icc fine linea (T/F F/F N/F)	6.849	[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

Scheda riepilogativa riguardante i dati del circuito : INVERTER tipo 1

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	52,93	[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(3x1x185)+(2PE185)	[m]
Lunghezza	500	
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]

Parametri elettrici relativi al circuito in considerazione

Ik max fondo linea	11.956	[A]
Icc max inizio linea	52.647	[A]
Igt fase - protezione fondo linea	4.469	[A]
I^2t max inizio linea / K^2S^2 fase	4.337.726 // 289.680.400	[A^2 s]
I^2t max inizio linea / K^2S^2 neutro	--- // ---	[A^2 s]
I^2t max inizio linea / K^2S^2 protezione	4.337.726 // 699.867.025	[A^2 s]
Corrente di impiego Ib	254	[A]
Corrente regolata Ir	288	[A]
Portata del cavo Iz	562	[A]
Caduta di tensione con Ib	1,79	[%]
Lunghezza // Lunghezza max protetta	500/1.120	[m/m]
Minima Icc fine linea (T/F F/F N/F)	4.469	[A]
Massima Icc fine linea (T/F F/F N/F)	8.350	[A]

Considerazioni finali

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

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 per eventuali accessori di montaggio utili e necessari per questi tipi di materiali.

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

FORMA-ZIONE SIZE(MM)	DIAM. CONDUT-TORE	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

ARG7H1RNR-12/20 kV ÷ 18/30 kV
ARG7H1RNRX-12/20 kV ÷ 18/30 kV

Construction:	CEI 20-13, IEC 60502
	CEI 20-29
Fire propagation:	CEI 20-22 III

ARG7H1RNR - 18/30 kV
Uo/U: 18/30 kV
U max: 36 kV

Technical characteristics

Formation	Approx. conductor Ø	Approx. Insulation Ø	Max. external Ø	Approx. cable weight	Current rating A			
					in air		buried*	
n° x mm²	mm	mm	mm	kg/km	trefoil	flat	trefoil	flat
1 x 50	8,2	8,0	36,1	1560	174	183	168	177
1 x 70	9,8	8,0	38,2	1750	218	229	207	218
1 x 95	11,45	8,0	39,7	1910	266	280	247	260
1 x 120	12,9	8,0	42,4	2190	309	325	281	296
1 x 150	14,2	8,0	43,7	2360	352	371	318	335
1 x 185	16,0	8,0	45,7	2570	406	427	361	380
1 x 240	18,4	8,0	48,3	2915	483	508	418	440
1 x 300	20,5	8,0	51,8	3290	547	576	472	497
1 x 400	23,6	8,0	55,2	3800	640	674	543	572
1 x 500	26,55	8,0	58,35	4330	740	779	621	654
1 x 630	30,1	8,0	62,8	5090	862	907	706	743

* Ground thermal resistivity 100°C cm/W

Electrical characteristics

Formation	Max. electrical resistance at 20°C	Conductor apparent resistance at 90°C and 50Hz Ω/km		Phase reactance Ω/Km		Capacity at 50Hz
n° x mm²	Ω/Km	trefoil	flat	trefoil	flat	µF/km
1 x 50	0,641	0,822	0,822	0,15	0,20	0,15
1 x 70	0,443	0,568	0,568	0,14	0,20	0,16
1 x 95	0,320	0,411	0,411	0,13	0,19	0,18
1 x 120	0,253	0,325	0,325	0,13	0,18	0,19
1 x 150	0,206	0,265	0,265	0,12	0,18	0,20
1 x 185	0,164	0,211	0,211	0,12	0,12	0,22
1 x 240	0,125	0,161	0,161	0,11	0,17	0,24
1 x 300	0,100	0,130	0,129	0,11	0,17	0,27
1 x 400	0,0778	0,102	0,101	0,11	0,16	0,29
1 x 500	0,0605	0,0801	0,0794	0,10	0,16	0,32
1 x 630	0,0469	0,0635	0,0625	0,099	0,16	0,36

ARG7H1RNRX - 18/30 kV
Uo/U: 18/30 kV
U max: 36 kV

Technical characteristics

Formation	Approx. conductor Ø	Average insulation thickness	Average sheath thickness	Approx. max. Ø	Approx. cable weight	Current rating A	
						in air	buried*
n° x mm²	mm	mm	mm	mm	kg/km	A	A
3 x 1 x 50	8,2	8,0	2,1	77,7	4675	174	168
3 x 1 x 70	9,8	8,0	2,2	82,2	5230	218	207
3 x 1 x 95	11,45	8,0	2,2	85,4	5720	266	247
3 x 1 x 120	12,9	8,0	2,3	91,2	5020	309	281
3 x 1 x 150	14,2	8,0	2,4	94,0	7060	352	318
3 x 1 x 185	16,0	8,0	2,4	98,3	7710	406	361
3 x 1 x 240	18,4	8,0	2,5	103,9	8740	483	418

(*) Permissible current rating values are according to:
- Ground thermal resistivity: 1 K.m/W
- Ambient temperature 20°C
- laying depth of 0,8 m

Electrical characteristics

Formation	Max. electrical resistance at 20°C	Conductor apparent resistance at 90°C and 50Hz	Phase reactance	Capacity at 50Hz	Thermal current of circuit (*)
n° x mm²	Ω/Km	Ω/Km	Ω/Km	µF/km	kA
3 x 1 x 50	0,641	0,822	0,15	0,15	6,5
3 x 1 x 70	0,443	0,568	0,14	0,16	9,1
3 x 1 x 95	0,320	0,411	0,13	0,18	12,3
3 x 1 x 120	0,253	0,325	0,13	0,19	15,6
3 x 1 x 150	0,206	0,265	0,12	0,22	19,5
3 x 1 x 185	0,164	0,211	0,12	0,22	24,1
3 x 1 x 240	0,125	0,161	011	0,24	31,2

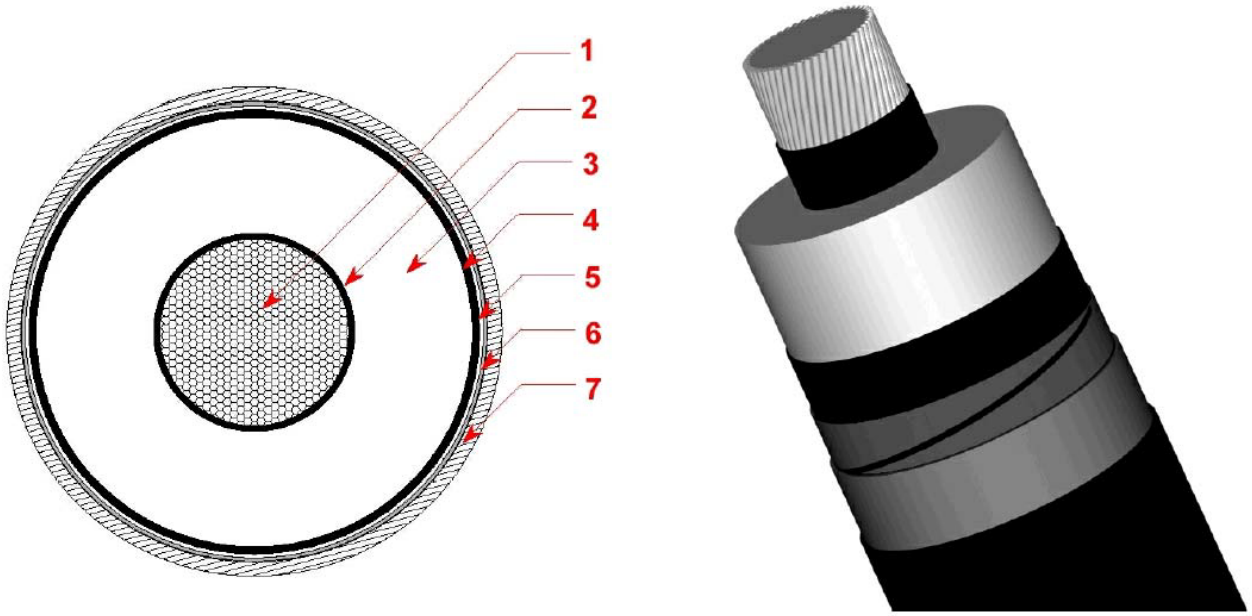
(*) Short circuit duration 0,5 seconds

3-7-1-3 Connessione utente e Stazione Terna

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 politenereticolato (XLPE) (3), schermo semiconduttivo sull'isolamento (4), nastri in materiale igroespandente (5), guaina in alluminio longitudinalmente saldata(6), rivestimento in polietene con grafitatura esterna (7).



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

Il cavidotto AT interrato avrà le seguenti caratteristiche generali:

- Tensione nominale d'isolamento (Uo/U) kV 87/150

- Tensione massima permanente di esercizio (Um) 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

La scelta finale deriverà dai calcoli effettuati in fase di progettazione esecutiva.

Tali dati potranno subire adattamenti comunque non essenziali dovuti alla successiva fase di progettazione esecutiva e di cantierizzazione, anche in funzione delle soluzioni tecnologiche adottate dai fornitori e/o appaltatori.

Il cavo sarà direttamente interrato con posa in piano e racchiuso in uno strato di calcestruzzo magro. Lo scavo sarà poi ripristinato con opportuno rinterro eventualmente eseguito con i materiali di risulta dello scavo stesso.

Il tracciato del cavidotto fino allo stallo AT di arrivo Terna è illustrato nelle tavole progettuali allegate.

3-8 Cavidotto MT principale (da trasformatore AT a cabina di raccolta MT)

Come meglio descritto nella relazione specialistica, Terna fornirà una consegna a 132 kV. 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.

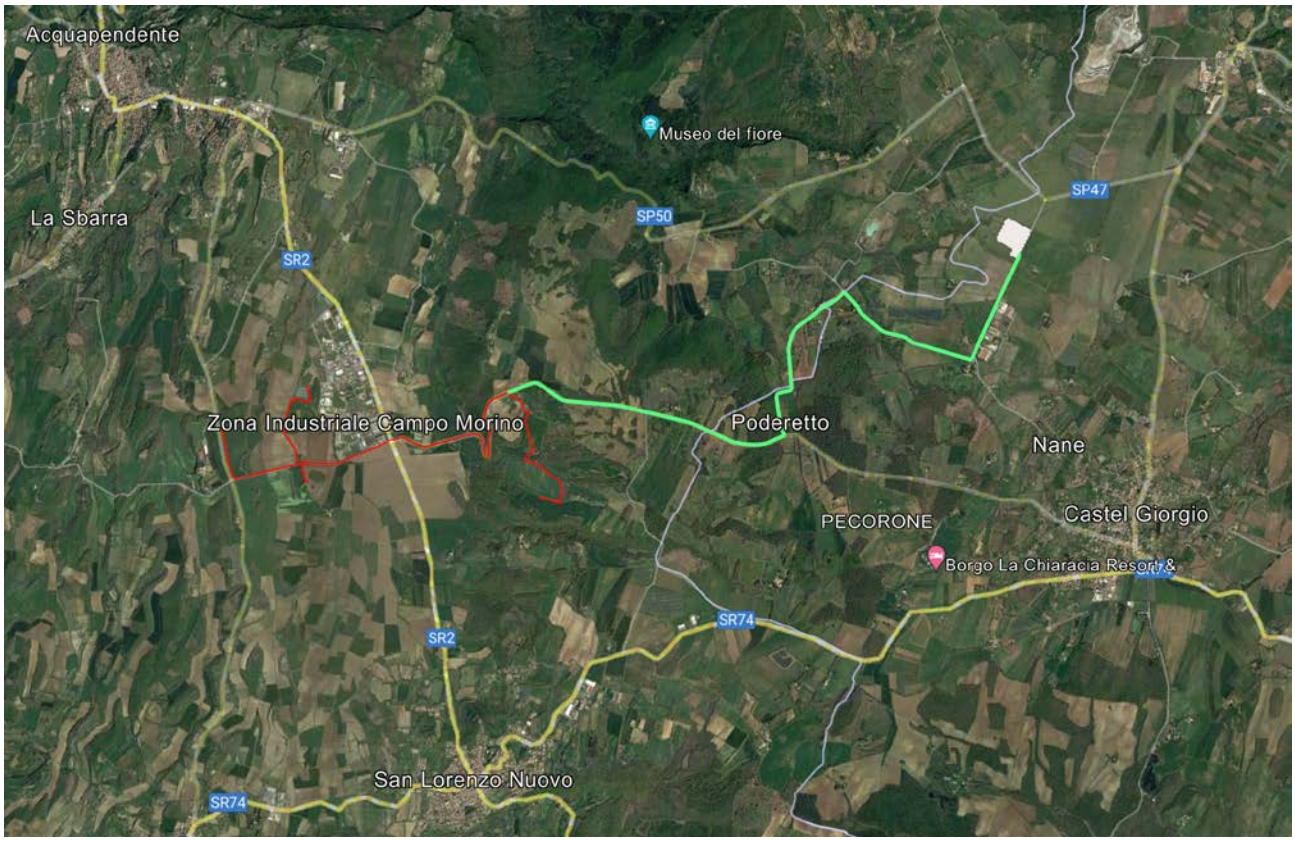


Fig. 10: Tracciato cavidotto MT esterno verso SE

La sezione dei conduttori da utilizzarsi è calcolata cautelativamente sulla massima potenza di esercizio pari a 40.860 kVA. Considerando una tensione nominale di 30kV e un cosϕ = 0,9, si calcola una corrente di impiego di circa 890 A.

ARG7H1RNR - 18/30 kV
Uo/U: 18/30 kV
U max: 36 kV

Technical characteristics

Formation	Approx. conductor Ø	Approx. Insulation Ø	Max. external Ø	Approx. cable weight	Current rating A			
					in air		buried*	
n° x mm²	mm	mm	mm	kg/km	trefoil	flat	trefoil	flat
1 x 50	8,2	8,0	36,1	1560	174	183	168	177
1 x 70	9,8	8,0	38,2	1750	218	229	207	218
1 x 95	11,45	8,0	39,7	1910	266	280	247	260
1 x 120	12,9	8,0	42,4	2190	309	325	281	296
1 x 150	14,2	8,0	43,7	2360	352	371	318	335
1 x 185	16,0	8,0	45,7	2570	406	427	361	380
1 x 240	18,4	8,0	48,3	2915	483	508	418	440
1 x 300	20,5	8,0	51,8	3290	547	576	472	497
1 x 400	23,6	8,0	55,2	3800	640	674	543	572

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= 413 A

Dove In 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.

3-1 Cavidotti interni impianto BT

I cavi di connessione all'interno del campo fotovoltaico saranno ubicati in cavidotti in politilene in posa interrata, a doppio strato con esterno corrugato, con resistenza agli agenti chimici idonei alla posa in qualsiasi tipo di terreno ed elevata resistenza allo schiacciamento e agli urti. Inoltre, sia per evitare diminuzioni della portata che per favorire la sfilabilità dei cavi, si è scelto che il diametro interno dei tubi protettivi di forma circolare sia pari almeno a 1,3 volte il diametro dei cerchi circoscritto al fascio di cavi che essi sono destinati a contenere, con un minimo di 10 mm.

Lo scavo nel terreno sarà realizzato in modo tale da permettere la posa dei cavidotti ad una profondità ≥ di 600mm dalla superficie di calpestio, sia il fondo dello scavo che il suo riempimento sarà realizzato con materiale di riporto in modo da costituire un supporto continuo e piano al cavidotto.

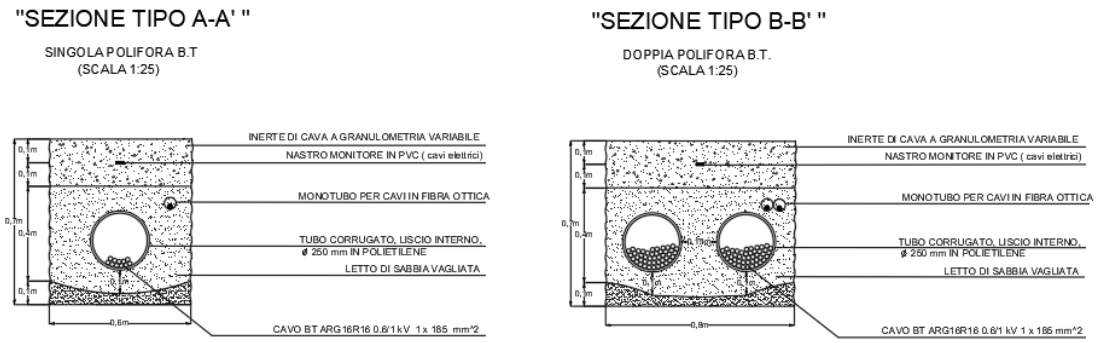


Figura 11- Cavidotti BT interni

Il tracciato della linea in cavo è stato scelto con criterio di minima distanza e tale da rispettare le distanze di rispetto e di sicurezza prescritte dalle normative vigenti, riassunte nei sottoparagrafi seguenti. Il tracciato è stato individuato per essere il più breve possibile, seguendo il percorso delle strade pubbliche comunali, quanto più possibile rettilineo e parallelo al ciglio stradale.

In ogni caso sarà rispettato il raggio di curvatura minimo del conduttore.

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

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

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°;
- 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.

3-2 Impianto di messa a terra e sistemi di protezione

3-2-1-1 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 del quadri generali e delle singole cabine si distribuiranno i conduttori di protezione ed equipotenziali.

3-2-1-2 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:

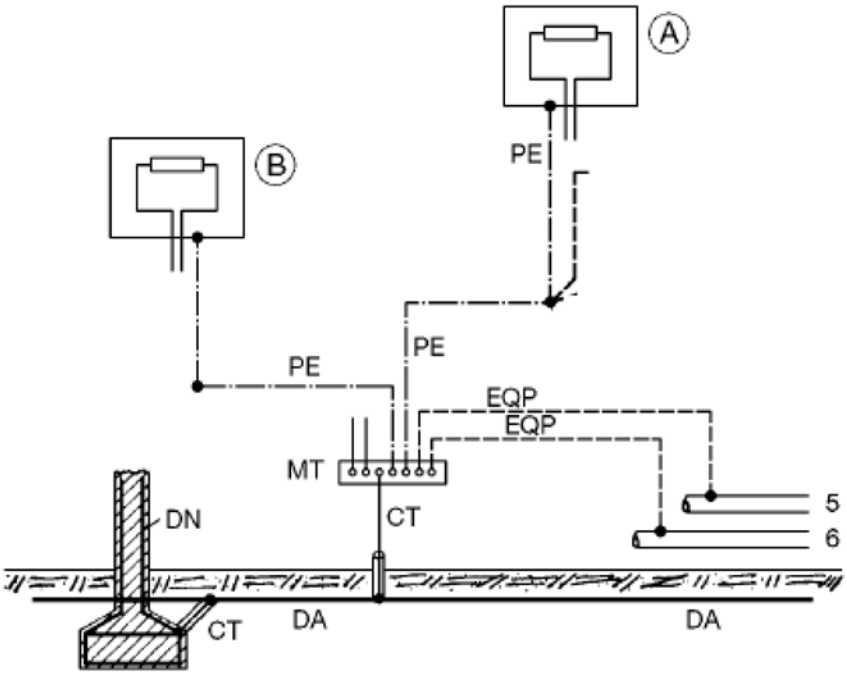


Figura 12- Esempio impianto di terra

DA = Dispersore (intenzionale)

DN = Dispersore (di fatto)

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

MT = Collettore (o nodo) principale di terra

PE = Conduttore di protezione

A, B = Masse

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

3-3 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.

3-4 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.

Viene 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.

3-5 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.

3-6 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 [%] = $[1 – (1 – a – b) \times (1 – c - d) \times (1 – e) \times (1 – f)] + g$

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**

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.7.2.4 Per semplicità si riporta la simulazione di un singolo campo composto **da 19 stringhe** da **25 moduli in serie**, inverter **SGX 250** con potenza **Pac= 225 kW**.

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 di **1.648 kWh/kWp/a**.

PVsyst V7.2.4
VC0, Simulation date:
21/07/21 22:29
with v7.2.4

Project: Acquapendente

Variant: 1P_50_JKS585_Pitch 5,0 m

Aedes Group Engineering (Italy)

Project summary

Geographical Site
Zona Industriale Campo Morino
Italy

Situation

Latitude	42.72 °N
Longitude	11.88 °E
Altitude	437 m
Time zone	UTC+1

Project settings

Albedo	0.20

Meteo data
Zona Industriale Campo Morino
Meteonorm 8.0 (1991-2014), Sat=92% - Sintetico

System summary

Grid-Connected System

Trackers single array, with backtracking

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

Near Shadings
Linear shadings

User's needs
Unlimited load (grid)

System information

PV Array

Nb. of modules	475 units
Pnom total	278 kWp

Inverters

Nb. of units	1 Unit
Pnom total	225 kWac
Pnom ratio	1.235

Results summary

Produced Energy	458.0 MWh/year	Specific production	1648 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	86.54 %

Table of contents

Project and results summary 2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses 3
Near shading definition - Iso-shadings diagram 4
Main results 5
Loss diagram 6
Special graphs 7

General parameters

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

PV Field Orientation

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

Backtracking strategy
Nb. of trackers 19 units
Single array

Sizes
Tracker Spacing 5.00 m
Collector width 2.41 m
Ground Cov. Ratio (GCR) 48.2 %
Phi min / max. -/+ 55.0 °

Backtracking limit angle
Phi limits +/- 61.0 °

Models used
Transposition Perez
Diffuse Perez, Meteonorm
Circumsolar separate

Horizon
Free Horizon

Near Shadings
Linear shadings

User's needs
Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer	Jinkosolar
Model	JKM585M-7RL4-V
(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	585 Wp
Number of PV modules	475 units
Nominal (STC)	278 kWp
Modules	19 Strings x 25 In series
At operating cond. (50°C)	
Pmpp	254 kWp
U mpp	1007 V
I mpp	252 A

Inverter

Manufacturer	Sungrow
Model	SG250HX
(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	225 kWac
Number of inverters	1 units
Total power	225 kWac
Operating voltage	600-1500 V
Max. power (=>30°C)	250 kWac
Pnom ratio (DC:AC)	1.24

Total PV power

Nominal (STC)	278 kWp
Total	475 modules
Module area	1299 m²

Total inverter power

Total power	225 kWac
Nb. of inverters	1 Unit
Pnom ratio	1.24

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

DC wiring losses
Global array res. 66 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Module Quality Loss
Loss Fraction -0.8 %

Module mismatch losses
Loss Fraction 2.0 % at MPP

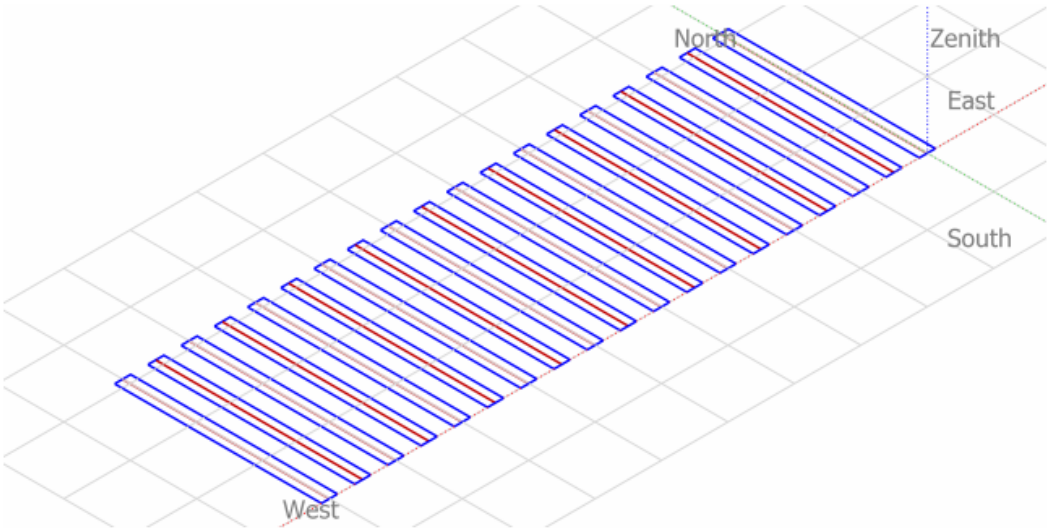
Strings Mismatch loss
Loss Fraction 0.1 %

IAM loss factor
Incidence effect (IAM): Fresnel AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290

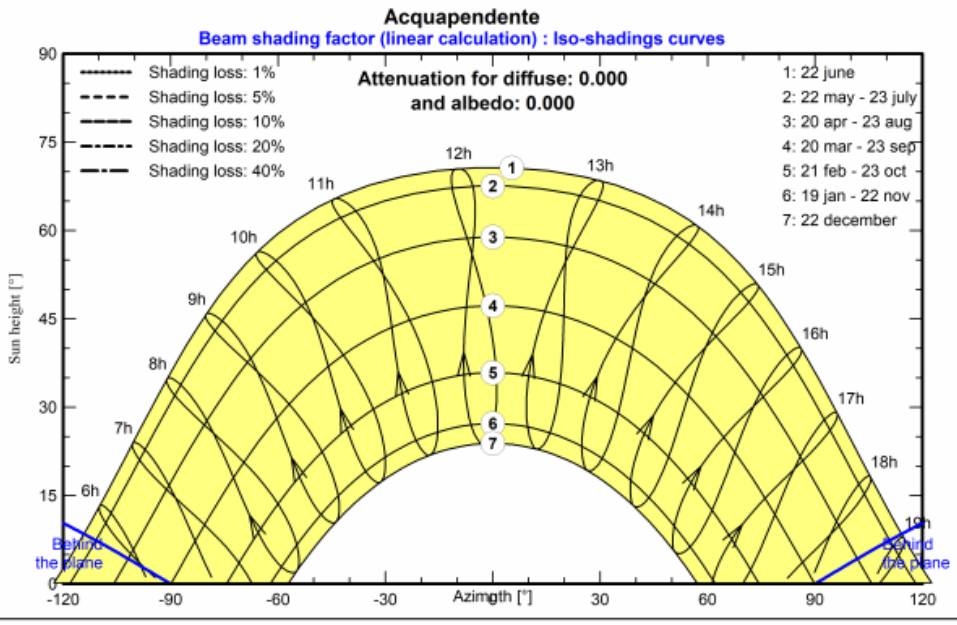
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

Near shadings parameter

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

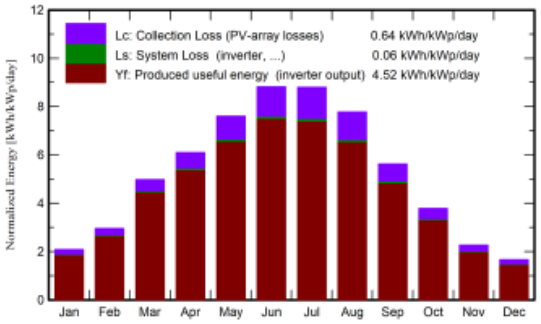


Main results

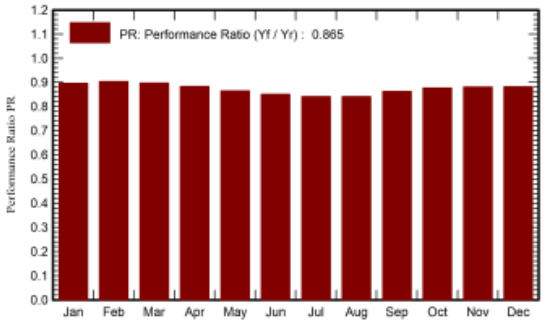
System Production

Produced Energy	458.0 MWh/year	Specific production	1648 kWh/kWp/year
		Performance Ratio PR	86.54 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



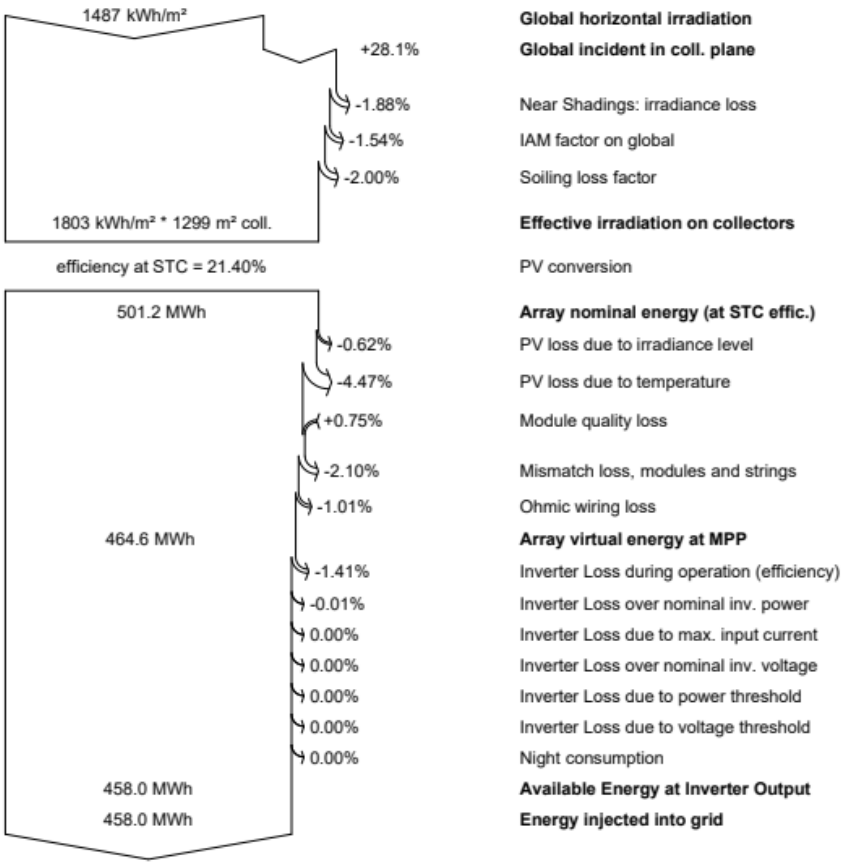
Balances and main results

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	50.8	27.44	6.37	64.7	59.5	16.33	16.11	0.896
February	65.4	34.14	7.40	82.7	77.2	21.05	20.77	0.904
March	120.4	50.77	10.71	154.5	146.1	39.04	38.52	0.897
April	145.9	70.61	14.11	182.9	173.3	45.53	44.92	0.884
May	185.2	76.23	18.43	235.7	224.2	57.44	56.63	0.865
June	204.2	70.12	23.19	264.6	252.7	63.50	62.57	0.851
July	212.0	80.41	26.39	273.0	260.5	64.72	63.77	0.841
August	185.6	64.92	26.17	241.1	230.0	57.23	56.40	0.842
September	131.8	52.57	20.80	168.7	159.9	41.01	40.44	0.863
October	92.4	41.15	16.84	117.3	110.1	28.97	28.59	0.877
November	52.8	26.83	11.37	68.1	62.8	16.92	16.67	0.881
December	40.4	22.12	7.63	51.5	47.0	12.80	12.62	0.882
Year	1486.9	617.30	15.84	1904.6	1803.3	464.56	458.00	0.865

Legends

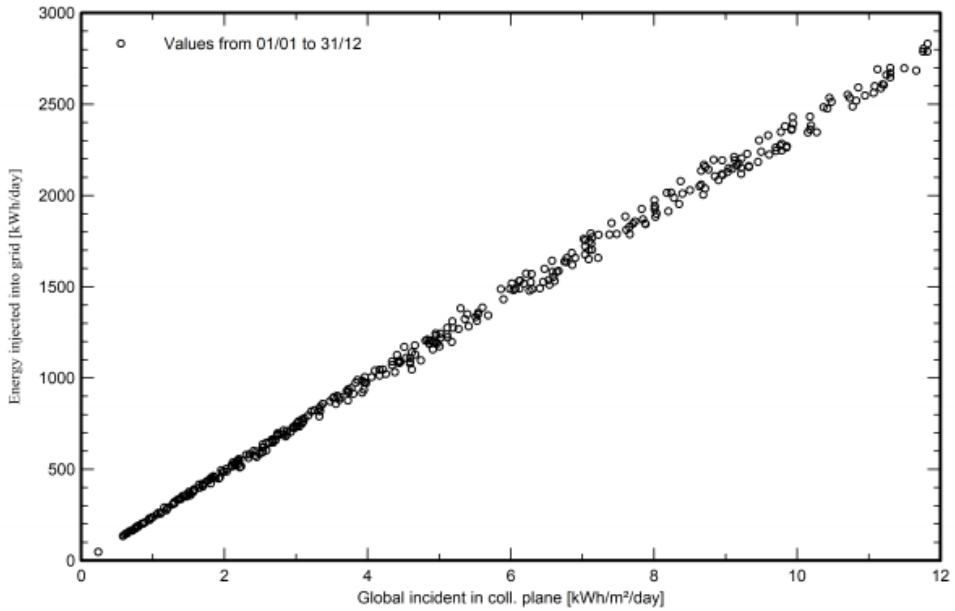
GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		

Loss diagram

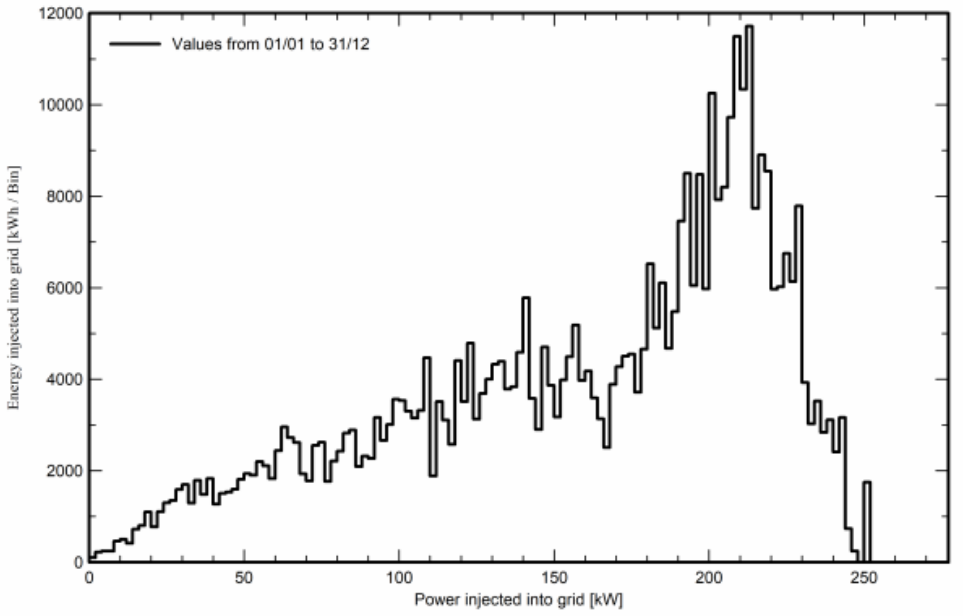


Special graphs

Diagramma giornaliero entrata/uscita



Distribuzione potenza in uscita sistema



3-7 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, **69.727.094 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	13.038
TEP risparmiate in 30 anni	369.305

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.

5 VULNERABILITA’ RISCHIO GRAVI INCIDENTI O CALAMITA’

5-1 Valutazione del rischio incendio

In considerazione dei pericoli identificati, del numero dei lavoratori presenti nell'attività, lavorazioni effettuate e delle caratteristiche di mezzi ed attrezzature utilizzate, delle condizioni ambientali dell'area dell'attività e dell'ambiente circostante, delle misure di sicurezza antincendio adottate, trattandosi di attività soggetta a controllo di prevenzione incendi da parte del competente Comando Provinciale dei Vigili del Fuoco essa rientra tra quelle con rischio incendio medio, per la presenza di oli combustibili in macchine utilizzate per la trasformazione dell'energia elettrica (Attività n°48.1.B ai sensi del DPR 151/2011 "Centrali termoelettriche, macchine elettriche fisse con presenza di liquidi isolanti combustibili in quantitativi superiori a 1 m3 - macchine elettriche").

Ad ogni modo in caso di incendio, la probabilità di propagazione e i rischi derivanti dallo stesso sono da ritenersi limitati.
Infatti, i trasformatori saranno installati:

- in relazione allo stallo utente all'interno della Sottostazione elettrica, un'area completamente recintata in cui non vi è presenza di personale che non abbia una formazione specifica;

- in relazione all’area recintata d’impianto, all’interno di cabine prefabbricate che saranno posizionate debita distanza da aree boscate o da

In fase di cantierizzazione le attività di taglio, saldatura o lavorazioni che possano costituire rischio di propagazione incendi verranno effettuate ad adeguata distanza di sicurezza rispetto alle zone boscate.
I cavidotti in campo saranno interrati (circuito BT ed MT) mentre in relazione alle cabine elettriche sarà fatto obbligo di mantenere pulito il terreno circostante per almeno 3 metri da sterpaglie o componenti infiammabili.

5-2 Verifica presenza impianti RIR

L'Inventario degli stabilimenti a rischio di incidente rilevante, coordinato dal Ministero della Transizione Ecologica e predisposto dall'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA), contiene l'elenco degli stabilimenti notificati ai sensi del decreto legislativo 26 giugno 2015, n. 105 e, per ciascun stabilimento, le informazioni al pubblico sulla natura del rischio e sulle misure da adottare in caso di emergenza. (https://www.mase.gov.it/pagina/inventario-nazionale-degli-stabilimenti-rischio-di-incidente-rilevante-0)

A seguito della consultazione del suddetto portale non ricadono stabilimenti a rischio di incidente rilevante all'interno dei comuni di Acquapendente (VT) e Castel Giorgio (TR) (elenco aggiornato al 15.03.2021).