



REGIONE
BASILICATA

COMUNE DI CRACO (MT)

Progettazione della Centrale Solare "Calanchi solari " da 19.987 kWp



Proponente:  **conCom**[®]
renewable energy

ConCom Solar Italia 02 S.r.l

Via Gerardo Dottori 85 CAP 06132 PERUGIA (PG)

Titolo: Relazione tecnica generale

Progettazione:



N° Elaborato: 25

Cod: PR_01

Tipo di progetto:

- RILIEVO
 PRELIMINARE
 DEFINITIVO
 ESECUTIVO



Progetto dell'inserimento paesaggistico e mitigazione

Progettista:

Agr. Fabrizio Cembalo Sambiasi
Arch. Alessandro Visalli

Collaboratori:

Agr. Rosa Verde
Urb. Patrizia Ruggiero
Urb. Daniela Marrone

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. Claudia Concetta Costa

Rev.	descrizione	data	formato	elaborato da	controllato da	approvato da
		Novembre 2021	A4	Rolando Roberto	Giselle Roberto	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	8
3	PROGETTO DELLA CENTRALE FOTOVOLTAICA	12
3-1	Inquadramento generale	13
3-1	Rilievo e analisi orografia del terreno.....	17
3-2	Considerazioni in merito alle scelte progettuali	20
3-3	Strutture di supporto dei moduli fotovoltaici.....	21
3-4	Moduli fotovoltaici.....	23
3-5	Sistema di conversione DC/AC.....	25
3-5-1-1	Ambiente di installazione.....	29
3-6	Sotto-cabine MT.....	29
3-7	Area di raccolta cabine MT.....	30
3-8	Stazione di trasformazione AT/MT	31
3-9	Linee Elettriche.....	35
3-9-1-1	Tubi protettivi e canalizzazioni	37
3-9-1-2	Verifiche tipologie di linee	37
3-10	Impianto di messa a terra e sistemi di protezione.....	43
3-10-1-1	Generalità.....	43
3-10-1-2	Conduttori di protezione	44
3-11	Misure di protezione contro i contatti diretti	45
3-12	Misure di protezione contro i contatti indiretti	45
3-13	Protezione delle condutture.....	46
3-14	Producibilità impianto.....	46
3-15	Benefici ambientali.....	59
4	SICUREZZA ELETTRICA, VERIFICHE E COLLAUDI.....	60

4-1	Sicurezza elettrica.....	61
4-2	Verifiche finali, collaudi e prove strumentali	61
4-3	Documentazione tecnica.....	63

1 OBIETTIVI DI PROGETTO

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 3 / 63
--	-------------------	---------------

Concom Solar Italia 02 S.r.l. intende proporre la realizzazione di un impianto fotovoltaico da ubicarsi in Craco (MT), localizzazione 40°20'09.50"N, 16°27'35.68"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 19.987 kWp costituito da 32.765 moduli fotovoltaici in silicio cristallino.

In campo saranno installati n. 2 inverter di stringa di potenza nominale 320 kW, e n. 73 inverter di stringa di potenza nominale 225 kW

L'impianto sarà esercito in parallelo alla rete elettrica nazionale di TERNA, il collegamento sarà da effettuarsi in antenna in alta tensione (AT) a 150 kV con una potenza massima in immissione pari a 17.065 kW. 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 17.065 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 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;

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 4 / 63
--	-------------------	---------------

- 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.

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 5 / 63
--	-------------------	---------------

Il sito analizzato è stato suddiviso in **n. 9 macro piastre** afferenti a diversi lotti di terreno in disponibilità del proponente. La scelta di dover suddividere l'impianto nasce dall'analisi dell'orografia del terreno che presenta differenti piani di giacitura.

Alcune sottosezioni di impianto saranno realizzate con sistemi fissi mentre due aree 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 zonal 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:

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 6 / 63
--	-------------------	---------------

- 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.

2 **NORMATIVA DI RIFERIMENTO**

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 8 / 63
--	-------------------	---------------

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

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

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

- CEI 0-2: Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici;
- CEI 0-16: Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica;
- Codice di rete TERNA
- CEI 11-1: Impianti elettrici con tensione superiore ad 1kV in corrente alternata;
- CEI 11-20: Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;
- CEI 11-35: Guida all'esecuzione delle cabine elettriche d'utente;
- CEI 17-1 Interruttori a corrente alternata a tensione superiore a 1000 V;
- CEI 17-6 Apparecchiatura prefabbricata con involucro metallico per tensioni da 1 a 52 kV;
- Norma CEI 17-11 Apparecchiatura a bassa tensione - Parte 3: Interruttori di manovra, sezionatori, interruttori di manovra-sezionatori e unità combinate con fusibili;
- CEI 17-13/1 Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) - Parte 1: Apparecchiature soggette a prove di tipo (AS) e apparecchiature parzialmente soggette a prove di tipo (ANS);
- CEI 20-19: Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V;
- CEI 20-20: Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750V;

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 9 / 63
--	-------------------	---------------

- CEI 20-91: Cavi elettrici con isolamento e guaina elastomerici senza alogeni non propaganti la fiamma con tensione nominale non superiore a 1.000 V in corrente alternata e 1.500 V in corrente continua per applicazioni in impianti fotovoltaici;
- CEI 64-8: Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1.000 V in corrente alternata e a 1.500 V in corrente continua;
- CEI 81-10: Protezione delle strutture contro i fulmini;
- CEI 81-3: Valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato;
- CEI 81-4: Valutazione del rischio dovuto al fulmine;
- CEI EN 60904-1: Dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente;
- CEI EN 60904-2: Dispositivi fotovoltaici - Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento;
- CEI EN 60904-3: Dispositivi fotovoltaici - Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento;
- CEI EN 61727: Sistemi fotovoltaici (FV) - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo con la rete;
- CEI EN 61215: Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo;
- CEI EN 61000-3-2: Compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso = 16 A per fase);
- CEI EN 60555-1: Disturbi nelle reti d'alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili - Parte 1: Definizioni;
- CEI EN 60439-1-2-3: Apparecchiature assiemate di protezione e manovra per bassa tensione;
- CEI EN 60445: Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico;
- CEI EN 60529: Gradi di protezione degli involucri (codice IP);
- CEI EN 60099-1-2: Scaricatori;

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 10 / 63
--	-------------------	----------------

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

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

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

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 11 / 63
--	-------------------	----------------

3 PROGETTO DELLA CENTRALE FOTOVOLTAICA

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 12 / 63
--	-------------------	----------------

3-1 Inquadramento generale

La centrale fotovoltaica, di potenza di picco pari a 19.987 kWp, sarà ubicata nel Comune di *Craco* in provincia di Matera (MT). Il soggetto proponente è la società Concom Solar Italia 02 S.r.l. (C.F./P.IVA: 0378400543). 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 **26 ha** attualmente a destinazione agricola.

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

Comune	Craco (MT)
Latitudine	40°20'09.50"N
Longitudine	16°27'35.68"E
Zona altimetrica	Collina
Zona climatica	D
GG convenzionali	1.665
Aree di progetto (ha)	26

Tabella 1 - Dati geografici e climatici della località

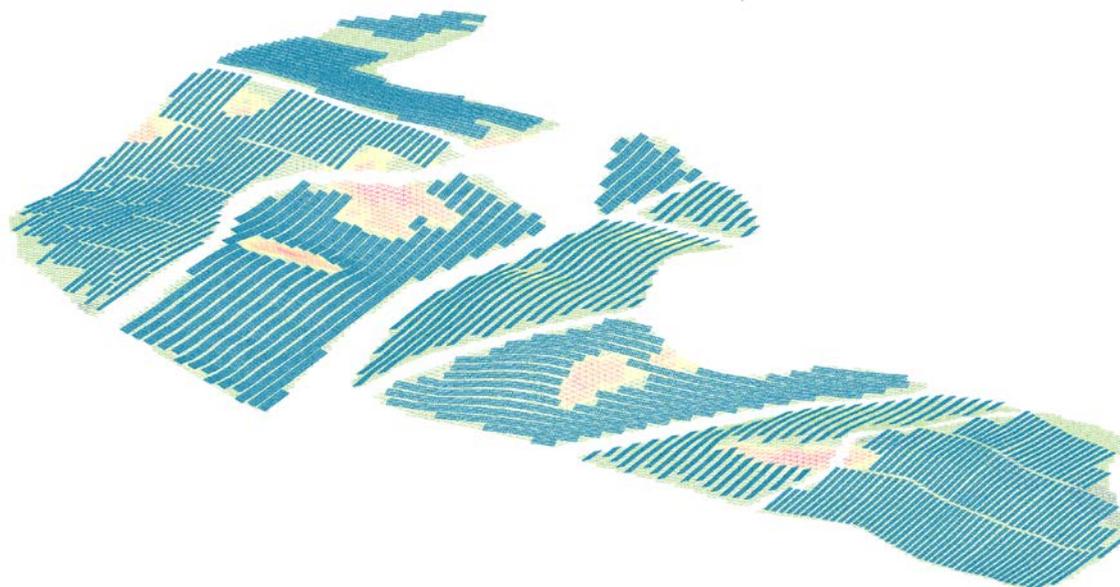


Figura 2- Simulazione orografia del terreno e design di progetto

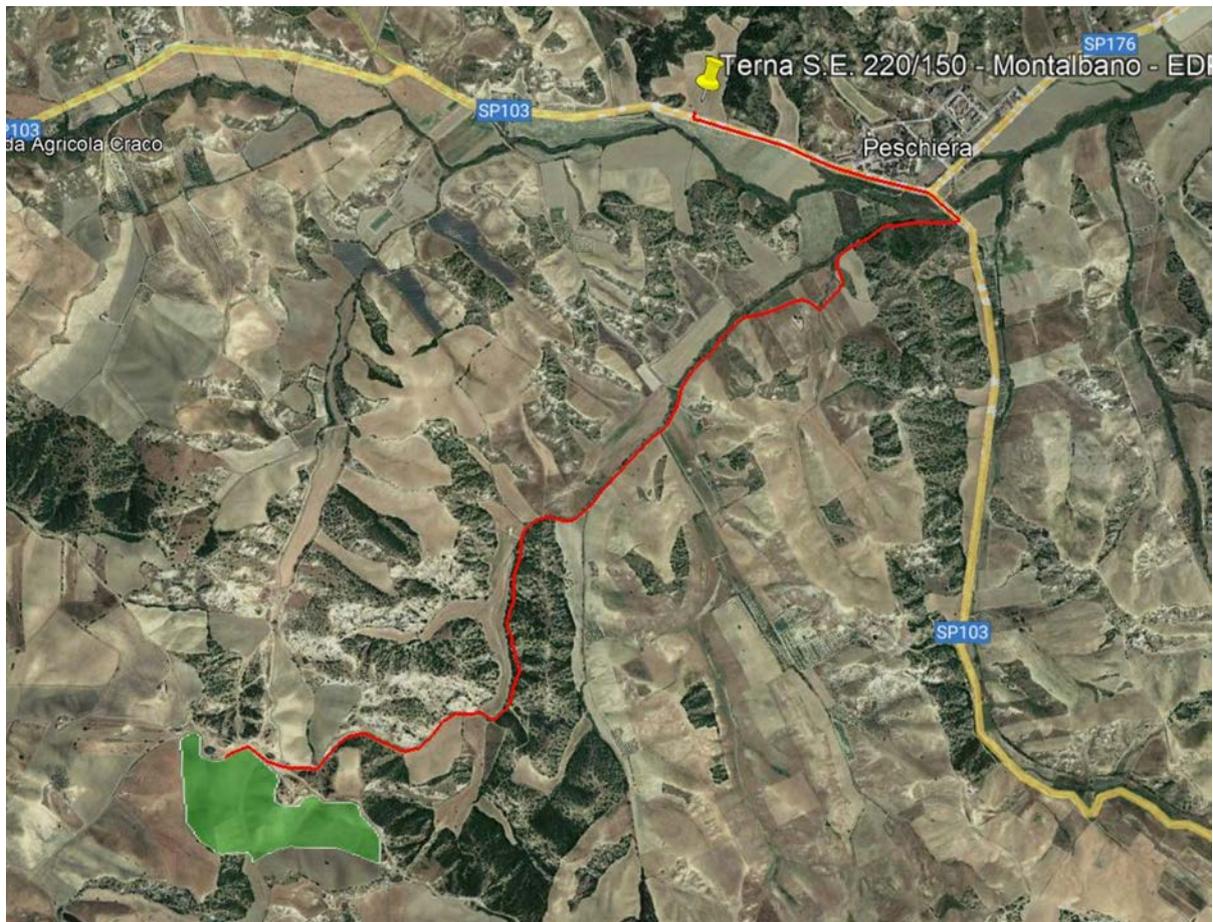


Figura 3- Foto satellitare: localizzazione del sito ed individuazione tracciato elettrodotto MT verso SE

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. 6 sotto-piastre come definito in Tabella 2.

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 14 / 63
--	-------------------	----------------

Piastra	Tipologia struttura	Azimut	Tilt	n. strutture	n. moduli	Potenza DC (kWp)
1	TR_1p (25X610)	-	" +/-55°	205	5.125	3.126,25
2a	Fisso (24x610)	90°	10°	129	3.096	1.888,56
2b	Fisso (24x610)	"-10°	20°	149	3.576	2.181,36
3	Fisso (24x610)	90°	10°	197	4.728	2.884,08
4	Fisso (24x610)	0	20°	137	3.288	2.005,68
5	TR_1p (25X610)	-	" +/-55°	208	5.200	3.172,00
6a	Fisso (24x610)	"-90°	10°	275	6.600	4.026,00
6b	Fisso (24x610)	"-90°	10°	24	576	351,36
6c	Fisso (24x610)	90°	10°	24	576	351,36
TOTALE				1.348	32.765	19.987

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 150 kV con una nuova stazione (SE) di smistamento della RTN a 150 kV da inserire in entra-esce alle linee a 150 kV della RTN "Rotonda-SE Pisticci" e "CP Pisticci-SE Tursi", previa realizzazione di un nuovo elettrodotto RTN a 150 kV tra la suddetta SE e la SE RTN di trasformazione 380/150 kV "Garaguso".

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

L'area individuata è identificata al N.C.T. di **Craco nel foglio di mappa 33 particella 78** come rappresentato nella tavola allegata.



Figura 4- Localizzazione stazione di consegna SSE Utente

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 2.060 mq e l'ubicazione è prevista su un terreno classificato, urbanisticamente dal vigente strumento urbanistico del Comune di Craco (MT), come area agricola.

La rete di raccolta sarà così realizzata: nella cabina di raccolta R1 confluiranno 6 cabine inverter/trasformatore MT/BT.

Piastra	Cabine	Cabina Raccolta	Potenza Cabina (MW)	n. Inverter	n. moduli
1	C1_4 MW	R1	4	12	5.125
2a	C2_6 MW		6	7	3.096
2b			8	3.576	
3	C3_4 MW		4	11	4.728
4	C4_2,5 MW		2,5	8	3.288
5	C5_4 MW		4	12	5.200
6a	C6_6 MW			15	6.600
6b			6	1	576
6c			1	576	
			TOTALE	75	32.765

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).

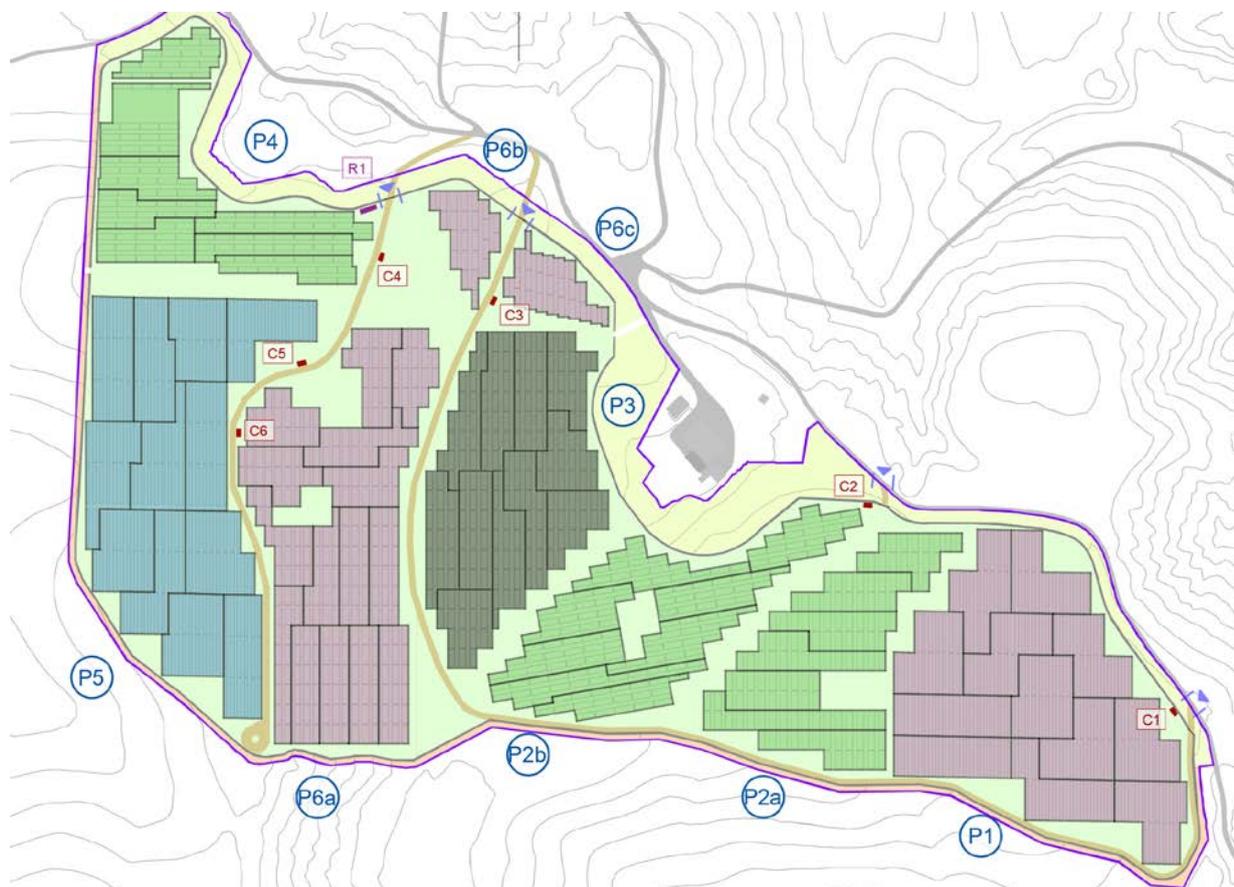


Figura 5- Particolare schema di suddivisione impianto

3-1 Rilievo e analisi orografia del terreno

La fotogrammetria è una tecnica di rilevamento di un oggetto con metodo fotografico. Più fotografie consentono di acquisire dati che inseriti in appositi software, consentono di ottenere una proiezione quotata del punto di interesse. Questa metodologia di acquisizione permette di identificare la posizione spaziale di tutti i punti d'interesse dell'oggetto considerato. Questa tecnica, per quanto originariamente

nata per essere utilizzata nel rilievo architettonico, è attualmente utilizzata in massima parte per il rilevamento topografico del territorio, sviluppandosi principalmente nella forma della fotogrammetria aerea. La Fotogrammetria aerea, viene realizzata montando delle apparecchiature fotografiche su aerei che volano al di sopra del territorio da osservare. A seconda dell'estensione dell'area da rilevare e della scala di rappresentazione richiesta si variano le quote di volo.

Nel caso specifico, è stato realizzato il servizio di Fotogrammetria da UAV (Aeromobile a pilotaggio remoto). Per garantire un buon livello qualitativo del prodotto finale, è necessario seguire una serie di procedure da effettuare sul campo, prima di procedere al volo. Effettuare la calibrazione del sensore a seconda della luminosità, della nuvolosità e di altri particolari individuabili in situ. Oltre la calibrazione dei sensori, è fondamentale acquisire dei punti di controllo al suolo, denominati Ground Control Point (GCP) e Quality Control Point (QCP) mediante GNSS, questo permetterà di ottenere informazioni planoaltimetriche che, durante l'elaborazione dei dati, consentirà al software di intersecare i dati acquisiti dal drone e dal GPS, così da effettuare eventuali correzioni geometriche e restituire un dato attendibile al centimetro.

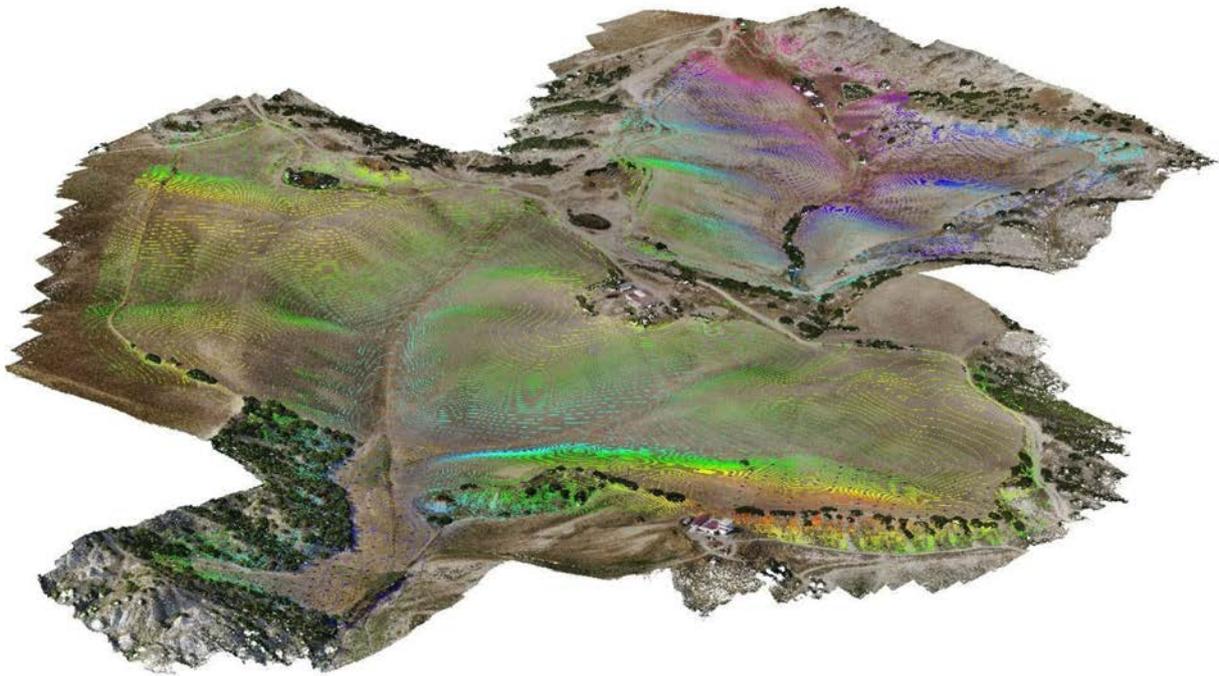


Figura 6- Analisi fotogrammetrica

Per le fasi di rilievo è stata utilizzata la seguente strumentazione:

- GPS Rover RTK Leica GNSS GS18-CS2 per il rilievo dei punti a terra
- S.A.P.R. Phantom 4 Advanced per il volo e relativa acquisizione fotografica

Da un'analisi dello stato dei luoghi è emerso che in vari punti dei terreni oggetto del rilievo, erano presenti delle fratture del terreno dovute allo scorrere delle acque piovane, alcune particolarmente ampie e profonde. Si è deciso, pertanto, di aumentare la risoluzione finale del rilievo per meglio evidenziare le "fratture" di cui sopra. Sul campo si è proceduto, pertanto, a determinare ulteriori Ground Control Point (GCP) e dei Quality Control Point (QCP) in aggiunta a quelli in precedenza previsti.

Alla fase di rilievo GPS è seguita la fase di acquisizione delle immagini per l'elaborazione fotogrammetrica.

- Le fasi di volo sono state eseguite mediante S.A.P.R. Phantom 4 Advanced per l'acquisizione delle foto allo scopo fotogrammetrico. Sono stati eseguiti 12 voli della durata media di circa 17 minuti
- Sono stati posizionati e rilevati dei Ground Control Point (GCP) e dei Quality Control Point (QCP) con strumentazione GPS Rover RTK LEICA GNSS GS18-CS20.

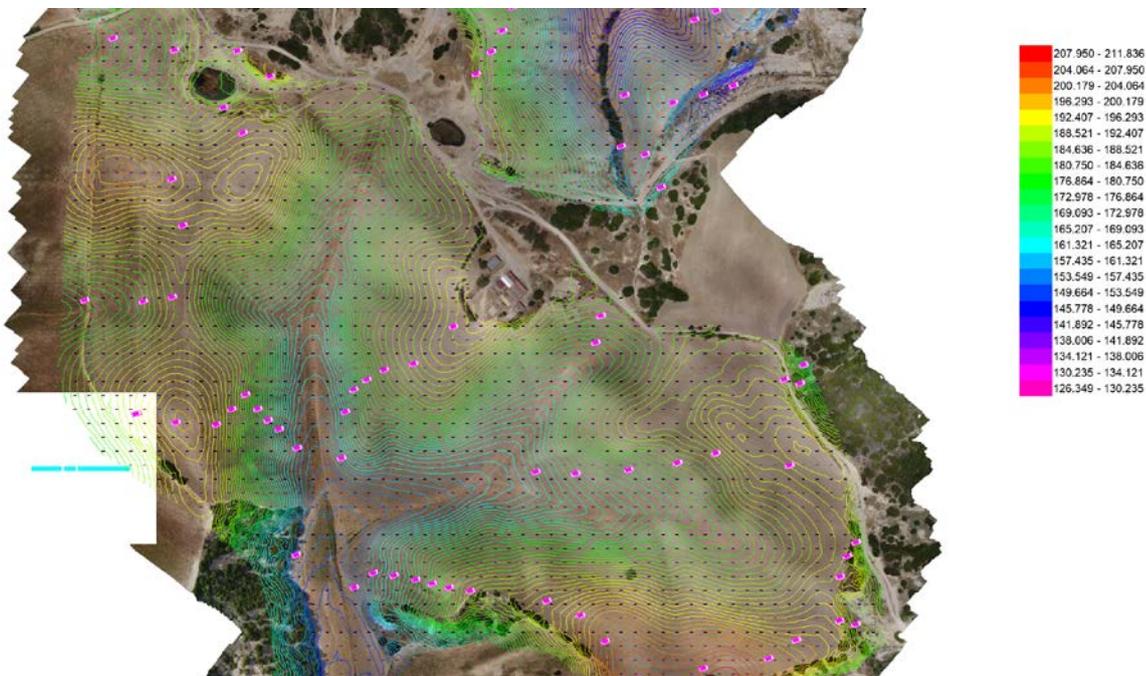


Figura 7- Individuazione curve di livello

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 in totale **n. 75**.

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 20 / 63
--	-------------------	----------------

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.

Strutture fisse

In relazione ad alcune aree di impianto, data la marcata acclività del suolo con pendenze superiori al 12%, si ritiene di dover realizzare due sottosezioni di impianto utilizzando strutture del tipo fisso.

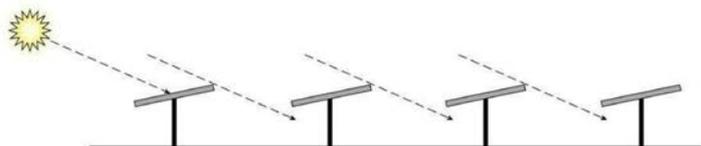
3-3 Strutture di supporto dei moduli fotovoltaici

Strutture 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

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 21 / 63
--	-------------------	----------------

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 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 25 m avrà indicativamente n°2 attuatori, con un fattore di contemporaneità di esercizio pari a 0,5.



Figura 8- Particolare strutture ad inseguimento ed attuatore

Strutture fisse

Per quanto riguarda le aree con pendenza superiore al 12% si prevede l'utlizzo di strutture fisse.

Seguendo un principio di standardizzazione del campo fotovoltaico si cercherà di limitare al massimo le tipologie di strutture, gestendoli in modo da garantire un cablaggio della parte in corrente continua omogeneo per tutto il sito. La lunghezza dei singoli moduli strutturali sarà pertanto in funzione della lunghezza delle stringhe fotovoltaiche.

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

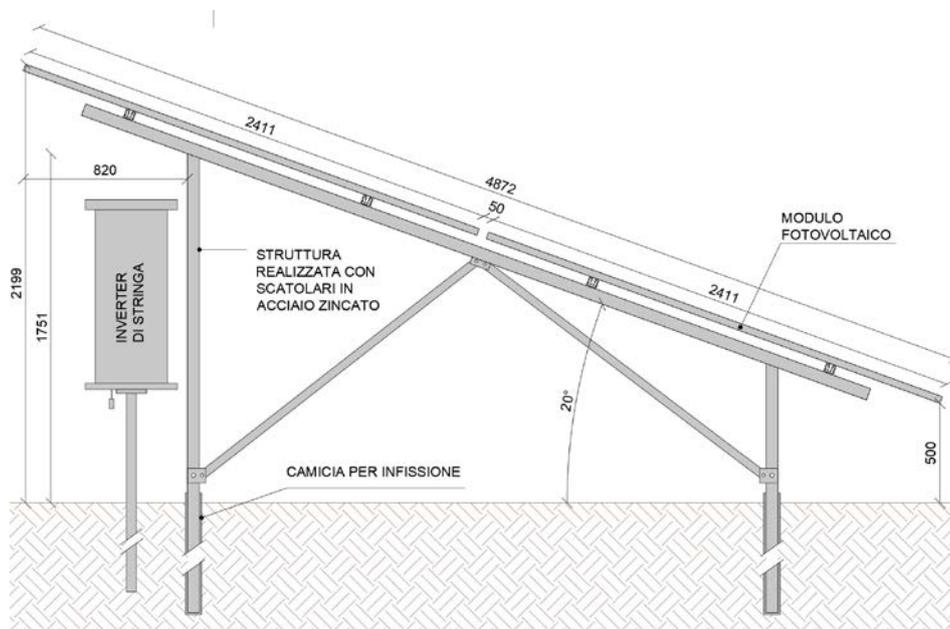


Figura 9- Particolare struttura fissa

3-4 Moduli fotovoltaici

Il generatore fotovoltaico sarà realizzato con **n. 32.765 moduli** da 610Wp cadauno marca Jinko Solar modello JKN610N.

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

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 23 / 63
--	-------------------	----------------

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM595N-78HL4		JKM600N-78HL4		JKM605N-78HL4		JKM610N-78HL4		JKM615N-78HL4	
	JKM595N-78HL4-V	JKM595N-78HL4-V	JKM600N-78HL4-V	JKM600N-78HL4-V	JKM605N-78HL4-V	JKM605N-78HL4-V	JKM610N-78HL4-V	JKM610N-78HL4-V	JKM615N-78HL4-V	JKM615N-78HL4-V
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	595Wp	444Wp	600Wp	447Wp	605Wp	451Wp	610Wp	455Wp	615Wp	459Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	45.15V	41.85V	45.25V	41.97V	45.36V	42.08V	45.46V	42.19V	45.57V	42.30V
Maximum Power Current (Imp)	13.18A	10.60A	13.26A	10.66A	13.34A	10.72A	13.42A	10.78A	13.50A	10.84A
Open-circuit Voltage (Voc)	54.56V	51.50V	54.66V	51.59V	54.76V	51.69V	54.86V	51.78V	54.96V	51.88V
Short-circuit Current (Isc)	13.93A	11.25A	14.01A	11.32A	14.09A	11.38A	14.17A	11.44A	14.25A	11.51A
Module Efficiency STC (%)	21.29%		21.46%		21.64%		21.82%		22.00%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1000/1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	30A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.30%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.28%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

Si avranno componenti dalle seguenti caratteristiche:

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

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

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

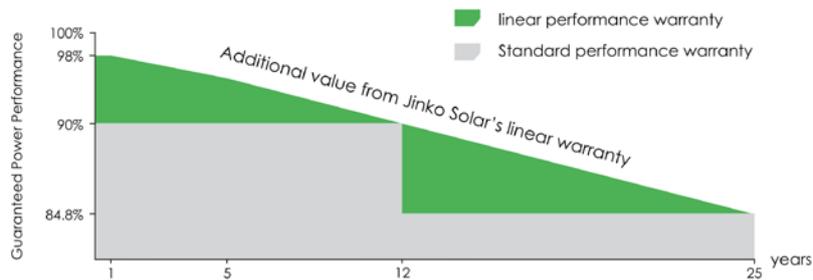


Figura 10- Grafico performance moduli

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	31.2 kg (68.78 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 1×4.0mm' (+): 400mm , (-): 200mm or Customized Length

Figura 11- 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. 75 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 modelli SG350HX ed SG250HX

Di seguito le caratteristiche elettriche principali.

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 26 / 63
--	-------------------	----------------

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

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 °C / 225 kVA @ 40 °C / 200 kVA @ 50 °C
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 % I _n
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / connection phases	3 / 3
Efficiency	
Max. efficiency	99.0 %

Si noti che ogni singolo inverter avrà in condizioni di normale funzionamento una potenza di uscita pari a 320 kW o 225 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.

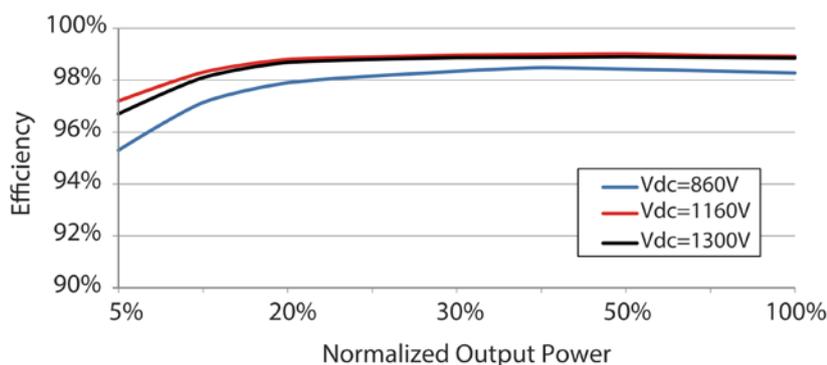
Al fine di agevolare al massimo il cablaggio ottimizzando i tempi di posa, riducendo le possibilità di errore e al fine di agevolare le attività manutentive, la lunghezza delle stringhe è stata accuratamente valutata in concerto con le caratteristiche elettriche dei convertitori ed in funzione della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

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

- controllo di correnti disperse;
- verifica dell'isolamento del campo fotovoltaico da terra;
- sezionamento lato corrente continua;
- protezione da sovratensioni;
- monitoraggio integrato di stringa e funzionalità anti PID (fenomeno di degrado dei moduli fotovoltaici).

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



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

3-5-1-1 Ambiente di installazione

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

Tale 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 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.

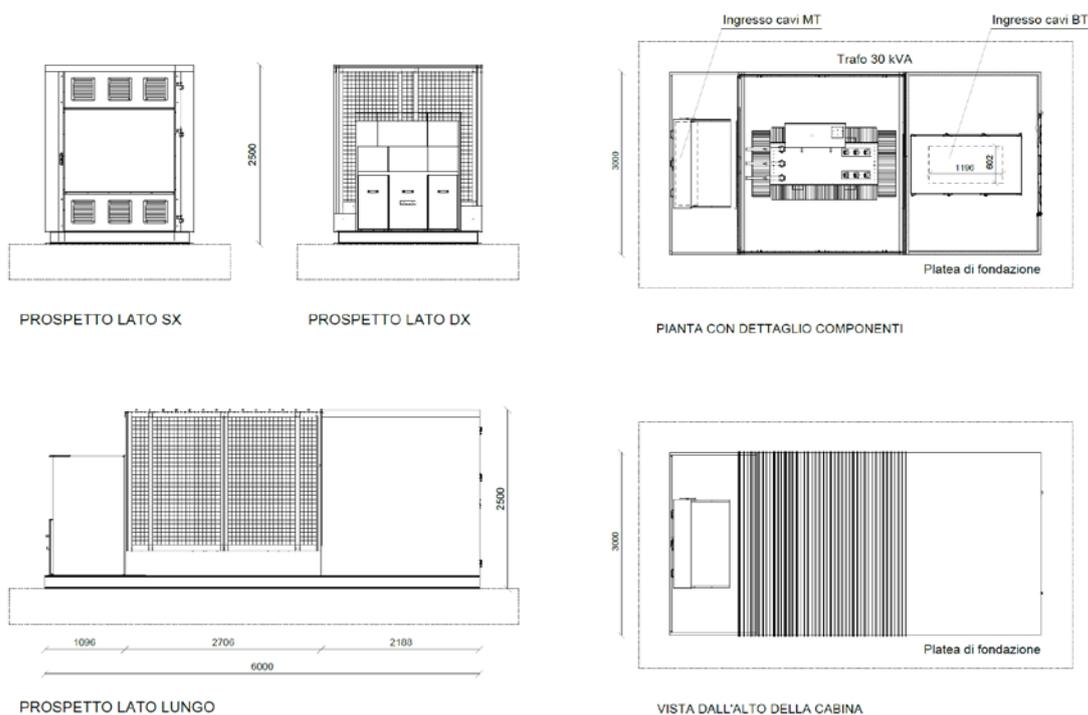


Figura 12- Cabina tipo MT/BT

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

I fabbricati saranno realizzati con soluzioni standard prefabbricate dotate di 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.

3-7 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 convogliati tutte le cabine di pertinenza

Sarà inoltre possibile togliere 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 **6.000 m** diretta verso la nuova SE.

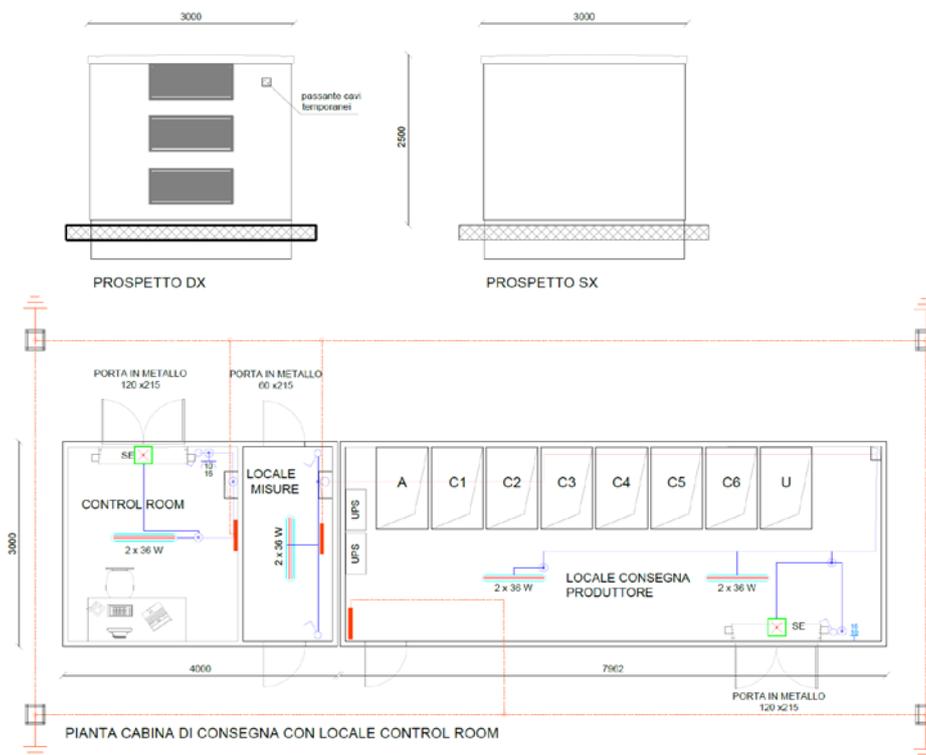


Figura 13 - Cabina di raccolta R1 e control room

3-8 Stazione di trasformazione AT/MT

Lo schema di allacciamento alla RTN prevede che la centrale venga collegata in antenna a 150 kV con una nuova stazione (SE) di smistamento della RTN a 150 kV da inserire in entra-esce alle linee a 150 kV della

RTN “Rotonda-SE Pisticci” e “CP Pisticci-SE Tursi”, previa realizzazione di un nuovo elettrodotto RTN a 150 kV ta la suddetta SE e la SE RTN di trasformazione 380/150 kV “Garaguso”.

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

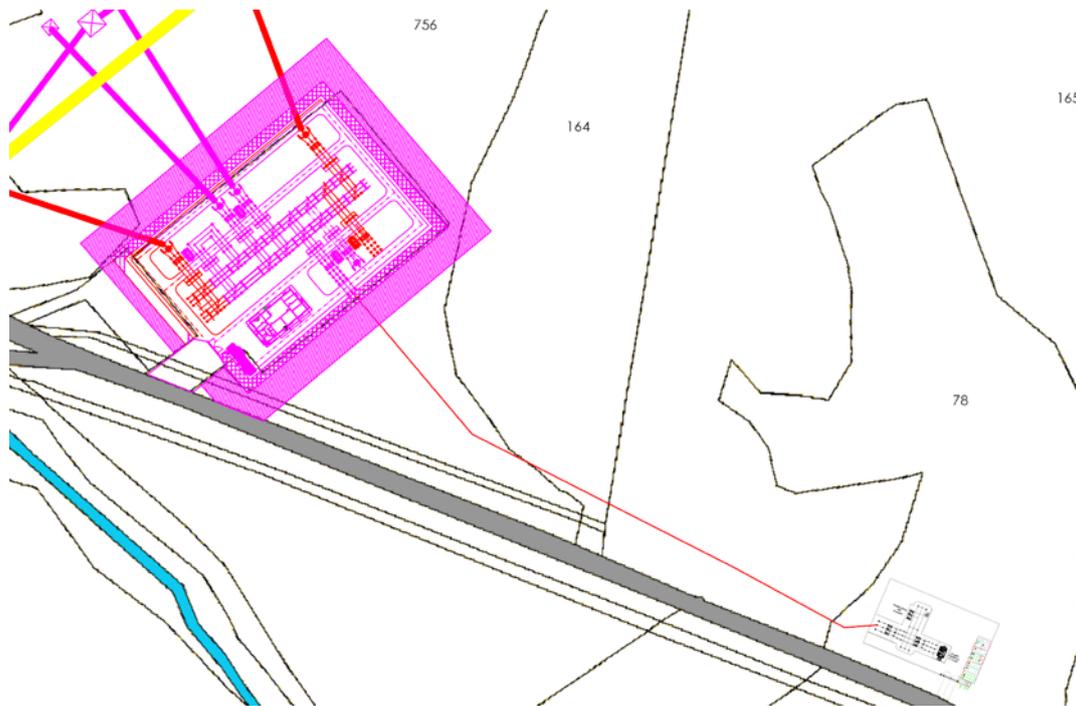


Figura 14- Localizzazione nuova SE e cabina di consegna utente

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

La rete di raccolta sarà così realizzata: nella cabina di raccolta R1 confluiranno 6 cabine inverter/trasformatore MT/BT.

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.

All'interno dell'area recintata della sottostazione elettrica sarà ubicato un fabbricato suddiviso in vari locali che a seconda dell'utilizzo ospiteranno i quadri MT, gli impianti BT e di controllo, gli apparecchi di misura, il magazzino, i servizi igienici, ecc

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

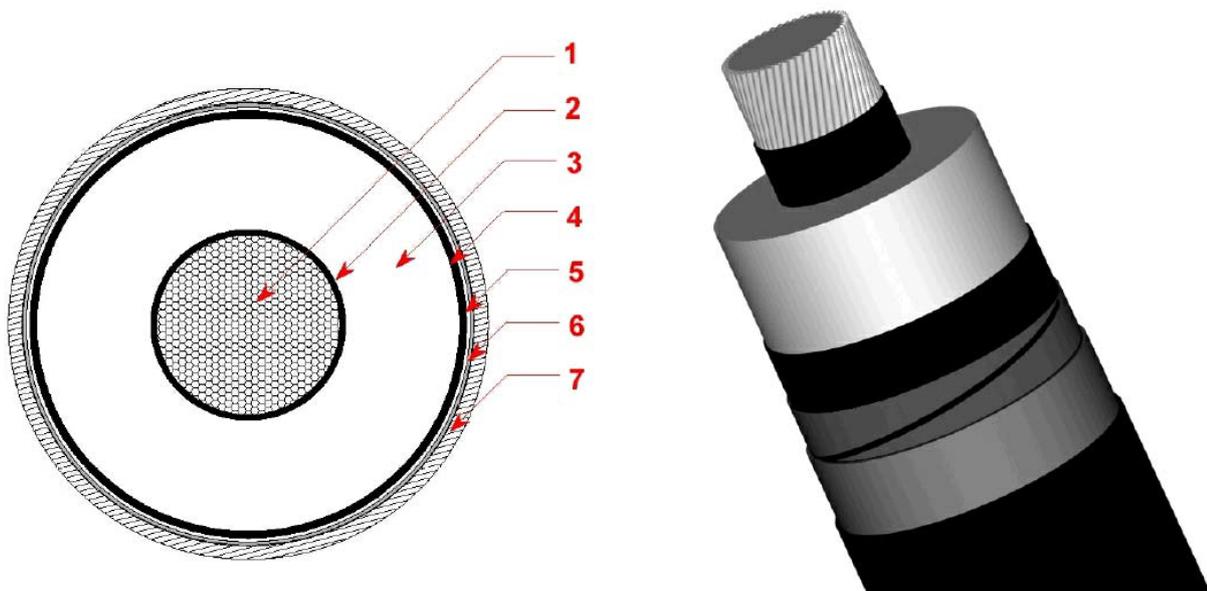
Nella scelta dell'ubicazione della sottostazione utente e quindi del tracciato del raccordo AT si è cercato di ridurre al minimo le eventuali interferenze con altri produttori.

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

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

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

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



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

Figura 15- Tipologia cavo AT

Il cavidotto AT interrato avrà le seguenti caratteristiche generali:

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

- Guaina: PE

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

3-9 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 mm².

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 35 / 63
--	-------------------	----------------

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.

3-9-1-1 Tubi protettivi e canalizzazioni

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

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

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

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

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

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

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

3-9-1-2 Verifiche tipologie di linee

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

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 37 / 63
--	-------------------	----------------

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

Linee BT

Scheda riepilogativa riguardante i dati del circuito : INVERTER TIPO

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

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

Dati relativi al circuito di alimentazione dell'utenza

Tensione utenza // Nome utenza	800 //	
Sigla armonizzata // Posa secondo CEI 64-8	ARG16R16/FS17 PE // 61_	[mm ²]
Sezione	(3x1x185)+(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 L SIG // ABB	
Tipo // Installazione	MagnetoTermicoDiff. // SCATOLATO	
Curva magnet.	N.C.	
Numero poli	3 x 400	
Corrente nominale	400	[A]
Potere di interruzione	75	[kA]
Corrente differenziale	320	[A]
I di intervento protezione da tabella o di 5 secondi	320	[A]
I _{cc} di intervento protezione a 5 secondi	2.993	[A]

Considerazioni finali

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

Di seguito si propongono le caratteristiche di alcuni cavi commerciali.

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 38 / 63
--	-------------------	----------------

ARG16R16 0.6/1KV

Cca-s3,d1,a3



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



CARATTERISTICHE TECNICHE TECHNICAL FEATURES

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

NORMATIVE NORMS

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

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

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

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

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

Sistema di distribuzione in relazione allo stato del neutro	Neutro compensato	
Tensione di esercizio nominale a vuoto	30.000	[V]
Corrente di cortocircuito I _k 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(1x50)	[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 $I_k \leq P.d.i.$
- DOPPIO ISOLAMENTO - Non necessita verifica contatti indiretti
- E' verificata la condizione $I_b \leq I_n \leq I_z$
- E' verificata la condizione $I_{2t} \leq K^2 S^2$

Linee MT esterne verso SE

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

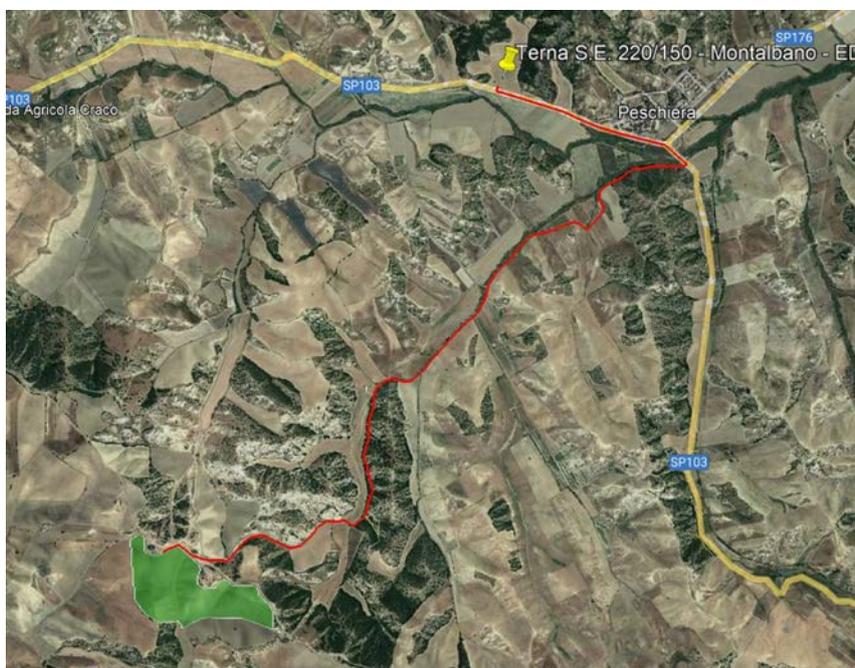


Figura 16 – tracciato cavidotto MT verso nuova SE

Cavidotto R1-SE

Dalla cabina R1 di raccolta partirà la linea dorsale in media tensione di lunghezza pari a circa **6.000 m** diretta verso la nuova SE.

La sezione dei conduttori da utilizzarsi è calcolata cautelativamente sulla massima potenza di esercizio pari a **17.720 kW**. La potenza espressa è intesa come massima potenza erogabile dai convertitori presenti. Considerando una tensione nominale di 30 kV e un $\cos\phi = 0,9$, si calcola una corrente di impiego di circa 380 A.

ARG7H1RNRX - 18/30 kV

Uo/U: 18/30 kV

U max: 36 kV

Caratteristiche tecniche

Formazione	Ø indicativo conduttore	Spessore medio isolante	Spessore medio guaina	Ø circoscritto indicativo	Peso indicativo cavo	Portata di corrente A	
						in aria	interrato ^(*)
n° x mm ²	mm	mm	mm	mm	kg/km	A	A
3 x 1 x 50	8,2	8,0	2,1	77,7	4810	174	168
3 x 1 x 70	9,8	8,0	2,2	82,2	5400	218	207
3 x 1 x 95	11,45	8,0	2,2	85,4	5895	266	247
3 x 1 x 120	12,9	8,0	2,3	91,2	6755	309	281
3 x 1 x 150	14,2	8,0	2,4	94,0	7235	352	318
3 x 1 x 185	16,0	8,0	2,4	98,3	7910	406	361
3 x 1 x 240	18,4	8,0	2,5	103,9	8980	483	418

(*) I valori di portata si riferiscono alle seguenti condizioni:
- Resistività termica del terreno: 1 K·m/W
- Temperatura ambiente 20°C
- profondità di posa: 0,8 m

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

- k_{temp} : 0,96
- k_{res} : 0,95 (tenuto conto di una resistività pari a 1 k·m/W)
- k_{posa} : 0,96 (tenuto conto di una posa a profondità pari a 1,2 m)
- Da cui si deriva la portata del cavo $I = I_n \cdot k_{temp} \cdot k_{res} \cdot k_{posa} = 385$ A
- Dove I_n è la portata di 418 A indicata in tabella per il cavo da 240 mmq

Si prevede pertanto di utilizzare **n°1 cavi da 240 mmq per fase, in formazione 3x1x240**.

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 42 / 63
--	-------------------	----------------

Interferenze con linea aerea preesistente

L'impianto non prevede la realizzazione di alcun elettrodotto aereo, bensì solo di elettrodotti interrati in BT e MT che sono valutati nel Quadro Ambientale.

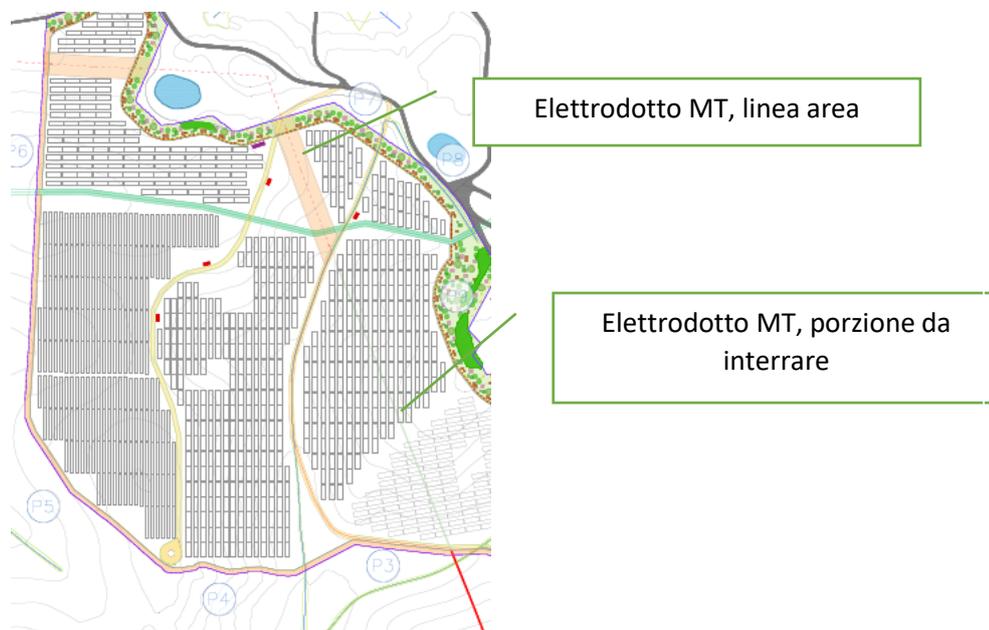


Figura 17 – Elettrodotto in campo

Tuttavia l'impianto è attraversato da una linea in media tensione che interessa una piccola porzione del campo con andamento NORD_SUD. Si prevede che questa linea venga parzialmente interrata per non creare problematiche di perdita di producibilità dell'impianto.

Sarà richiesta ad Enel Distribuzione l'interramento del breve elettrodotto in MT che attraversa la porzione superiore del campo.

3-10 Impianto di messa a terra e sistemi di protezione

3-10-1-1 Generalità

L'impianto di terra soddisferà le seguenti prescrizioni:

- avere sufficiente resistenza meccanica e resistenza alla corrosione;
- essere in grado di sopportare le più elevate correnti di guasto;

- evitare danni a componenti elettrici o a beni;
- garantire la sicurezza delle persone contro le tensioni che si manifestano sugli impianti di terra per effetto delle correnti di guasto a terra.

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

3-10-1-2 Conduttori di protezione

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

Esempio di impianto di terra:

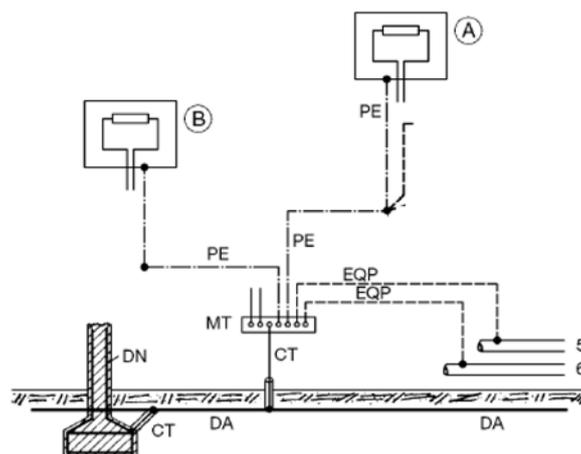


Figura 18- Esempio impianto di terra

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

3-11 Misure di protezione contro i contatti diretti

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

3-12 Misure di protezione contro i contatti indiretti

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

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

Deve essere soddisfatta la seguente condizione:

$$R_A \times I_a \leq 50$$

dove:

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

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

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

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 45 / 63
--	-------------------	----------------

3-13 Protezione delle condutture

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

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

3-14 Producibilità impianto

L'energia generata dipende:

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

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

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

per i seguenti valori:

- a Perdite per riflessione.
- b Perdite per ombreggiamento.
- c Perdite per mismatching.
- d Perdite per effetto della temperatura.
- e Perdite nei circuiti in continua.

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 46 / 63
--	-------------------	----------------

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.

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 47 / 63
--	-------------------	----------------

Per la simulazione di producibilità è stato utilizzato il software di calcolo PVSyst V.7.2.6.

Per semplicità si riporta la simulazione di un campo (piastra P1) composto da 205 stringhe da 25 moduli in serie, n.12 inverter di stringa SG 250 con potenza $P_{ac} = 225$ kW, sistema ad inseguimento monoassiale N/S del tipo monoportrait con pitch 5,0 m ed un campo (piastra P2a) composto da 129 stringhe da 24 moduli in serie, n.7 inverter di stringa SG 250 con potenza $P_{ac} = 225$ kW, sistema fisso inclinazione 10° ed azimut 90° , pitch 8,0 m.

Piastra	Tipologia struttura	Azimut	Tilt	Producibilità specifica (kWh/kW)	Prod. Spec media(kWh/kWp/y)	Prod. 1°Anno (kWh)
1	TR_1p (25X610)	-	" $\pm 55^\circ$ "	1.578	1.383,5	4.933.222,5
2a	Fisso (24x610)	90°	10°	1.253		2.366.365,7
2b	Fisso (24x610)	" -10° "	20°	1.390		3.032.090,4
3	Fisso (24x610)	90°	10°	1.252		3.610.868,2
4	Fisso (24x610)	0	20°	1.391		2.789.900,9
5	TR_1p (25X610)	-	" $\pm 55^\circ$ "	1.578		5.005.416,0
6a	Fisso (24x610)	" -90° "	10°	1.251		5.036.526,0
6b	Fisso (24x610)	" -90° "	10°	1.248		438.497,3
6c	Fisso (24x610)	90°	10°	1.248		438.497,3
TOTALE						

Tabella 4 - Dati producibilità

Tenute in conto le specifiche perdite dovute ai differenti orientamenti, allo sporcamento, decadimento annuo producibilità moduli, perdita LID, perdita per mismatching e temperatura si stima una producibilità specifica media di **1.383,5 kWh/kWp/a.**

Piastra P1, sistema ad inseguimento monoassiale N/S 1P



PVsyst V7.2.8

VC0, Simulation date:
11/11/21 22:14
with v7.2.8

Project: Craco

Variant: Inseguitore 1P 25 moduli Pitch 5,0 m

Aedes Group Engineering (Italy)

Project summary

Geographical Site Craco-Sant'Angelo Italia	Situation Latitude 40.38 °N Longitude 16.44 °E Altitude 333 m Time zone UTC+1	Project settings Albedo 0.20
Meteo data Craco-Sant'Angelo Meteonorm 8.0, Sat=100% - Sintetico		

System summary

Grid-Connected System Simulation for year no 10	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 5125 units Pnom total 3126 kWp	Inverters Nb. of units 12 units Pnom total 2700 kWac Pnom ratio 1.158		

Results summary

Produced Energy	4932 MWh/year	Specific production	1578 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	82.48 %
-----------------	---------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

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



PVsyst V7.2.8
 VCO, Simulation date:
 11/11/21 22:14
 with v7.2.8

Project: Craco

Variant: Inseguitore 1P 25 moduli Pitch 5,0 m

Aedes Group Engineering (Italy)

General parameters

Grid-Connected System		Trackers single array, with backtracking	
PV Field Orientation		Backtracking strategy	
Orientation		Models used	
Tracking plane, horizontal N-S axis		Transposition Perez	
Axis azimuth 0 °		Diffuse Perez, Meteorom	
		Circumsolar separate	
		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 °	
Horizon		Near Shadings	
Free Horizon		Linear shadings	
		User's needs	
		Unlimited load (grid)	

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer Jinkosolar		Manufacturer Sungrow	
Model JKM610N-78HL4-V		Model SG250HX	
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power 610 Wp		Unit Nom. Power 225 kWac	
Number of PV modules 5125 units		Number of inverters 12 units	
Nominal (STC) 3126 kWp		Total power 2700 kWac	
Modules 205 Strings x 25 In series		Operating voltage 600-1500 V	
At operating cond. (50°C)		Max. power (=>30°C) 250 kWac	
Pmpp 2892 kWp		Pnom ratio (DC:AC) 1.16	
U mpp 1041 V			
I mpp 2778 A			
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC) 3126 kWp		Total power 2700 kWac	
Total 5125 modules		Nb. of inverters 12 units	
Module area 14326 m ²		Pnom ratio 1.16	
Cell area 13200 m ²			

Array losses

Array Soiling Losses		Thermal Loss factor		DC wiring losses	
Loss Fraction 2.0 %		Module temperature according to irradiance		Global array res. 6.1 mΩ	
		Uc (const) 29.0 W/m ² K		Loss Fraction 1.5 % at STC	
		Uv (wind) 0.0 W/m ² K/m/s			
LID - Light Induced Degradation		Module Quality Loss		Module mismatch losses	
Loss Fraction 2.0 %		Loss Fraction -0.8 %		Loss Fraction 2.0 % at MPP	
Strings Mismatch loss		Module average degradation			
Loss Fraction 0.1 %		Year no 10			
		Loss factor 0.4 %/year			
		Mismatch due to degradation			
		Imp RMS dispersion 0.4 %/year			
		Vmp RMS dispersion 0.4 %/year			



Project: Craco

Variant: Inseguitore 1P 25 moduli Pitch 5,0 m

PVsyst V7.2.8

VCO, Simulation date:
11/11/21 22:14
with v7.2.8

Aedes Group Engineering (Italy)

Main results

System Production

Produced Energy

4932 MWh/year

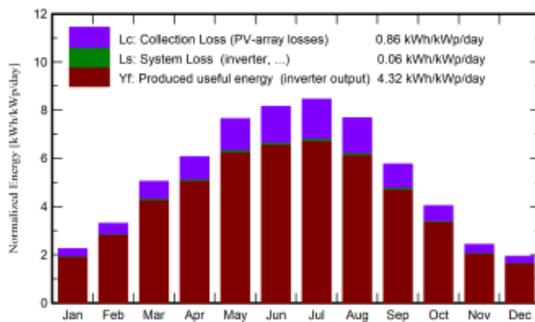
Specific production

1578 kWh/kWp/year

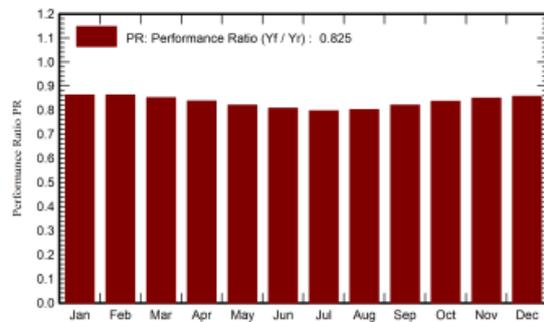
Performance Ratio PR

82.48 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	54.3	27.41	6.58	69.5	66.2	190.2	187.4	0.862
February	71.2	33.70	7.05	92.3	88.2	252.3	248.9	0.862
March	122.0	53.14	9.66	156.2	149.7	421.7	416.0	0.852
April	146.9	68.19	12.59	181.8	174.2	483.2	476.7	0.839
May	186.7	74.50	17.21	237.2	227.7	617.2	608.5	0.821
June	194.4	81.00	22.09	244.5	234.8	626.8	618.1	0.808
July	204.6	72.16	25.46	262.3	252.1	663.0	653.5	0.797
August	185.3	70.67	25.21	238.0	228.9	605.8	597.1	0.802
September	134.6	54.98	19.90	173.0	165.9	450.4	444.2	0.821
October	98.9	46.37	16.08	125.0	119.5	331.6	327.1	0.837
November	59.7	35.49	11.74	72.8	69.2	196.4	193.6	0.850
December	47.6	27.11	8.06	60.0	57.0	163.3	160.8	0.858
Year	1506.2	644.70	15.19	1912.7	1833.3	5001.7	4931.8	0.825

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		



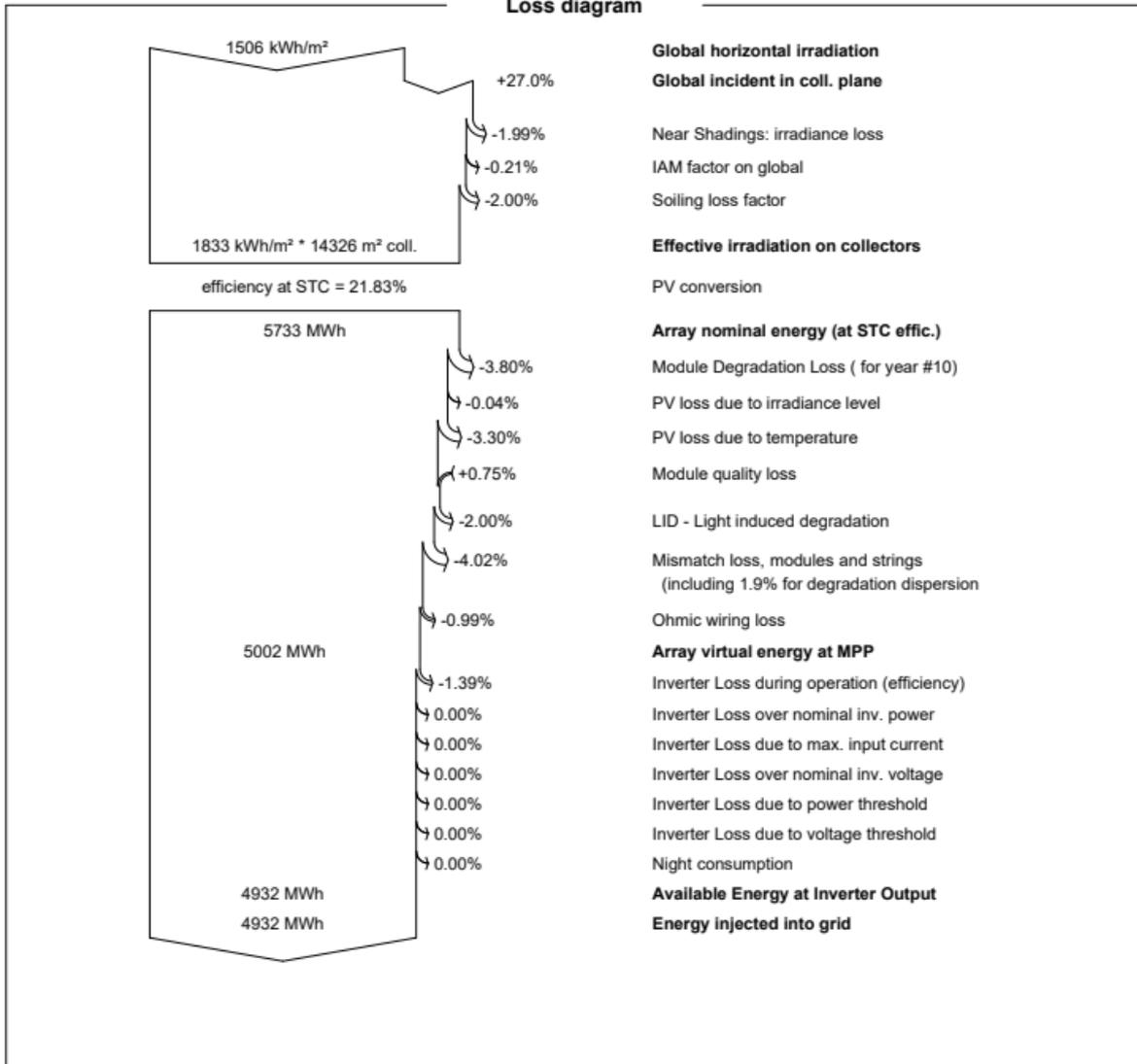
PVsyst V7.2.8
 VCO, Simulation date:
 11/11/21 22:14
 with v7.2.8

Project: Craco

Variant: Inseguitore 1P 25 moduli Pitch 5,0 m

Aedes Group Engineering (Italy)

Loss diagram





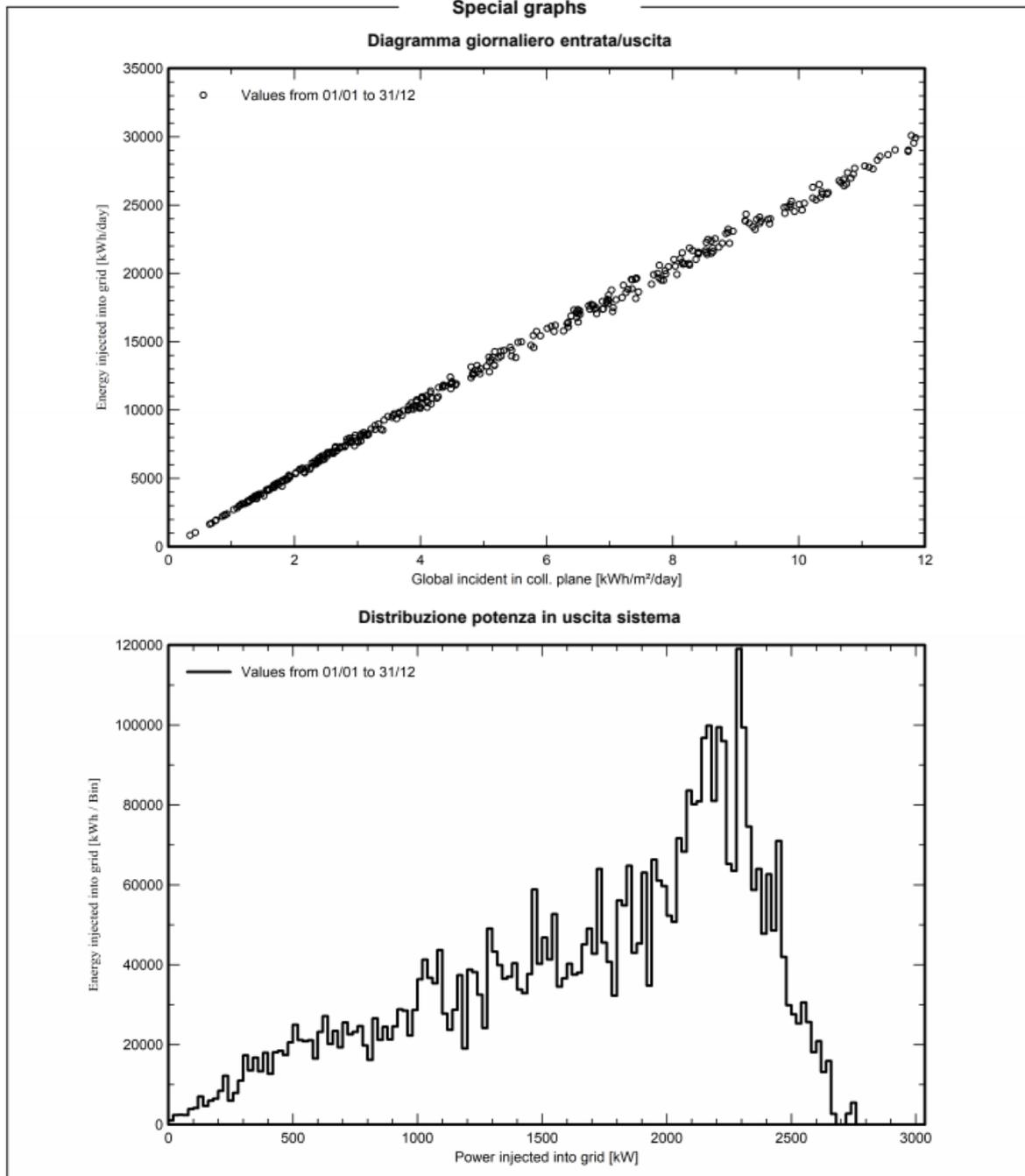
PVsyst V7.2.8
VC0, Simulation date:
11/11/21 22:14
with v7.2.8

Project: Craco

Variant: Inseguitore 1P 25 moduli Pitch 5,0 m

Aedes Group Engineering (Italy)

Special graphs



Piastra P2a. strutture fisse, azimuth 90°, tilt 10°, pitch 8,0 m



PVsyst V7.2.8
 VC2, Simulation date:
 11/11/21 22:31
 with v7.2.8

Project: Craco

Variant: Fisso azimuth 90/tilt10_24 moduli_pitch 8,0 m

Aedes Group Engineering (Italy)

Project summary

Geographical Site Craco-Sant'Angelo Italia	Situation Latitude 40.38 °N Longitude 16.44 °E Altitude 333 m Time zone UTC+1	Project settings Albedo 0.20
Meteo data Craco-Sant'Angelo Meteonorm 8.0, Sat=100% - Sintetico		

System summary

Grid-Connected System Simulation for year no 10	Sheds, single array	
PV Field Orientation Fixed plane Tilt/Azimuth 10 / 90 °	Near Shadings Linear shadings	User's needs Unlimited load (grid)
System information PV Array Nb. of modules 3096 units Pnom total 1889 kWp		Inverters Nb. of units 7 units Pnom total 1575 kWac Pnom ratio 1.199

Results summary

Produced Energy	2365 MWh/year	Specific production	1253 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	83.78 %
-----------------	---------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

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



Project: Craco

Variant: Fisso azimuth 90/tilt10_24 moduli_pitch 8,0 m

PVsyst V7.2.8

VC2, Simulation date:
11/11/21 22:31
with v7.2.8

Aedes Group Engineering (Italy)

General parameters

Grid-Connected System		Sheds, single array			
PV Field Orientation		Sheds configuration		Models used	
Orientation		Nb. of sheds	129 units	Transposition	Perez
Fixed plane		Single array		Diffuse	Perez, Meteonorm
Tilt/Azimuth	10 / 90 °	Sizes		Circumsolar	separate
		Sheds spacing	8.00 m		
		Collector width	4.95 m		
		Ground Cov. Ratio (GCR)	61.9 %		
		Top inactive band	0.02 m		
		Bottom inactive band	0.02 m		
		Shading limit angle			
		Limit profile angle	15.5 °		
Horizon		Near Shadings		User's needs	
Free Horizon		Linear shadings		Unlimited load (grid)	

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Jinkosolar	Manufacturer	Sungrow
Model	JKM610N-78HL4-V	Model	SG250HX
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	610 Wp	Unit Nom. Power	225 kWac
Number of PV modules	3096 units	Number of inverters	7 units
Nominal (STC)	1889 kWp	Total power	1575 kWac
Modules	129 Strings x 24 In series	Operating voltage	600-1500 V
At operating cond. (50°C)		Max. power (=>30°C)	250 kWac
Pmpp	1747 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.20
U mpp	999 V		
I mpp	1748 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	1889 kWp	Total power	1575 kWac
Total	3096 modules	Nb. of inverters	7 units
Module area	8654 m ²	Pnom ratio	1.20
Cell area	7974 m ²		

Array losses

Array Soiling Losses		Thermal Loss factor		DC wiring losses	
Loss Fraction	2.0 %	Module temperature according to irradiance		Global array res.	9.3 mΩ
		Uc (const)	29.0 W/m ² K	Loss Fraction	1.5 % at STC
		Uv (wind)	0.0 W/m ² K/m/s		
LID - Light Induced Degradation		Module Quality Loss		Module mismatch losses	
Loss Fraction	2.0 %	Loss Fraction	-0.8 %	Loss Fraction	2.0 % at MPP
Strings Mismatch loss		Module average degradation			
Loss Fraction	0.1 %	Year no	10		
		Loss factor	0.4 %/year		
		Mismatch due to degradation			
		Imp RMS dispersion	0.4 %/year		
		Vmp RMS dispersion	0.4 %/year		



Project: Craco

Variant: Fisso azimut 90/tilt10_24 moduli_pitch 8,0 m

PVsyst V7.2.8

VC2, Simulation date:
11/11/21 22:31
with v7.2.8

Aedes Group Engineering (Italy)

Main results

System Production

Produced Energy

2365 MWh/year

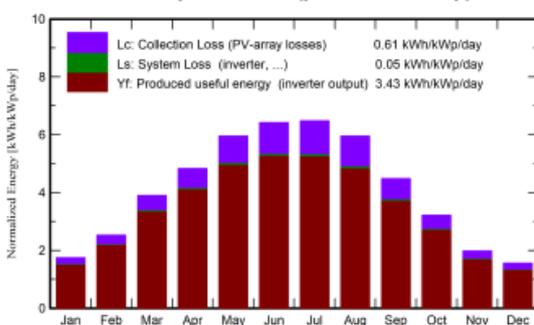
Specific production

1253 kWh/kWp/year

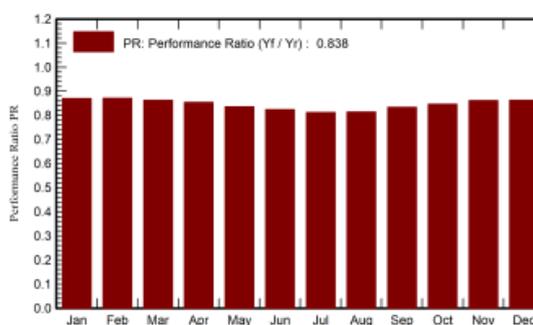
Performance Ratio PR

83.78 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	54.3	27.41	6.58	54.1	52.0	90.5	88.9	0.870
February	71.2	33.70	7.05	70.7	68.1	118.0	116.2	0.871
March	122.0	53.14	9.66	120.7	116.7	199.7	196.9	0.863
April	146.9	68.19	12.59	145.0	140.5	237.2	233.8	0.854
May	186.7	74.50	17.21	184.5	178.8	295.6	291.2	0.836
June	194.4	81.00	22.09	192.5	186.8	303.9	299.5	0.824
July	204.6	72.16	25.46	201.1	195.1	313.1	308.4	0.812
August	185.3	70.67	25.21	184.6	179.0	288.5	284.2	0.815
September	134.6	54.98	19.90	134.3	130.0	214.6	211.5	0.834
October	98.9	46.37	16.08	99.8	96.3	162.1	159.7	0.847
November	59.7	35.49	11.74	59.5	57.3	98.3	96.7	0.861
December	47.6	27.11	8.06	48.2	46.1	79.8	78.4	0.862
Year	1506.2	644.70	15.19	1495.0	1446.6	2401.3	2365.5	0.838

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		



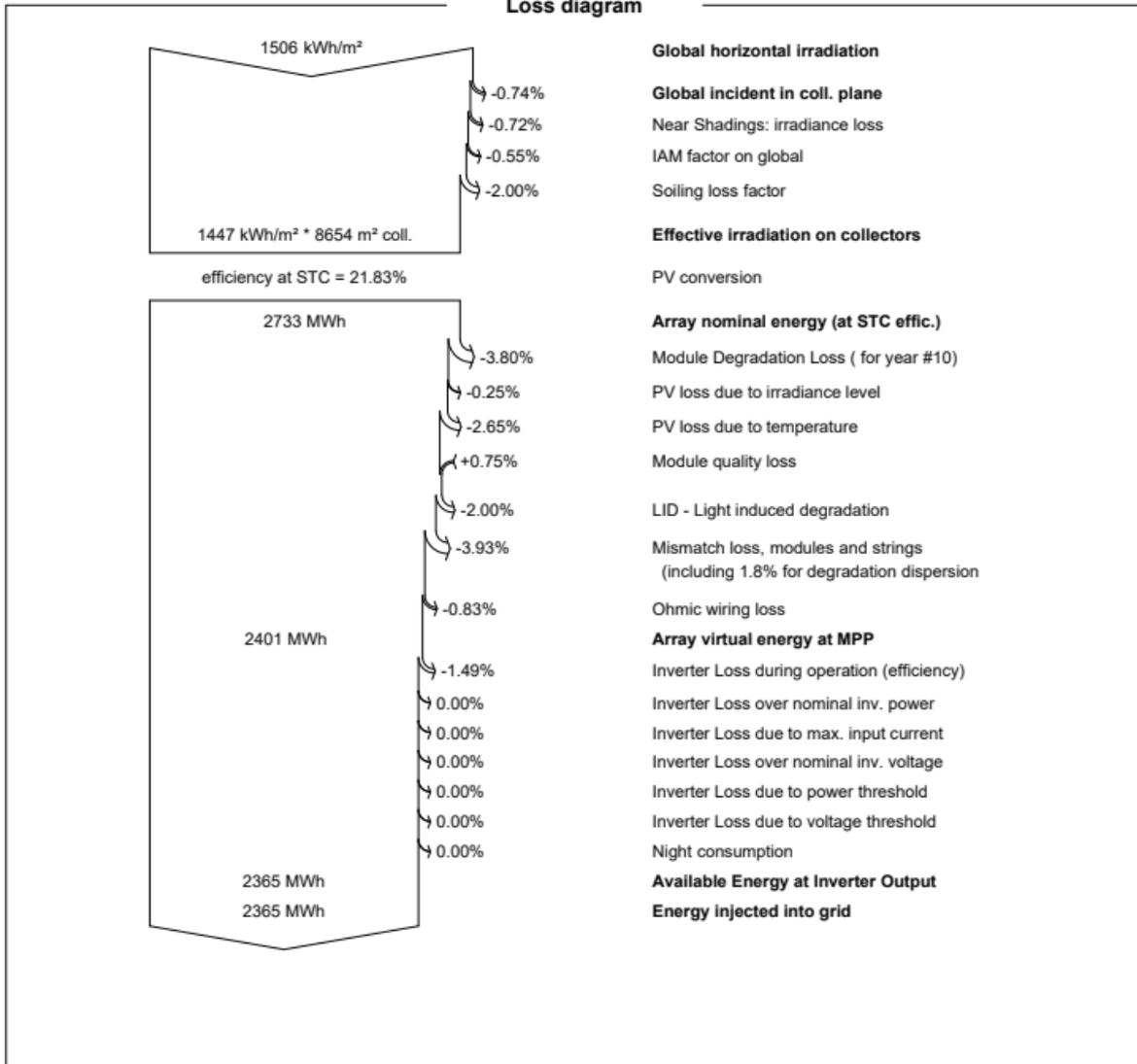
PVsyst V7.2.8
 VC2, Simulation date:
 11/11/21 22:31
 with v7.2.8

Project: Craco

Variant: Fisso azimuth 90/tilt10_24 moduli_pitch 8,0 m

Aedes Group Engineering (Italy)

Loss diagram





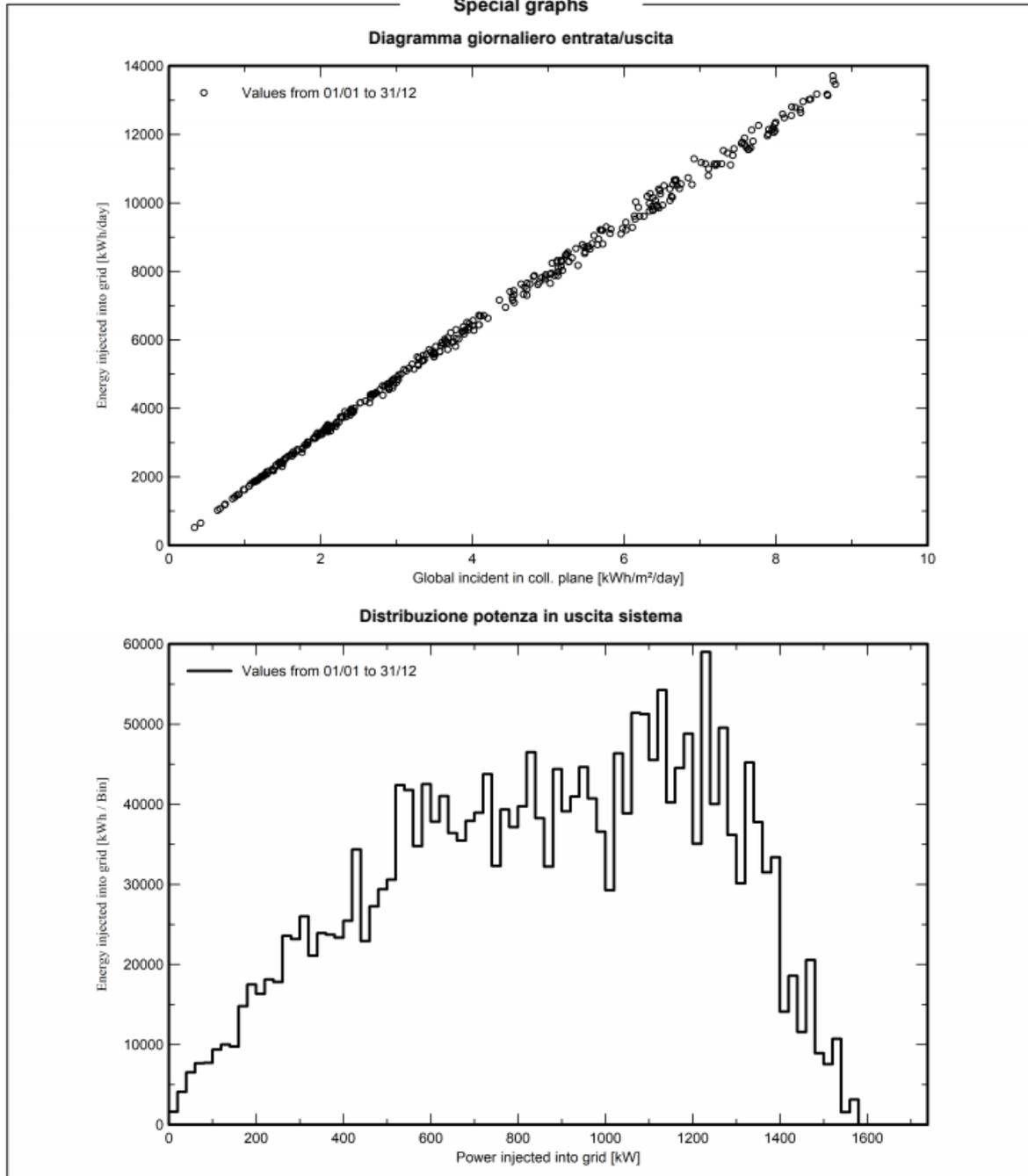
PVsyst V7.2.8
VC2, Simulation date:
11/11/21 22:31
with v7.2.8

Project: Craco

Variant: Fisso azimut 90/tilt10_24 moduli_pitch 8,0 m

Aedes Group Engineering (Italy)

Special graphs



3-15 Benefici ambientali

Ad oggi gran parte della produzione di energia elettrica proviene da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili di origine fossile. Quindi, considerando l'energia stimata come produzione del primo anno, **27.651.384 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	5.007
TEP risparmiate in 30 anni	146.454

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

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 60 / 63
--	-------------------	----------------

4-1 Sicurezza elettrica

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

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

4-2 Verifiche finali, collaudi e prove strumentali

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

Quadri e apparecchiature:

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

Protezioni:

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

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 61 / 63
--	-------------------	----------------

Sicurezza:

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

Conduttori:

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

Terra:

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

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

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

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 62 / 63
--	-------------------	----------------

Per quanto concerne le verifiche funzionali dovranno essere effettuate:

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

4-3 Documentazione tecnica

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

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

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