



REGIONE
PUGLIA

COMUNE DI TROIA (FG)

Progettazione della Centrale Solare "Frutti Antichi Troia" da 21.890,40 kWp



Proponente:



Pacifico Ametista s.r.l.

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

Titolo: Relazione Tecnica C.02

	N° Elaborato: 31	Progetto dell'inserimento paesaggistico e mitigazione Progettista: Agr. Fabrizio Cembalo Sambiasi Arch. Alessandro Visalli Collaboratori: Agr. Rosa Verde Urb. Patrizia Ruggiero Arch. Anna Sirica Urb. Sara De Rogatis Paes. Rosanna Annunziata
	Cod:PR_01	
	tipo di progetto: <input type="radio"/> RILIEVO <input type="radio"/> PRELIMINARE <input checked="" type="radio"/> DEFINITIVO <input type="radio"/> ESECUTIVO	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



Rev.	descrizione	data	formato	elaborato da	controllato da	approvato da
00		Luglio 2021	A4	Rolando Roberto	Simone Bonacini	Rolando Roberto
01	Nuova consegna	Febbraio 2023	A4	Rolando Roberto	Simone Bonacini	Rolando Roberto
02						
03						

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
3-2	Considerazioni in merito alle scelte progettuali	16
3-3	Descrizione del sistema ad inseguimento monoassiale	18
3-4	Moduli fotovoltaici.....	19
3-5	Sistema di conversione DC/AC.....	21
3-5-1-1	Ambiente di installazione.....	24
3-6	Sotto-cabine MT.....	25
3-7	Area di raccolta cabine MT.....	26
3-8	Stazione di trasformazione AT/MT	27
3-9	Linee Elettriche.....	30
3-9-1-1	Tubi protettivi e canalizzazioni	31
3-9-1-2	Verifiche tipologie di linee	32
3-10	Cavidotto MT principale (da trasformatore AT a cabina di raccolta MT)	41
3-11	Impianto di messa a terra e sistemi di protezione	42
3-11-1-1	Generalità.....	42
3-11-1-2	Conduttori di protezione	43
3-12	Misure di protezione contro i contatti diretti	44
3-13	Misure di protezione contro i contatti indiretti	44
3-14	Protezione delle condutture.....	45
3-15	Producibilità impianto.....	45
3-16	Benefici ambientali.....	55
4	SICUREZZA ELETTRICA, VERIFICHE E COLLAUDI.....	56

4-1	Sicurezza elettrica.....	57
4-2	Verifiche finali, collaudi e prove strumentali	57
4-3	Documentazione tecnica	59

1 OBIETTIVI DI PROGETTO

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 3 / 59
--	-------------------	---------------

Pacifico Ametista S.r.l. intende proporre la realizzazione di un impianto fotovoltaico da ubicarsi in Troia (FG), localizzazione 41°21'44.95"N, 15°20'12.14"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 21.890 kWp costituito da 31.272 moduli fotovoltaici in silicio cristallino.

In campo saranno installati n. 60 inverter di stringa di potenza nominale 320 kW.

L'impianto sarà esercito in parallelo alla rete elettrica nazionale di TERNA, il collegamento sarà da effettuarsi in antenna in alta tensione (AT) a 150 kV con una potenza massima in immissione pari a 19.200 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 19.200 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 un'adeguata infrastruttura per l'immissione dell'energia, privo di ombreggiamenti al momento della costruzione e presumibilmente anche per l'intera vita utile dell'impianto, e che presenti sufficiente planarità/regolarità per l'installazione delle strutture di fissaggio dei moduli. È inoltre necessaria l'accessibilità al sito ai mezzi di cantiere per la fase di costruzione ed agli autoveicoli per le occasionali visite ispettive/manutentive.

Per individuare il luogo di installazione della nuova centrale fotovoltaica sono stati valutati terreni che avessero le caratteristiche di idoneità esposte di seguito:

- estensione sufficiente ad ospitare un impianto utility-scale;
- elevato grado di irraggiamento;
- caratteristiche orografiche;

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 4 / 59
--	-------------------	---------------

- 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.

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 5 / 59
--	-------------------	---------------

Il sito analizzato è stato suddiviso in n. 2 “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 zionali 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 / 59
--	-------------------	---------------

- 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 massimizzazione della 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 / 59
--	-------------------	---------------

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 / 59
--	-------------------	---------------

- 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.

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 11 / 59
--	-------------------	----------------

3 PROGETTO DELLA CENTRALE FOTOVOLTAICA

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 12 / 59
--	-------------------	----------------

3-1 Inquadramento generale

La centrale fotovoltaica, di potenza di picco pari a 21.890 kWp, sarà ubicata nel comune di *Troia* in provincia di Foggia (FG). Il soggetto proponente è la società Pacifico Ametista S.r.l. (C.F./P.IVA: 03097410215). E' prevista l'installazione a terra di moduli fotovoltaici in silicio cristallino della potenza specifica di 700 Wp. La superficie riporta un'estensione totale pari a **40,4 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	TROIA (FG)
Latitudine	41°21'44.95"N
Longitudine	15°20'12.14"E
Zona altimetrica	Pianura
Zona climatica	D
GG convenzionali	1.964
Aree di progetto (ha)	40,4

Tabella 1 - Dati geografici e climatici della località

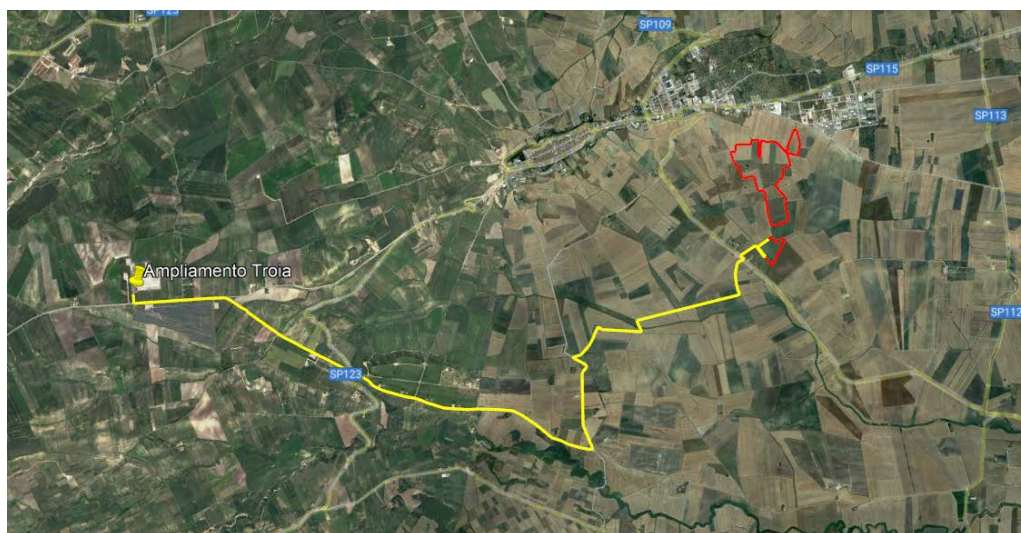


Figura 2- Foto satellitare: localizzazione del sito

La centrale fotovoltaica in oggetto sarà composta sostanzialmente da tre componenti principali: il generatore fotovoltaico, i gruppi di conversione di energia elettrica e la stazione di elevazione MT/AT. Il generatore sarà costituito dai moduli fotovoltaici, connessi in serie/parallelo per ottenere livelli di tensione e corrente idonei all'accoppiamento con i gruppi di conversione.

È prevista l'installazione a terra di moduli fotovoltaici in silicio cristallino della potenza specifica di 700 Wp, da intendersi come potenza di picco espressa nelle condizioni standard meglio descritte nelle normative di riferimento (IEC 61215).

In relazione alla morfologia del territorio si ritiene di dover suddividere l'impianto in n. 2 piastre come definito in Tabella 2.

Cabine	n. Piastra	Tipologia	n. moduli	Potenza modulo (W)	Potenza tot (kWp)
4x6 MW	1	Tracker N/S	27.408	700	19.186
1x3 MW	2	Tracker N/S	3.864	700	2.705
			31.272		21.890

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 su amplimaneeto della Stazione Elettrica di trasformazione (SE) a 380/150 kV denominata "Troia".

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 14 / 59
--	-------------------	----------------



Figura 3- Ampliamento SE e ubicazione stazione elevazione AT/MT

La rete di raccolta dell'impianto sarà costituita da n.5 cabine inverter/trasformatore collegate in media tensione alla Cabina di Raccolta centrale collegata alla stazione di elevazione AT/MT.

Cabine	n. Piastra	Tipologia	n. moduli	Potenza modulo (W)	Potenza tot (kWp)
4x6 MW	1	Tracker N/S	27.408	700	19.186
1x3 MW	2	Tracker N/S	3.864	700	2.705
			31.272		21.890

Tabella 3 – Suddivisione piastre-cabine

I moduli fotovoltaici che saranno presi in considerazione per l'impianto "Troia" saranno composti da celle in silicio cristallino ad alta efficienza. I moduli saranno collegati in serie, in modo tale che il livello di tensione raggiunto in uscita rientri nel range di tensione ammissibile dagli inverter considerati nel progetto (max 1.500 V).



Figura 4- Particolare schema di suddivisione sottocampi area superiore impianto

3-2 Considerazioni in merito alle scelte progettuali

Nello sviluppo del progetto si sono adottati alcuni elementi cardine intorno ai quali si è ritenuto di sviluppare l'impianto di produzione. Di seguito si offrono alcune riflessioni nel merito.

Tipologia di alimentazione elettrica

La normativa attuale prevede per impianti di queste dimensioni un punto di consegna, ovvero di inserimento nella rete pubblica nazionale, in alta tensione. Il punto di immissione in rete trovandosi a diversi chilometri rispetto all'area ospitante l'impianto di produzione ha imposto l'utilizzo di una tensione elevata al fine di minimizzare le perdite sulle linee. Tutta la distribuzione a valle del trasformatore AT-MT sarà quindi a 30 kV fino alle cabine MT-BT interne al campo.

Per la parte in bassa tensione, in corrente alternata, si è scelto l'uso 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. 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 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 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 60.

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

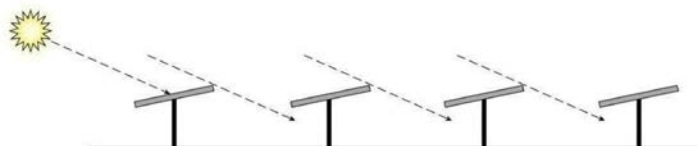
Allo stato attuale dello sviluppo della tecnologia fotovoltaica si ritiene che l'uso di sistemi ad inseguimento possa risultare vincente rispetto ai classici sistemi fissi. Le motivazioni sono molteplici.

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.

3-3 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 tre tipologie di inseguitori:

- tipologia da circa 16 m lineari, ospitante 12 moduli fotovoltaici;
- tipologia da circa 32 m lineari, ospitante 24 moduli fotovoltaici;

- tipologia da circa 64 m lineari, ospitante 48 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. La tipologia di inseguitore di circa 60 m avrà indicativamente n°4 attuatori, con un fattore di contemporaneità di esercizio pari a 0,5.

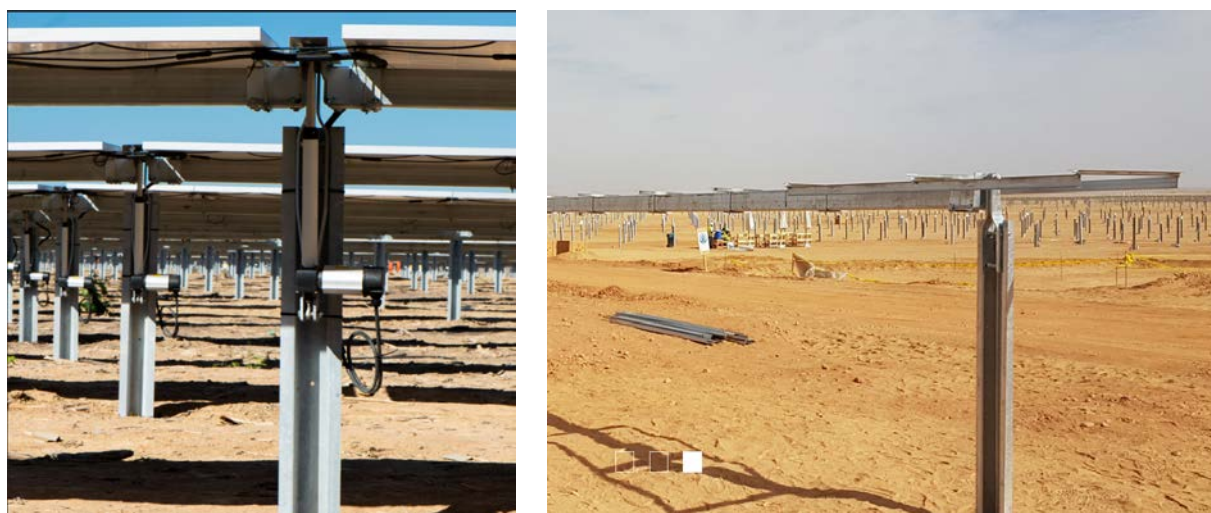


Figura 5- Particolare strutture ed attuatore

3-4 Moduli fotovoltaici

Il generatore fotovoltaico sarà realizzato con n. 31.272 moduli da 700 Wp cadauno marca Joliwood modello JW-HD132N o similare.

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

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 19 / 59
--	-------------------	----------------

Electrical Properties | STC*

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

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

Electrical Properties | NOCT*

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

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

Operating Properties

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

*Bifaciality = Pmaxrear (STC) / Pmaxfront (STC), Bifaciality tolerance: ±5%

Temperature Coefficient

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

*Temperature Coefficient of Pmax ±0.03%/°C

Si avranno componenti dalle seguenti caratteristiche:

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

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

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

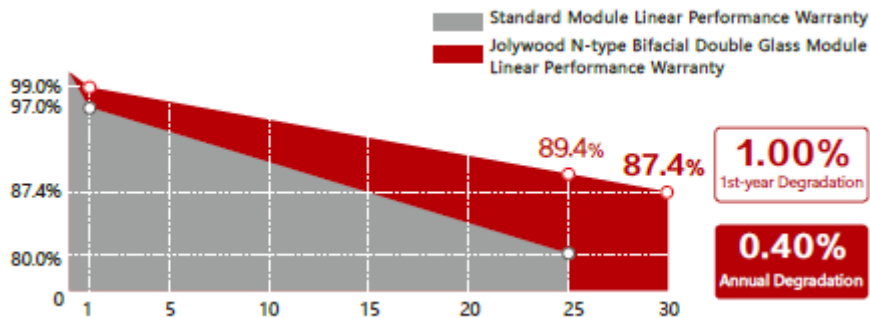


Figura 6- Grafico performance moduli

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

Le caratteristiche meccaniche saranno le seguenti:

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

*Heat strengthened glass
*Cable length can be customized

Figura 7- Caratteristiche meccaniche modulo

3-5 Sistema di conversione DC/AC

In base al dimensionamento del sistema e alle caratteristiche elettriche determinate per il generatore per la conversione dell'energia elettrica da corrente continua (DC) a corrente alternata è previsto l'impiego di **n. 60 inverter**.

Tra i prodotti commercialmente disponibili saranno impiegati inverter in grado di garantire:

- conformità alle normative europee di sicurezza;
- conformità al codice di rete;
- disponibilità di informazioni di allarme e di misura su display integrato;
- funzionamento automatico, semplicità d'uso e di installazione;
- sfruttamento ottimale del campo fotovoltaico con la funzione MPPT integrata;
- elevato rendimento globale;
- affidabilità e lunga durata del servizio;
- forma d'onda di uscita perfettamente sinusoidale;
- dispositivo di controllo dell'isolamento sul lato DC;
- possibilità di regolazione di potenza attiva e reattiva con controllo locale o remoto; possibilità di monitoraggio, di controllo a distanza e di collegamento a PC per la raccolta e l'analisi dei dati.

Ciascun gruppo di conversione sarà dotato di un dispositivo per il sezionamento, comando ed interruzione atto a svolgere funzione di dispositivo di generatore (DDG). Gli inverter saranno alloggiati presso stazioni di conversione appositamente predisposte.

La taglia delle macchine è stata scelta come compromesso tra l'opportunità di ridurre l'impatto sulla produzione ed il costo di un eventuale fuori servizio (distribuendo la funzione di conversione) e la necessità di assicurare prestazioni e funzioni di controllo evolute tipiche (ancorché non più esclusive) delle macchine centralizzate. L'utilizzo di cosiddetti inverter "di stringa" da posizionarsi in capo consente inoltre di non dover realizzare ulteriori fabbricati cabina per alloggiare le apparecchiature.

La sintesi degli elementi sopra descritti ha condotto alla scelta di macchine prodotte dalla società SUNGROW modello SG350HX.

Di seguito le caratteristiche elettriche principali.

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 22 / 59
--	-------------------	----------------

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

Si noti che ogni singolo inverter avrà in condizioni di normale funzionamento una potenza di uscita pari a 320 kW, erogata ad una tensione nominale in bassa tensione pari a 800V.

Il lato corrente continua avrà tensioni variabili in funzione delle temperature di esercizio, comunque nei limiti del funzionamento a MPPT e nel rispetto della tensione massima di ingresso del sistema.

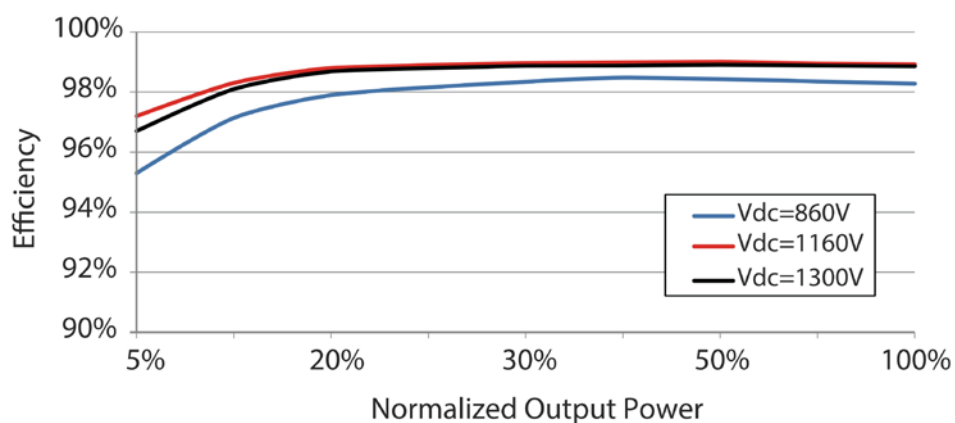
Al fine di agevolare al massimo il cablaggio ottimizzando i tempi di posa, riducendo le possibilità di errore e al fine di agevolare le attività manutentive, la lunghezza delle stringhe è stata accuratamente valutata in concerto con le caratteristiche elettriche dei convertitori ed in funzione della dimensione degli inseguitori. Si adotteranno pertanto stringhe tutte uguali tra loro, con un numero di moduli pari a 24. 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 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 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.

3-6 Sotto-cabine MT

Come evidenziato negli elaborati progettuali e come espresso nelle tabelle di riepilogo, le varie piastre sono dotate di cabine di trasformazione MT/BT atte ad elevare gli 800 V AC nominali in uscita dagli inverter alla media tensione a 30kV utilizzata per distribuire l’energia prodotta all’interno del lotto fino alla consegna in alta tensione.

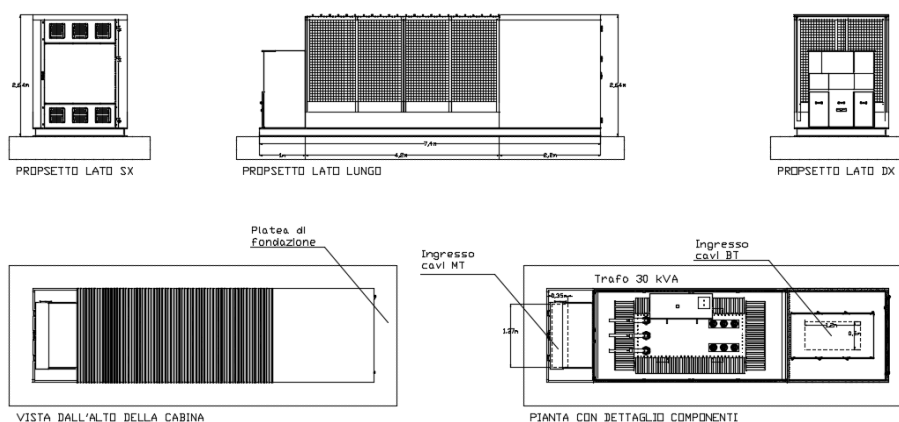


Figura 8- Cabina tipo MT/BT

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

I fabbricati saranno realizzati con soluzioni standard prefabbricate dotate di 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, 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 presenti.

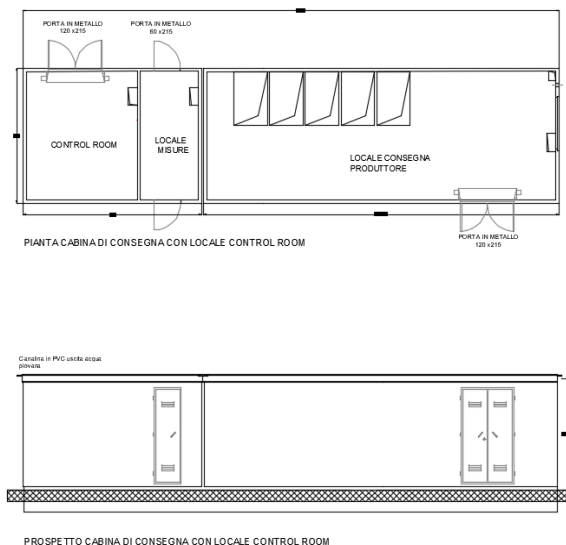


Figura 9- Cabina di raccolta e control room

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 10.000 m diretta verso la SE "Troia".

3-8 Stazione di trasformazione AT/MT

La stazione elettrica di utenza sarà realizzata allo scopo di collegare l'impianto fotovoltaico al nuovo ampliamento della Stazione Elettrica 380/150 kV della RTN denominata "Troia".

La sottostazione MT/AT rappresenterà sia il punto di raccolta dell'energia prodotta dal campo fotovoltaico che il punto di trasformazione del livello di tensione da 30 kV a 150 kV, per consentire il trasporto dell'energia prodotta fino al punto di consegna della rete di trasmissione nazionale.

La sottostazione utente sarà suddivisa in quattro sezioni indipendenti. Ogni sezione afferirà ad un singolo produttore come d'accordo di condivisione sottoscritto e allegato al seguente progetto.

Il collegamento tra le SSE e la SE avverrà mediante cavo interrato a 150 kV che si attesterà ad uno stallo di protezione AT.

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

L'area individuata è identificata al N.C.T. di **Foggia nel foglio di mappa 5 particelle 406** come rappresentato nella tavola allegata.



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

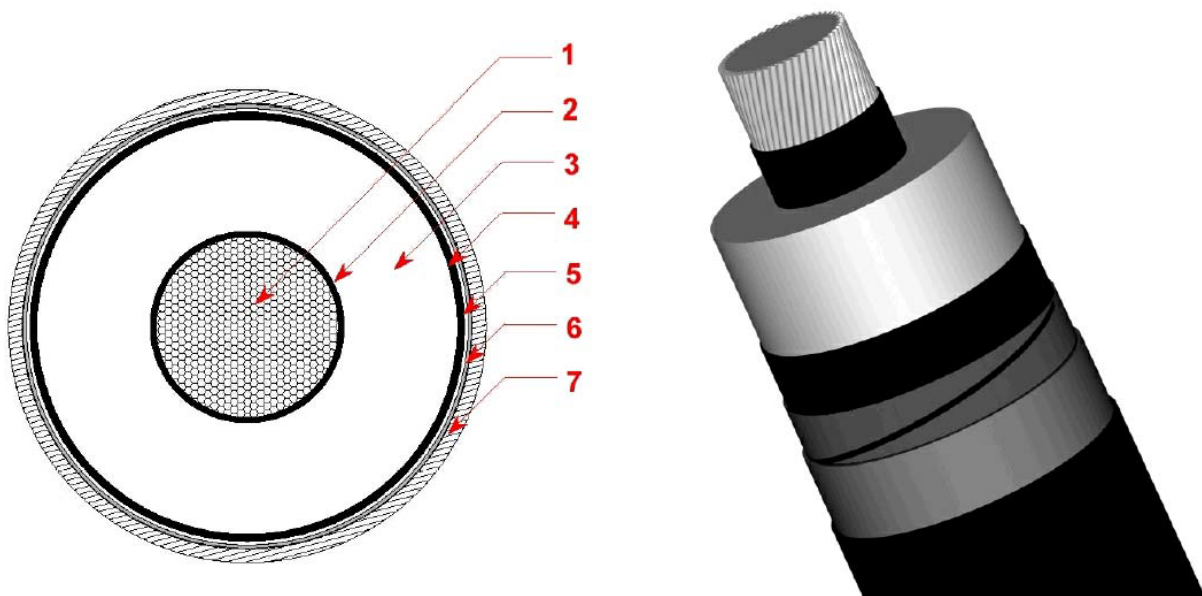
La stazione elettrica utente sarà dotata di un trasformatore di potenza con relativi edifici tecnici adibiti al controllo e alla misura dell'energia prodotta ed immessa in rete.

Il trasformatore trifase in olio (raffreddamento ONAN/ONAF TR1 = 20/25 MVA 150±12x1,25% / 30 kV – YNd11) 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 politenereticolato (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 11- Tipologia cavo AT

Il cavidotto AT interrato avrà le seguenti caratteristiche generali:

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

- Guaina: PE

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

3-9 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 30 / 59
--	-------------------	----------------

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.

3-9-1-1 Tubi protettivi e canalizzazioni

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 31 / 59
--	-------------------	----------------

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 32 / 59
--	-------------------	----------------

Scheda riepilogativa riguardante i dati del circuito : TRASFORMATORE G -

Dati generali relativi al quadro "CABINA B - TIPO 1" 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	7,4	[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(1x185)	[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]
I _{cc} di intervento protezione a 5 secondi	630	[A]

Parametri elettrici relativi al circuito in considerazione

I _k max fondo linea	7.396	[A]
I _{cc} max inizio linea	7.400	[A]
I _{gt} fase - protezione fondo linea	---	[A]
I ² t max inizio linea / K ² S ² fase	13.141.263 // 289.680.400	[A ² s]
I ² t max inizio linea / K ² S ² neutro	--- // ---	[A ² s]
I ² t max inizio linea / K ² S ² protezione	--- // ---	[A ² s]
Corrente di impiego I _b	95	[A]
Corrente regolata I _r	168	[A]

Portata del cavo Iz	411	[A]
Caduta di tensione con Ib	0,51	[%]
Lunghezza // Lunghezza max protetta	10/---	[m/m]
Minima Icc fine linea (T/F F/F N/F)	5.912	[A]
Massima Icc fine linea (T/F F/F N/F)	6.827	[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 $I_{2t} \leq K2S2$

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

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

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

Dati relativi al circuito di alimentazione dell'utenza

Tensione utenza // Nome utenza	30000 //	
Sigla armonizzata // Posa secondo CEI 64-8	ARG7H1RNR-30 kV // _E4	[mm ²]
Sezione	3(1x150)	[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]

Parametri elettrici relativi al circuito in considerazione

Ik max fondo linea	7.231	[A]
Icc max inizio linea	7.655	[A]
Igt fase - protezione fondo linea	---	[A]
I^2t max inizio linea / K^2S^2 fase	14.063.986 // 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	200	[A]
Portata del cavo Iz	218	[A]
Caduta di tensione con Ib	0,54	[%]
Lunghezza // Lunghezza max protetta	1.000/---	[m/m]
Minima Icc fine linea (T/F F/F N/F)	5.736	[A]
Massima Icc fine linea (T/F F/F N/F)	6.624	[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 $I_2t \leq K^2S^2$

Scheda riepilogativa riguardante i dati del circuito : INVERTER TIPO

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

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

Dati relativi al circuito di alimentazione dell'utenza

Tensione utenza // Nome utenza	800 //	
Sigla armonizzata // Posa secondo CEI 64-8	ARG16R16/FS17 PE // 61_	[mm ²]
Sezione	3(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	12.023 [A]
Icc max inizio linea	53.446 [A]
Igt fase - protezione fondo linea	4.484 [A]
I^2t max inizio linea / K^2S^2 fase	4.381.671 // 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	4.381.671 // 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	1,8 [%]
Lunghezza // Lunghezza max protetta	500/1.120 [m/m]
Minima Icc fine linea (T/F F/F N/F)	4.484 [A]
Massima Icc fine linea (T/F F/F N/F)	8.399 [A]

Considerazioni finali

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

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



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



CARATTERISTICHE TECNICHE TECHNICAL FEATURES

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

NORMATIVE NORMS

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

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

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
U₀/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 mm ²	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		Phase reactance		Capacity at 50Hz
		Ω/km		Ω/Km		
n° x mm ²	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

U₀/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 mm ²	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 mm ²	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	0,11	0,24	31,2

(*) Short circuit duration 0,5 seconds

3-10 Cavidotto MT principale (da trasformatore AT a cabina di raccolta MT)

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.

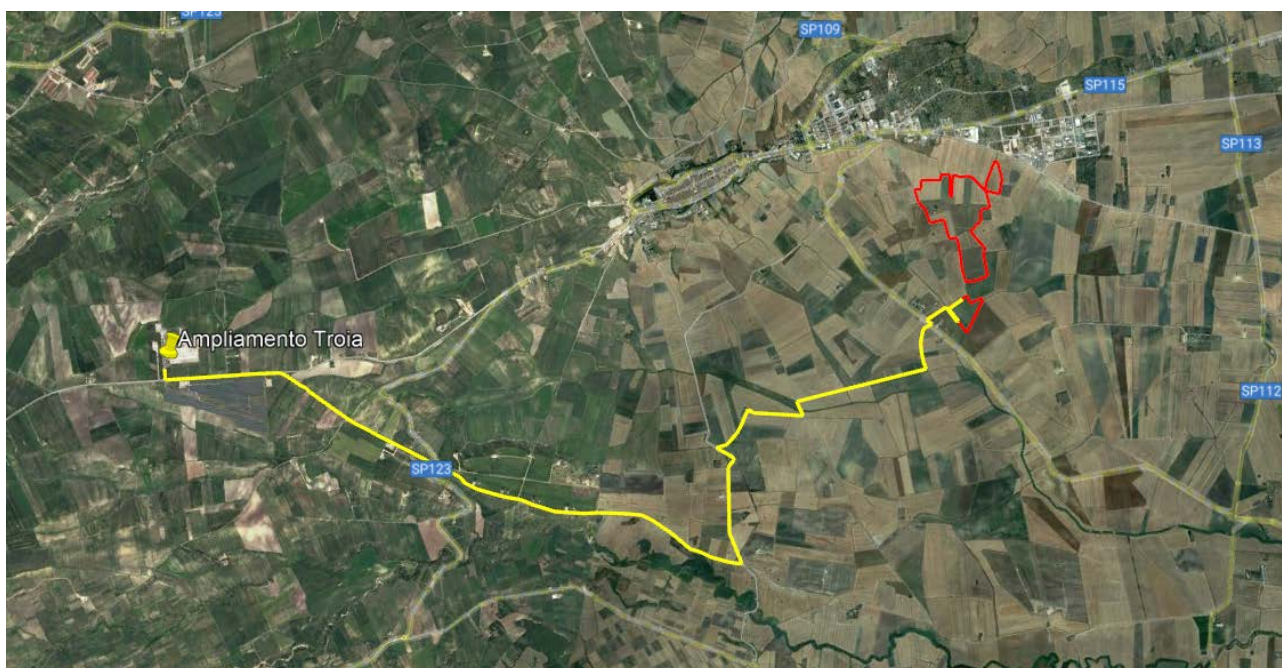


Figura 12- Tracciato cavidotto MT esterno verso ampliamento SE Troia

La sezione dei conduttori da utilizzarsi è calcolata cautelativamente sulla massima potenza di esercizio pari a 19.200 kW. Considerando una tensione nominale di 30kV e un $\cos\phi = 0,9$, si calcola una corrente di impiego di circa 410 A.

Caratteristiche tecniche/Technical characteristics
U max: 36 kV

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

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

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

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

Si prevede pertanto di utilizzare n°1 cavi da 300mmq per fase.

3-11 Impianto di messa a terra e sistemi di protezione

3-11-1 Generalità

L'impianto di terra soddisferà le seguenti prescrizioni:

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 42 / 59
--	-------------------	----------------

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

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

3-11-1-2 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:

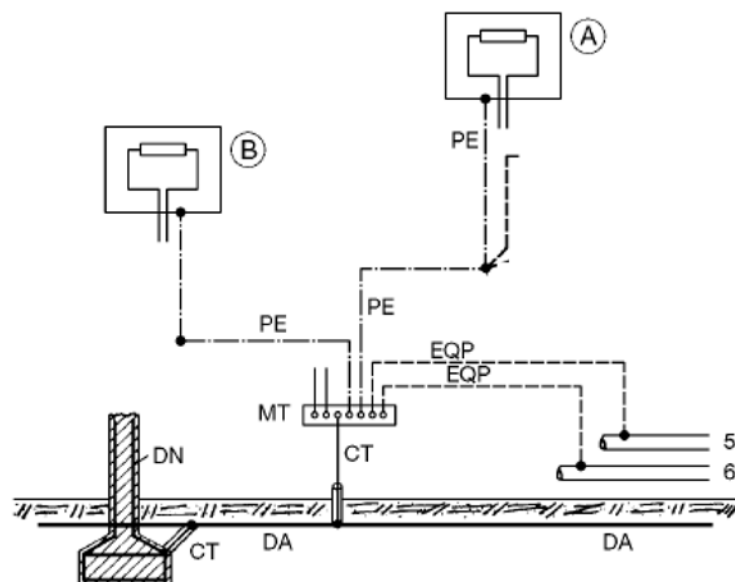


Figura 13- Esempio impianto di terra

DA = Dispersore (intenzionale)

DN = Dispersore (di fatto)

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

MT = Collettore (o nodo) principale di terra

PE = Conduttore di protezione

A, B = Masse

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

3-12 Misure di protezione contro i contatti diretti

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

3-13 Misure di protezione contro i contatti indiretti

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

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

Viene essere soddisfatta la seguente condizione:

$$R_A \times I_a \leq 50$$

dove:

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 44 / 59
--	-------------------	----------------

- 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.

3-14 Protezione delle condutture

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

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

3-15 Producibilità impianto

L'energia generata dipende:

- dal sito di installazione (latitudine, radiazione solare disponibile, temperatura, riflettanza della superficie antistante i moduli);
- dall'esposizione dei moduli: angolo di inclinazione (Tilt) e angolo di orientazione (Azimut);
- da eventuali ombreggiamenti o insudiciamenti del generatore fotovoltaico;

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 45 / 59
--	-------------------	----------------

- 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.
- 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:

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 46 / 59
--	-------------------	----------------

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.

n.Piastra	Tipologia	Producibilità (kWh/kWp/a)	Pitch (m)
1	Tracker N/S	1.579	5
2	Tracker N/S	1.579	5
	P.media	1.579	

Tabella 4 - Dati producibilità

Tenute in conto le specifiche perdite dovute allo sporcamento, decadimento annuo producibilità moduli, perdita LID, perdita per mismatching e temperatura si stima una producibilità specifica media di **1.579 kWh/kWp/a**.

Di seguito si riportano le tabelle di sintesi in merito alla stima di producibilità.

	RELAZIONE TECNICA	Pagina 47 / 59
--	-------------------	----------------

**PVsyst V7.2.16**

VC0, Simulation date:
30/01/23 09:42
with v7.2.16

Project: Troia (FG)

Variant: Pitch 5,0m 1P_700W

Aedes Group Engineering (Italy)

Project summary

Geographical Site		Situation		Project settings	
Troia		Latitude	41.36 °N	Albedo	0.20
Italy		Longitude	15.32 °E		
		Altitude	399 m		
		Time zone	UTC+1		
Meteo data					
Troia					
Meteonorm 8.0 (1986-2005), Sat=100% - Sintetico					

System summary

Grid-Connected System		Tracking system with backtracking			
Simulation for year no 8					
PV Field Orientation		Tracking algorithm		Near Shadings	
Orientation		Irradiance optimization		Linear shadings	
Tracking plane, tilted axis		Backtracking activated			
Avg axis tilt	2.1 °				
Avg axis azim.	0.0 °				
System information					
PV Array					
Nb. of modules	31272 units	Inverters		Nb. of units	
Pnom total	21.89 MWp	Nb. of units		60 units	
		Pnom total		19.20 MWac	
		Pnom ratio		1.140	
User's needs					
Unlimited load (grid)					

Results summary

Produced Energy	35 GWh/year	Specific production	1579 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	82.81 %
-----------------	-------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

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 V7.2.16
 VCO, Simulation date:
 30/01/23 09:42
 with v7.2.16

Project: Troia (FG)
 Variant: Pitch 5,0m 1P_700W
 Aedes Group Engineering (Italy)

General parameters

Grid-Connected System		Tracking system with backtracking	
PV Field Orientation		Tracking algorithm	
Orientation		Irradiance optimization	
Tracking plane, tilted axis		Backtracking activated	
Avg axis tilt	2.1 °		
Avg axis azim.	0.0 °		
Models used		Backtracking array	
Transposition	Perez	Nb. of trackers	891 units
Diffuse	Perez, Meteonorm	Sizes	
Circumsolar	separate	Tracker Spacing	5.00 m
		Collector width	2.38 m
		Ground Cov. Ratio (GCR)	47.7 %
		Phi min / max.	-/+ 55.0 °
		Backtracking strategy	
		Phi limits	+/- 61.3 °
		Backtracking pitch	5.00 m
		Backtracking width	2.38 m
Horizon		Near Shadings	
Free Horizon		Linear shadings	
		User's needs	
		Unlimited load (grid)	

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Jolywood	Manufacturer	Sungrow
Model	JW-HD132-N	Model	SG350HX-20A-Preliminary
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	700 Wp	Unit Nom. Power	320 kWac
Number of PV modules	31272 units	Number of inverters	60 units
Nominal (STC)	21.89 MWp	Total power	19200 kWac
Array #1 - Campo FV		Array #1 - Campo FV	
Number of PV modules	25608 units	Number of inverters	50 units
Nominal (STC)	17.93 MWp	Total power	16000 kWac
Modules	1067 Strings x 24 In series	Operating voltage	500-1500 V
At operating cond. (50°C)		Max. power (=>30°C)	352 kWac
Pmpp	16.18 MWp	Phom ratio (DC:AC)	1.12
U mpp	845 V		
I mpp	19159 A		
Array #2 - Sottocampo #2		Array #2 - Sottocampo #2	
Number of PV modules	3864 units	Number of inverters	7 units
Nominal (STC)	2705 kWp	Total power	2240 kWac
Modules	161 Strings x 24 In series	Operating voltage	500-1500 V
At operating cond. (50°C)		Max. power (=>30°C)	352 kWac
Pmpp	2442 kWp	Phom ratio (DC:AC)	1.21
U mpp	845 V		
I mpp	2891 A		
Array #3 - Sottocampo #3		Array #3 - Sottocampo #3	
Number of PV modules	1800 units	Number of inverters	3 units
Nominal (STC)	1260 kWp	Total power	960 kWac
Modules	75 Strings x 24 In series		

**PVsyst V7.2.16**

VC0, Simulation date:
30/01/23 09:42
with v7.2.16

Project: Troia (FG)

Variant: Pitch 5,0m 1P_700W

Aedes Group Engineering (Italy)

PV Array Characteristics

Array #3 - Sottocampo #3			
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	1138 kWp	Operating voltage	500-1500 V
U mpp	845 V	Max. power (=>30°C)	352 kWac
I mpp	1347 A	Phom ratio (DC:AC)	1.31
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	21890 kWp	Total power	19200 kWac
Total	31272 modules	Number of inverters	60 units
Module area	97142 m ²	Phom ratio	1.14
Cell area	91020 m ²		

Array losses

Array Soiling Losses		Thermal Loss factor		Module Quality Loss	
Loss Fraction	1.0 %	Module temperature according to irradiance		Loss Fraction	-0.4 %
		Uc (const)	29.0 W/m ² K		
		Uv (wind)	0.0 W/m ² K/m/s		
Module mismatch losses		Strings Mismatch loss		Module average degradation	
Loss Fraction	2.0 % at MPP	Loss Fraction	0.1 %	Year no	8
				Loss factor	0.4 %/year
				Mismatch due to degradation	
				Imp RMS dispersion	0.4 %/year
				Vmp RMS dispersion	0.4 %/year
IAM loss factor					
ASHRAE Param.: IAM = 1 - bo (1/cos ² - 1)					
bo Param. 0.05					

DC wiring losses

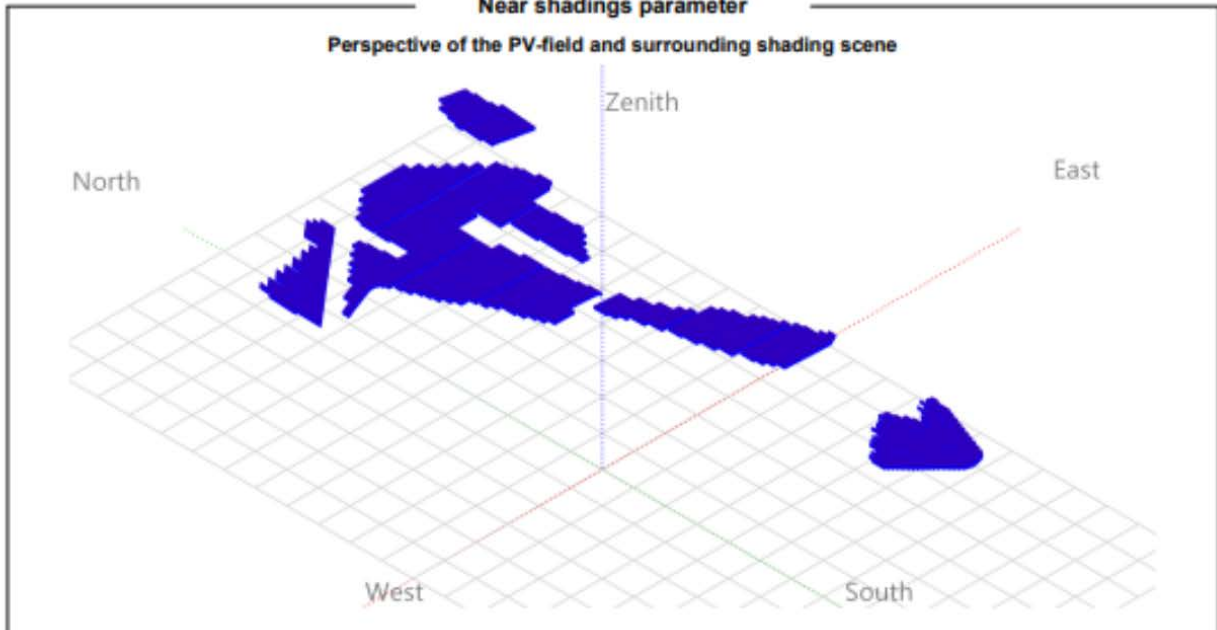
Global wiring resistance	0.60 mΩ		
Loss Fraction	1.5 % at STC		
Array #1 - Campo FV		Array #2 - Sottocampo #2	
Global array res.	0.74 mΩ	Global array res.	4.9 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
Array #3 - Sottocampo #3			
Global array res.	11 mΩ		
Loss Fraction	1.5 % at STC		



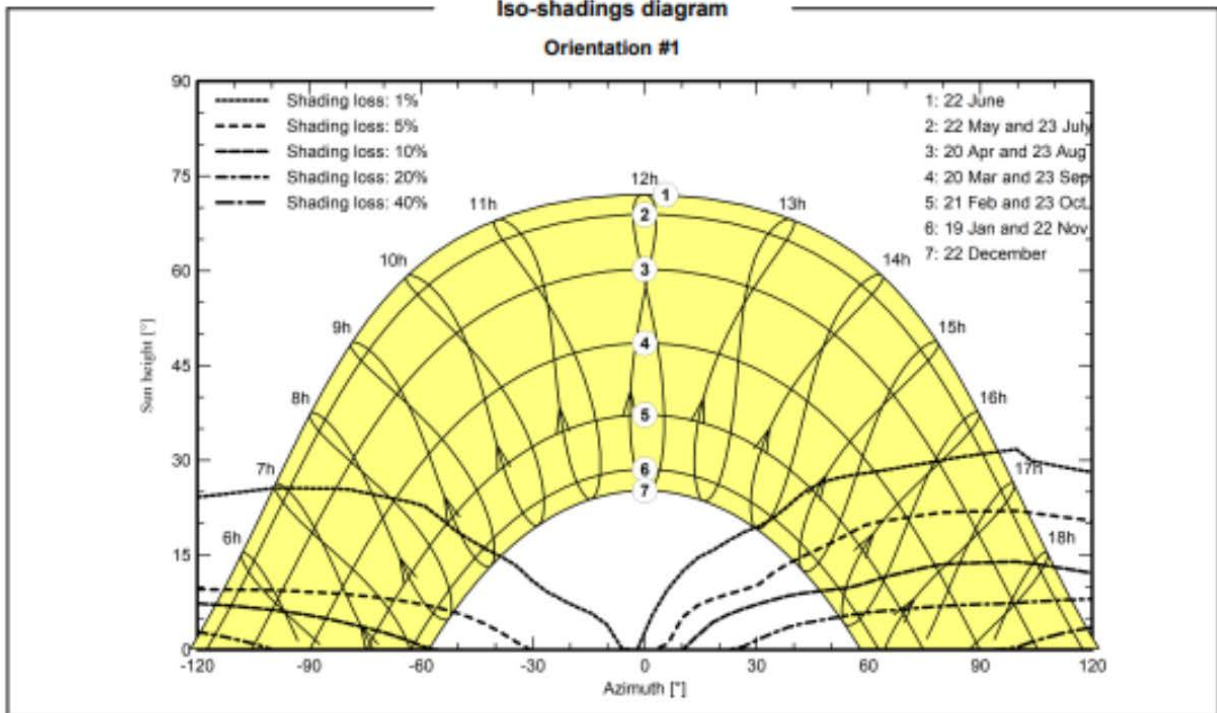
PVsyst V7.2.16
VC0, Simulation date:
30/01/23 09:42
with v7.2.16

Project: Troia (FG)
Variant: Pitch 5,0m 1P_700W
Aedes Group Engineering (Italy)

Near shadings parameter



Iso-shadings diagram





PVsyst V7.2.16

VC0, Simulation date:
30/01/23 09:42
with v7.2.16

Project: Troia (FG)
Variant: Pitch 5,0m 1P_700W

Aedes Group Engineering (Italy)

Main results

System Production

Produced Energy

35 GWh/year

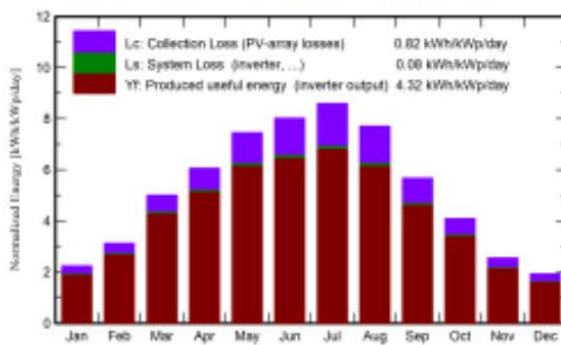
Specific production

1579 kWh/kWp/year

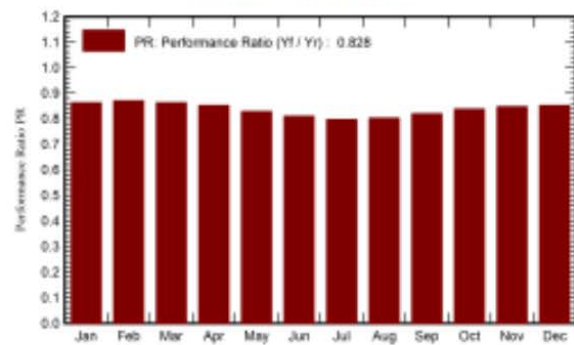
Performance Ratio PR

82.81 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	GWh	GWh	ratio
January	51.3	23.10	7.68	69.5	64.9	1.339	1.313	0.863
February	66.5	32.63	8.19	87.5	82.4	1.697	1.667	0.870
March	120.5	52.38	11.15	155.2	147.9	2.983	2.931	0.863
April	145.4	71.23	14.08	182.0	174.5	3.454	3.395	0.852
May	183.0	81.29	19.42	231.3	222.3	4.268	4.194	0.828
June	190.7	77.08	24.19	240.7	232.1	4.345	4.270	0.810
July	206.1	73.37	27.00	266.5	256.7	4.732	4.651	0.797
August	185.2	67.45	26.71	239.1	230.3	4.275	4.200	0.802
September	130.2	56.56	21.38	170.5	162.6	3.114	3.060	0.820
October	96.0	43.83	17.49	127.1	120.1	2.375	2.333	0.838
November	58.8	29.14	12.47	76.8	71.7	1.452	1.425	0.848
December	43.8	22.00	8.85	59.9	55.5	1.140	1.117	0.852
Year	1475.7	630.07	16.60	1906.1	1821.0	35.173	34.555	0.828

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation

DiffHor Horizontal diffuse irradiation

T_Amb Ambient Temperature

GlobInc Global incident in coll. plane

GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

EArray Effective energy at the output of the array

E_Grid Energy injected into grid

PR Performance Ratio



PVsyst V7.2.16

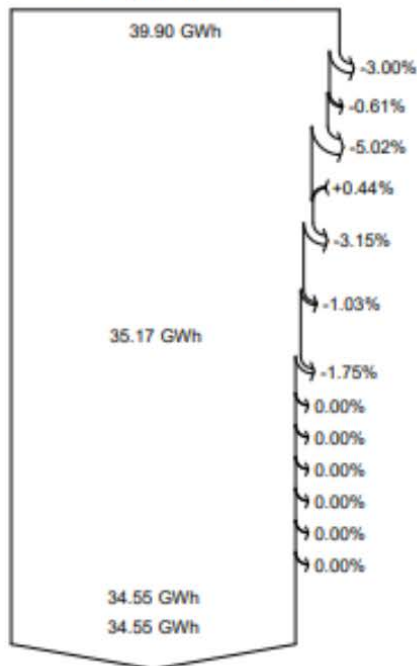
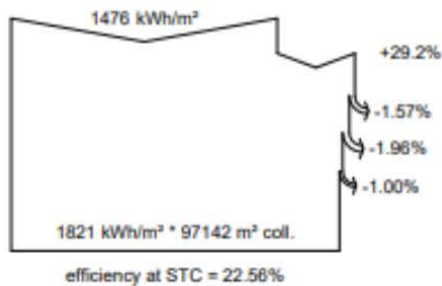
VC0, Simulation date:
30/01/23 09:42
with v7.2.16

Project: Troia (FG)

Variant: Pitch 5,0m 1P_700W

Aedes Group Engineering (Italy)

Loss diagram



Global horizontal irradiation
Global incident in coll. plane

Near Shadings: irradiance loss
IAM factor on global
Soiling loss factor

Effective irradiation on collectors
PV conversion

Array nominal energy (at STC effic.)
Module Degradation Loss (for year #8)

PV loss due to irradiance level
PV loss due to temperature

Module quality loss

Mismatch loss, modules and strings
(including 1.1% for degradation dispersion)

Ohmic wiring loss

Array virtual energy at MPP

Inverter Loss during operation (efficiency)

Inverter Loss over nominal inv. power

Inverter Loss due to max. input current

Inverter Loss over nominal inv. voltage

Inverter Loss due to power threshold

Inverter Loss due to voltage threshold

Night consumption

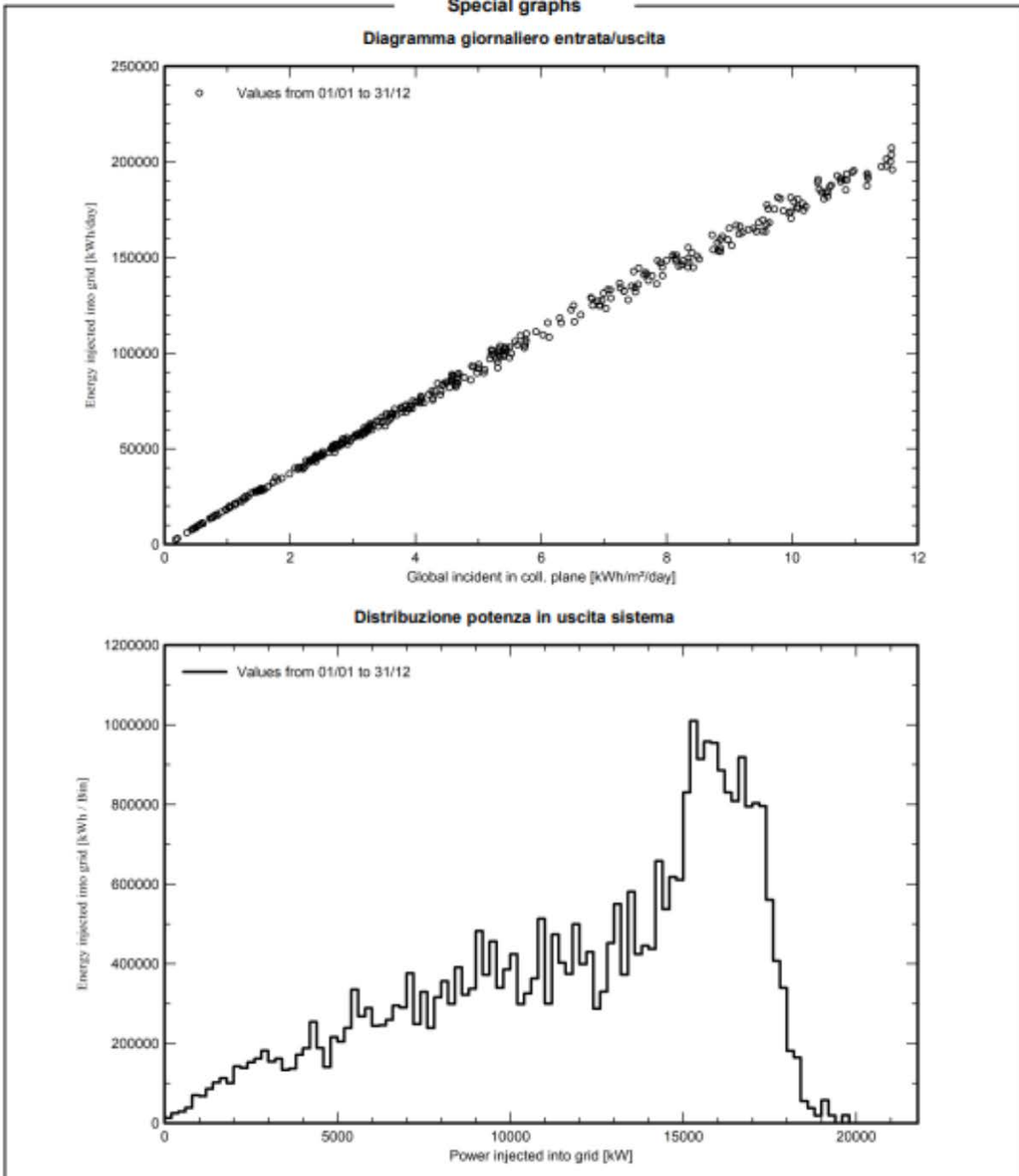
Available Energy at Inverter Output
Energy injected into grid



PVsyst V7.2.16
VC0, Simulation date:
30/01/23 09:42
with v7.2.16

Project: Troia (FG)
Variant: Pitch 5,0m 1P_700W
Aedes Group Engineering (Italy)

Special graphs



3-16 Benefici ambientali

Ad oggi gran parte della produzione di energia elettrica proviene da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili di origine fossile. Quindi, considerando l'energia stimata come produzione del primo anno, **34.566.520 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	6.464
TEP risparmiate in 30 anni	183.080

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 56 / 59
--	-------------------	----------------

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 57 / 59
--	-------------------	----------------

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 58 / 59
--	-------------------	----------------

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 59 / 59
--	-------------------	----------------