



REGIONE BASILICATA

Comune di Pomarico (MT)



Progetto integrato agrivoltaico denominato “MASSERIA GLIONNA”:
riattivazione di una azienda zootecnica dismessa e realizzazione di una
centrale fotovoltaica di potenza nominale pari a 19,9980 MW con le
relative opere connesse ed infrastrutture indispensabili



Tavola:
A.5.

Elaborato:
Relazione tecnica impianto fotovoltaico

Scala:

PROPONENTE:

FOTOVOLTAICA SRL



ROMEO GROUP
FOTOVOLTAICA

C.da Sant'Irene, Z.I.
87064 Corigliano-Rossano (CS)

+39 (0983) 565374
+39 (0983) 1980155

www.romeogroup.it
info@romeogroup.it

REVISIONI

REV.	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO
00	23/09/2021	EMISSIONE	Ing. Francesco Giovino	Ing. Francesco Giovino	Ing. Cataldo Rocco Romeo

SPAZIO RISERVATO AGLI ENTI:

PROGETTISTA:

ING. CATALDO ROCCO ROMEO





Indice

Premessa.....	2
A.5.a Descrizione dei diversi elementi progettuali con la relativa illustrazione anche sotto il profilo architettonico	8
A.5.a.1. Rete di distribuzione in alta tensione.....	8
A.5.a.2. Stazione AT/MT 150/30 kV	12
A.5.a.3. Rete di distribuzione a 30 kV.....	22
A.5.a.4. Cabina di impianto e Cabine di campo.....	29
A.5.a.5. Rete di distribuzione in bassa tensione.....	34
A.5.a.6. Inverter.....	39
A.5.a.7. Moduli fotovoltaici.....	41
A.5.b. Dimensionamento dell'impianto	43
➤ <i>Sito di installazione</i>	43
➤ <i>Potenza totale</i>	43
➤ <i>Dati di irraggiamento solare</i>	43
➤ <i>Sistema di orientamento</i>	45
➤ <i>Previsioni di produzione energetica</i>	45
A.5.c. Criteri di scelta delle soluzioni impiantistiche di protezione contro i fulmini, con l'individuazione e la classificazione del volume da proteggere	53

A.5. RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Premessa

La presente relazione tecnica è parte integrante del “Progetto integrato agrivoltaico denominato “MASSERIA GLIONNA”: riattivazione di una azienda zootecnica dismessa e realizzazione di una centrale fotovoltaica di potenza nominale pari a 19,9980 MW con le relative opere connesse ed infrastrutture indispensabili”. Il Progetto è stato redatto per l’ottenimento del Provvedimento Unico in materia ambientale (PUA), ai sensi dell’art. 27 del D.Lgs. 152/2006, e per il rilascio dell’Autorizzazione Unica (AU), ai sensi dell’art. 12 del D.Lgs. 387/2003, relativamente alla costruzione e all’esercizio di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte solare a tecnologia fotovoltaica denominato “Masseria Glionna” che sorgerà nel comune di Pomarico (MT) e precisamente nel sito identificato dalle coordinate geografiche: 40°28'41,54" N; 16°30'58,90" E a ridosso della zona industriale Valbasento del Comune di Ferrandina (MT). Le opere connesse e le infrastrutture indispensabili si estendono tra il Comune di Pomarico (MT) e la zona industriale Valbasento del Comune di Ferrandina (MT).

La disponibilità dell’area interessata dalla realizzazione dell’intero impianto è attestata dai contratti preliminare di compravendita sui terreni oggetto dell’intervento stipulati con il signor Colacicco Giovanni (CLCGNN43A28I330J) e la signora Colacicco Vita Nunzia (CLCVNN51D42I330U) in data 10/11/2020 e registrati presso l’Ufficio Territoriale di Rossano dell’Agenzia delle Entrate – Direzione provinciale di Cosenza in data 26 Gennaio 2021 ai n. 69 e 70 Serie 3 in data 26/01/2021. L’impianto è di tipo ad inseguimento solare monoassiale e sarà collocato a terra. Saranno utilizzati inseguitori di rollio (asse di rotazione disposto nella direzione nord-sud e tilt 0°) su cui saranno installati un totale di n°36.360 moduli fotovoltaici bifacciali di potenza pari a 550 W ciascuno.



L'energia prodotta dai moduli fotovoltaici dell'impianto verrà convertita attraverso n°152 inverter da continua in alternata e trasformata da 400 V a 30 kV attraverso n°8 cabine di campo dislocate nell'impianto. L'energia in uscita dalle singole cabine verrà convogliata ad n°1 cabina di impianto e da qui, attraverso un collegamento di circa 4,4 km di cavo interrato a 30 kV, raggiungerà la stazione AT/MT 150/30 kV posta nei pressi della Cabina Primaria Ferrandina (MT). In fine, l'energia in uscita dalla stazione AT/MT 150/30 kV, con un collegamento di circa 110 metri in cavo interrato a 150 kV, raggiungerà il punto di connessione.

Per quanto concerne la connessione alla rete, il sito dove sorgerà l'impianto fotovoltaico dista in linea d'aria dalla Cabina Primaria Ferrandina (MT) circa 3,5 km.

Ai sensi della Delibera dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas n. 99/08, allegato A – Testo Integrato delle Connessioni Attive e successive modifiche ed integrazioni, comprese quelle introdotte dalla deliberazione n. 328/2012/R/EEL, di seguito denominata “TICA”, e-distribuzione SpA, a seguito della richiesta di connessione da parte della Fotovoltaica srl e della conclusione del successivo coordinamento con Terna SpA ai sensi dell'articolo 34 del TICA del 02/12/2019, ha trasmesso, in data 13/03/2020, il “Preventivo con STMG per la connessione alla rete AT di e-distribuzione per Cessione Totale per l'impianto di produzione da fonte solare per una potenza in immissione richiesta di 20 MW sito a Pomarico (MT)”.

La STMG prevede la connessione con una potenza massima in immissione di 20 MW secondo lo schema di inserimento di cui alla Parte 3 - Regole di connessione alla Rete AT della Norma CEI 0-16, paragrafo 7.1.1.3 denominato “Inserimento in antenna su stallo di Cabina Primaria”.

In dettaglio prevede il collegamento dell'impianto di produzione con uno stallo a 150 kV in antenna dalla Cabina Primaria Ferrandina (MT).

La linea AT in uscita dalla CP Ferrandina , incluso il sostegno porta terminali cavo AT, è impianto di Utenza, mentre l'impianto di rete per la connessione si limita allo stallo AT.

Il punto di connessione è stabilito nella Cabina Primaria Ferrandina e sarà, considerata la tipologia di linea AT di collegamento, sul codolo del terminale cavo AT in Cabina Primaria.

Come espressamente riportato al paragrafo 7.1.1.3 della Norma CEI 0-16, la suddetta linea AT di collegamento sarà protetta dai dispositivi di e-distribuzione SpA in Cabina Primaria; pertanto essa presenterà un'adeguata tenuta al cortocircuito.

L'impianto di rete per la Connessione sarà costituito da:

- Nuovo stallo linea AT 150 kV in aria in CP con arrivo linea in cavo interrato produttore.

Per la connessione dell'impianto di produzione, inoltre, sono necessarie opere sulle infrastrutture di Terna SpA comunicate dalla stessa nell'ambito del coordinamento tra gestori di cui all'art.34 TICA. Il D. Lgs. n. 387/03 stabilisce che, nell'ambito del procedimento unico previsto dall'art. 12, commi dal 3 al 4bis, devono essere autorizzate, oltre che l'impianto di produzione, tutte le opere connesse e le infrastrutture indispensabili. Tra le opere connesse rientrano sia le opere di connessione alla rete di distribuzione che quelle alla rete di trasmissione nazionale (RTN), come stabilito dall'art. 1 octies della L. n.129/2010.

A costruzione avvenuta, le opere di rete per la connessione saranno ricomprese negli impianti del gestore di rete e saranno quindi utilizzate per l'espletamento del servizio pubblico di distribuzione/trasmissione. Conseguentemente il titolare dell'autorizzazione all'esercizio di tali opere non potrà che essere del concessionario del servizio di distribuzione (e-distribuzione SpA) e, limitatamente alle opere RTN, Terna SpA.

Relativamente alle opere di rete per la connessione, nel caso di dismissione dell'impianto di produzione, non è previsto l'obbligo di rimozione delle stesse e di ripristino dei luoghi.

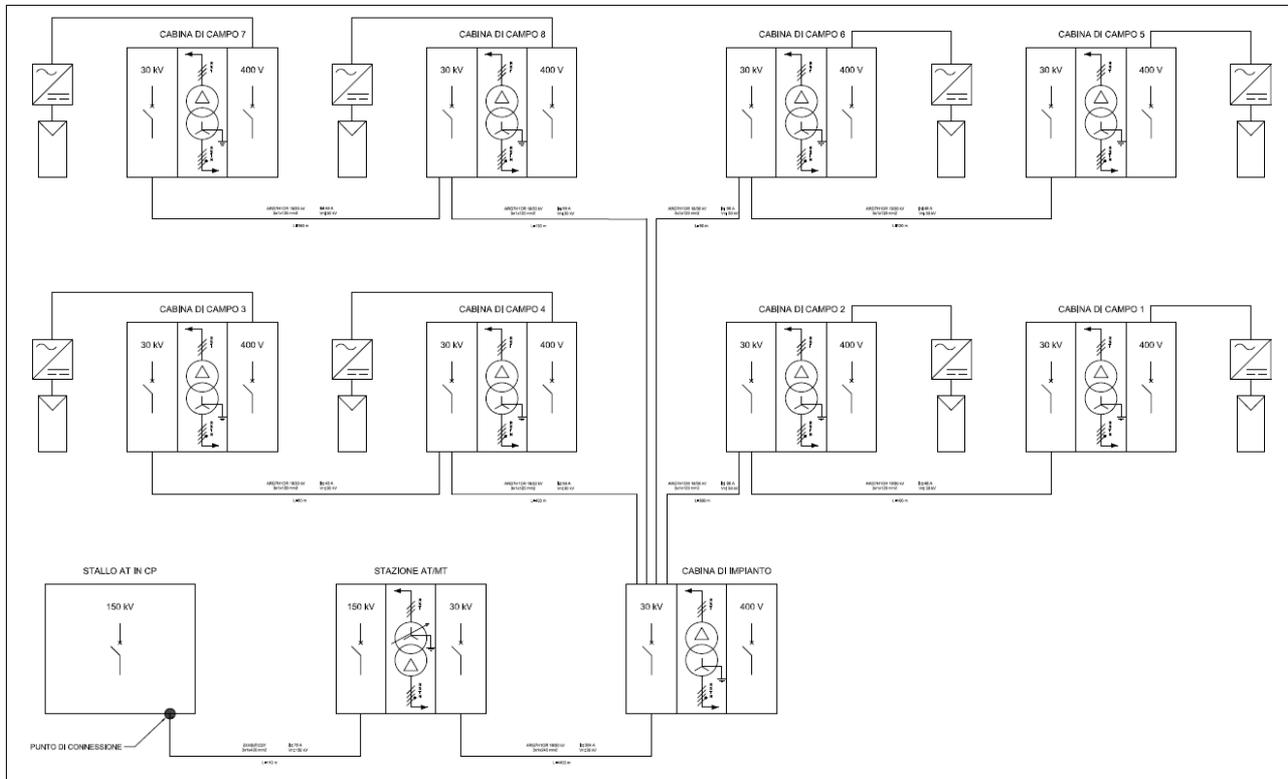


Fotovoltaica srl ha scelto di predisporre in proprio la documentazione progettuale da allegare all'istanza autorizzativa relativa alle opere di rete per la connessione. Tale documentazione è stata sottoposta, secondo le rispettive competenze, ad e-distribuzione SpA e a Terna SpA, per il rilascio del benestare tecnico di cui all'art. 9 del TICA.

Gli elaborati progettuali sono riportati in allegato al presente Progetto definitivo sotto la dicitura "Progetto definitivo impianto di rete per la connessione" e sono parte integrante dello stesso.

Riassumendo, a partire dal punto di connessione alla rete, definito ai sensi dell'art. 1 comma 1.1 punto ee) del TICA, l'impianto sarà costituito dai seguenti componenti:

- rete di distribuzione in alta tensione a 150 kV;
- stazione AT/MT 150/30 kV;
- rete di distribuzione in media tensione a 30 kV interna ed esterna all'area di impianto
- cabina di impianto e cabine di campo e sistemi di protezione in media e bassa tensione;
- rete di distribuzione in bassa tensione in corrente alternata e corrente continua;
- inverter;
- moduli fotovoltaici;
- strutture metalliche portanti e relativi azionamenti elettrici per la movimentazione delle strutture;
- servizi ausiliari di generazione.



Nel seguente paragrafo verranno descritti i diversi componenti sopra menzionati ponendo attenzione ai diversi elementi progettuali illustrandone anche gli aspetti sotto il profilo architettonico.

Nel paragrafo A.5.b. saranno espone le scelte legate al dimensionamento dell'impianto. In fine nell'ultimo paragrafo saranno presentati i criteri di scelta delle soluzioni impiantistiche di protezione contro i fulmini.



Per la realizzazione dell'impianto saranno impiegati esclusivamente componenti realizzati secondo la regola dell'arte (Legge 186/1968). In particolare, come prescritto all'art. 2 della Legge 186/1968 i materiali, le apparecchiature, i macchinari, le installazioni e gli impianti elettrici ed elettronici realizzati secondo le norme del comitato elettrotecnico italiano (CEI) si considerano costruiti a regola d'arte e per tale motivo si farà riferimento a tali norme.

Come richiesto del paragrafo 2.2.3.3. dell'APPENDICE A. del P.I.E.A.R. si prevede per il presente progetto:

- “1. Potenza massima dell'impianto non superiore a 10MW (la potenza massima dell'impianto potrà essere raddoppiata qualora i progetti comprendano interventi a supporto dello sviluppo locale, commisurati all'entità del progetto, ed in grado di concorrere, nel loro complesso, agli obiettivi del PIEAR. La Giunta regionale, al riguardo, provvederà a definire le tipologie, le condizioni, la congruità e le modalità di valutazione e attuazione degli interventi di sviluppo locale;*
- 2. Garanzia almeno ventennale relativa al decadimento prestazionale dei moduli fotovoltaici non superiore al 10%(per cento) nell'arco dei 10 anni e non superiore al 20 %(per cento) nei venti anni di vita;*
- 3. Utilizzo di moduli fotovoltaici costruiti in data non anteriore a 2 anni rispetto alla data di installazione; è consentito il riutilizzo di moduli fotovoltaici provenienti da altri impianti autorizzati e realizzati in Regione, purché soddisfino la condizione di cui al punto 2.*
- 4. Irradiazione giornaliera media annua valutata in KWb/mq*(asterisco)giorno di sole sul piano dei moduli non inferiore a 4.”*

A.5.a. Descrizione dei diversi elementi progettuali con la relativa illustrazione anche sotto il profilo architettonico

A.5.a.1. Rete di distribuzione in alta tensione

➤ *Tracciato*

Per collegare lo stallo a 150 kV dalla Cabina Primaria Ferrandina (MT) alla stazione AT/MT 150/30 kV è stato previsto un collegamento di circa 110 metri in cavo interrato a 150 kV.

Il tracciato del cavo interrato, come evidenziato nell'elaborato grafico "A.12.b.5.b. Schema di collegamento alla rete elettrica di trasmissione - Cavidotto AT a 150 kV" allegato, interessa le particelle 319, 246, 360, 782, 781 e 780 del foglio di mappa 50 del Comune di Ferrandina (MT).

La posa interrata, nonostante i costi nettamente più alti rispetto la posa in aria, consente, sotto il profilo architettonico, di non lasciare evidenza dell'esistenza del cavidotto.

➤ *Aree impegnate*

In merito all'attraversamento di aree da parte degli elettrodotti, si possono individuare, con riferimento al Testo Unico 327/01, le aree impegnate, cioè le aree necessarie per la sicurezza dell'esercizio e manutenzione dell'elettrodotto in cavo che sono di norma pari a 2 metri dall'asse linea per parte per tratti in cavo interrato a 150 kV.

Il vincolo preordinato all'esproprio sarà apposto sulle "aree potenzialmente impegnate" (previste dalla L. 239/04). L'estensione dell'area potenzialmente

impegnata sarà di circa 5 metri dall'asse linea per parte per elettrodotti in cavo interrato a 150 kV.

L'elaborato grafico "A.12.b.5.b. Schema di collegamento alla rete elettrica di trasmissione - Cavidotto AT a 150 kV" riporta l'asse indicativo del tracciato.

I proprietari dei terreni interessati dalle aree potenzialmente impegnate (ed aventi causa delle stesse) e relativi numeri di foglio e particella sono riportati nell'allegato elenco, come desunti dal catasto.

In fase di progetto esecutivo dell'opera si procederà alla delimitazione delle aree potenzialmente impegnate dalla stessa con conseguente riduzioni di porzioni di territorio soggette ad asservimento.

➤ *Composizione dell'elettrodotto in cavo*

L'elettrodotto sarà costituito da tre cavi unipolari a 150 kV costituiti a loro volta da un conduttore in alluminio compatto di sezione indicativa pari a circa 400 mm². Le caratteristiche del cavo sono descritte nella seguente tabella.

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



DATI TECNICI DEL CAVO
Cavo 150 kV sezione 400 mm² in alluminio



CARATTERISTICHE DI COSTRUZIONE

Materiale del conduttore	Alluminio
Isolamento	XLPE (chemical)
Tipo di conduttore	Corda rotonda compatta
Guaina metallica	Alluminio termosaldato

CARATTERISTICHE DIMENSIONALI

Diametro del conduttore	48,9 mm
Sezione	400 mm ²
Diametro esterno nominale.	103,0 mm
Sezione schermo	520 mm ²
Peso approssimativo	9 kg/m

CARATTERISTICHE ELETTRICHE

Max tensione di funzionamento	170kV
Messa a terra degli schermi - posa a trifoglio	assenza di correnti di circolazione
Portata di corrente, cavi interrati a 20°C, posa a trifoglio	830 A
Portata di corrente, cavi interrati a 30°C, posa a trifoglio	715 A
Messa a terra degli schermi - posa in piano	assenza di correnti di circolazione
Portata di corrente, cavi interrati a 20°C, posa in piano	910 A
Portata di corrente, cavi interrati a 30°C, posa in piano	785 A
Massima resistenza el. del cond. a 20°C in c.c.	0,029 Ohm/km
Capacità nominale	0,3 µF / km
Corrente ammissibile di corto circuito	54,8 kA
Tensione operativa	150kV

➤ *Modalità di posa*

I cavi saranno interrati alla profondità di circa 1,70 m, con disposizione delle fasi a trifoglio.

Nello stesso scavo della trincea, a distanza di almeno 0,3 m dai cavi di energia, si prevede la posa di un cavo a fibre ottiche e/o telefoniche per trasmissione dati.

La terna di cavi sarà alloggiata in terreno di riporto, la cui resistività termica, se necessario, verrà corretta con una miscela di sabbia vagliata o con cemento 'mortar'.

La terna di cavi sarà protetta e segnalata superiormente da una rete in PVC e da un nastro segnaletico, ed ove necessario anche da una lastra di protezione in cemento armato dello spessore di 6 cm. La restante parte della trincea verrà ulteriormente riempita con materiale di risulta e di riporto. Altre soluzioni particolari, quali l'alloggiamento dei cavi in cunicoli prefabbricati o gettati in opera od in tubazioni di PVC della serie pesante o di ferro, potranno essere adottate per attraversamenti specifici.

➤ *Giunti e buche giunti*

In considerazione della breve lunghezza dei cavi non sono previsti giunti e buche giunti.

➤ *Sistema di telecomunicazioni*

Per la trasmissione dati per il sistema di protezione, comando e controllo dell'impianto, sarà realizzato un sistema di telecomunicazioni tra la Cabina Primaria Ferrandina (MT) e la stazione AT/MT 150/30 kV costituito da un cavo con 48 fibre ottiche.

➤ *Campi elettrici e magnetici*

Si rimanda alla consultazione dell'elaborato "A.8. Relazione tecnica specialistica sull'impatto elettromagnetico".

➤ *Fasce di rispetto*

Le "fasce di rispetto" si intendono quelle definite dalla Legge 22 febbraio 2001 n° 36, all'interno delle quali non è consentita alcuna destinazione di edifici ad uso residenziale, scolastico, sanitario, ovvero un uso che comporti una permanenza superiore a 4 ore, da determinare in conformità alla metodologia di cui al D.P.C.M. 08/07/2003.

Le fasce di rispetto indicate sono state definite in conformità alla metodologia di calcolo emanata dall'APAT, in applicazione del D.P.C.M. 08/07/2003, con pubblicazione sul supplemento ordinario della G.U. n° 160 del 05.07.2008

Per il calcolo delle fasce di rispetto si rimanda alla consultazione "A.8. Relazione tecnica specialistica sull'impatto elettromagnetico".della relazione di impatto elettromagnetico allegata PFBAR20-R-02 "Relazione campi elettromagnetici".

➤ *Rumore*

Le linee in cavo interrato non costituiscono sorgente di rumore.

A.5.a.2. Stazione AT/MT 150/30 kV

➤ *Ubicazione e accessi*

La Stazione AT/MT 150/30 kV verrà realizzata nel Comune di Ferrandina (MT), foglio di mappa 50, particella 780 come evidenziato nell'elaborato grafico "A.12.b.5.b. Schema di collegamento alla rete elettrica di trasmissione - Stazione AT/MT 150/30 kV" e interesserà una superficie paria a 70x40 m² (2.800 m²).

L'area occupata dalla stazione ricade nell' "Agglomerato industriale della Valle Basento – Comparto C (Ferrandina)" classificata come Zona Industriale esistente.

Per accedere alla Stazione AT/MT 150/30 kV bisogna percorrendo la strada statale 407 Basentana (SS 407) in direzione nord e uscire in direzione della Zona Industriale di Ferrandina. L'accesso è garantito dalle strade interne alla Zona industriale di Ferrandina nella disponibilità del Consorzio per lo sviluppo industriale della provincia di Matera. Inoltre bisogna percorrere circa 170 metri di strada non asfaltata compresa tra le particelle 431, 327, 248, 247, 320, 40 e 246 del foglio di mappa 50 del Comune di Ferrandina (MT). La suddetta strada non asfaltata, attualmente è larga circa 3 metri, dovrà essere allargata a 5 metri e sistemata opportunamente per consentire il passaggio con mezzi pesanti per l'accesso alla stazione 30/150 kV. Infine, è necessario attraversare le particelle 246, 360, 782, 781 e 780 del foglio di mappa 50 del Comune di Ferrandina (MT) su cui si apporrà una servitù di passaggio per una fascia di circa 5 metri e una lunghezza totale di circa 180 metri.

La posizione della stazione è stata scelta al fine di non rispettare le fasce di rispetto dagli elettrodotti esistenti.

➤ *Sezione a 150 kV*

Il sistema sarà costituito da n°1 stallo trasformatore composto dei seguenti apparati:

- n°1 trasformatore 30/150 kV di potenza 20 MVA (ONAN) con variatore di rapporto sotto carico e predisposizione per la messa a terra del centro stella;
- n°3 scaricatori di sovratensione;
- n°3 trasformatori di corrente (protezione/misura/fatturazione);
- n°3 trasformatori di tensione induttivi (fatturazione);
- n°1 interruttore automatico, isolato in SF6 con comando unipolare;

- n°3 trasformatori di tensione capacitivi/induttivi (protezione/misura);
- n°1 sezionatore di isolamento sbarre (tripolare);
- n°3 colonnine AT.

➤ *Sezione a 30 kV*

Il sistema sarà costituito da elementi necessari a connettere la rete di media tensione dell'impianto fotovoltaico al secondario del trasformatore di potenza e ad alimentare i Servizi Ausiliari (ss.aa).

Esterno Edificio tecnico:

- n°3 scaricatori di sovratensione in MT;
- n°3 cavi MT tra il TR AT/MT ed il quadro di MT a 30kV.

Interno Edificio tecnico:

- n°2 celle con interruttore automatico e sezionatore a protezione del trasformatore di AT lato MT;
- n°2 celle con interruttore automatico e sezionatore a protezione della rete a 30 kV dell'impianto fotovoltaico;
- n°1 cella con interruttore automatico e sezionatore a protezione del Trasformatore dei servizi ausiliari;
- n°3 cella con interruttore automatico e sezionatore a protezione degli eventuali banchi di rifasamento;
- n°2 celle misura di tensione con i TV con protezione a fusibile.

All'interno dell'edificio tecnico saranno installati inoltre gli apparati di misura, comando, controllo e protezione necessari per la corretta funzionalità dell'impianto.

➤ *Caratteristiche apparati*

Come dati di progetto per la sezione a 150 kV si adottano i seguenti valori:

- Tensione nominale:..... 150 kV
- Tensione massima:..... 170 kV

Livello di isolamento:

- Tensione a frequenza industriale (1 minuto 50 Hz) (valore efficace):.. 315 kV
- Tensione a impulso atmosferico (onda 1,2 / 50 μ s) (cresta)1:..... 750 kV
- Corrente nominale montante di linea:..... 1250 A
- Corrente nominale montante trasformatore AT:..... 180 A
- Massima corrente di cortocircuito:..... 31,5 kA
- Tempo di estinzione dei guasti: 0,5 s
- Altezza dell'installazione:..... <1000 m

La norma CEI 99-2 definisce le distanze minime che bisogna rispettare dai punti in tensione. Si adotteranno distanze sempre superiori a quelle specificate nella suddetta norma, in particolare:

- Distanza fase-terra: 3,3 m
- Distanza fase-fase: 2,2 m
- Distanza fase-suolo: 4,5 m

La corrente massima di esercizio sarà di 80 A, corrispondente al regime di piena potenza dell'impianto fotovoltaico, inferiore alle correnti nominali degli apparati e dei conduttori utilizzati.

La corrente di cortocircuito che l'impianto (apparati e cavi) può sopportare per 0,5 s sarà di 31,5 kA. Tale valore di corrente sarà notevolmente superiore alla reale corrente di cortocircuito al punto di connessione dell'impianto sulla linea a 150 kV.

Come dati di progetto per la sezione a 30 kV si adottano i seguenti valori:

- Tensione nominale:..... 30 kV
- Tensione massima:..... 36 kV

Livello di isolamento:

- Tensione a impulso atmosferico:..... 170 kV
- Tensione a frequenza industriale:..... 70 kV
- Corrente nominale del trasformatore:..... 400 A
- Corrente nominale di cortocircuito:..... 40 kA
- Tempo di estinzione del guasto:..... 0,5 s

➤ *Servizi ausiliari*

I servizi ausiliari (ss.aa.) della stazione AT/MT 150/30 kV saranno costituiti da due sistemi di tensione (c.a. e c.c.) necessari per il funzionamento della sottostazione. Saranno installati sistemi di alimentazione in corrente alternata e in corrente continua per alimentare i distinti componenti di controllo, protezione e misura.

I servizi di corrente alternata e continua saranno alloggiati in diversi armadi destinati a realizzare le rispettive distribuzioni.

Servizi ausiliari (SA) in c.a.

Per disporre di questi servizi sarà prevista l'installazione di un trasformatore da 100 kVA, che opera come trasformatore dei SA.

Le caratteristiche saranno le seguenti:

- Trifase isolato in resina

- Potenza nominale100 kVA
- Tensioni primaria..... 30±2x2,5% kV
- Tensione secondaria (trifase) 0,4 kV
- Gruppo di connessione Dyn11

La sottostazione sarà dotata di un gruppo elettrogeno fisso che sarà disponibile come riserva in caso di guasto del trasformatore di servizi ausiliari o fuori servizio del trasformatore 30/150 kV per manutenzione o guasto.

Servizi ausiliari in c.c.

L'alimentazione dei servizi in corrente continua sarà assicurata da un idoneo sistema raddrizzatore/batterie a 125 Vcc. Le caratteristiche di raddrizzatore e batterie saranno:

Raddrizzatore :

Ingresso (c.a.): 3 x 400 / 230 Vca

Uscita (c.c.): 125 Vcc +10%, -15%

Corrente nominale : 40 A

Batteria:

Capacità: 120 Ah

Autonomia minima (guasto c.a.): 8 h

Le apparecchiature alimentate alla tensione di 125 Vcc funzionano ininterrottamente. Il processo di carica delle batterie sarà gestito automaticamente, senza la necessità di alcun tipo di vigilanza o controllo, quindi più sicuro per il mantenimento di un servizio permanente. Le apparecchiature saranno idonee a funzionare con temperature interne all'edificio comprese tra 10°C e 40°C.

In condizioni di normale funzionamento (corrente alternata presente), il raddrizzatore fornisce sia la corrente di funzionamento degli ausiliari in corrente continua, sia la corrente di mantenimento o di carica necessaria per la batteria.

In assenza di corrente alternata di alimentazione, la batteria deve essere in grado di alimentare i circuiti ausiliari in corrente continua per il tempo prefissato.

➤ *Misura energia*

L'energia esportata ed importata dell'impianto verrà misurata nel punto di consegna dove verrà installato il punto di misura complessivo. La misura sarà effettuata tramite i tre trasformatori di tensione induttivi dedicati e i tre trasformatori di corrente (dai secondari di classe di precisione 0,2).

Saranno inserite inoltre delle misure di energia (fatturazione) anche sulla media tensione ed eventualmente sulla bassa tensione.

Caratteristiche degli apparati di misura AT:

- Trasformatori di tensione : 150: $\sqrt{3}$ /0,100: $\sqrt{3}$ 10 VA cl 0,2

- Trasformatori di corrente : 400-200/5-5-5-5 A 10VA cl 0,2s (sul secondario di fatturazione)

- Contatore-registratore elettronico: contatore bidirezionale, precisione di misura : Energia attiva (classe 0.2) / Energia reattiva (classe 0.5) Entrate : 3 x 100: $\sqrt{3}$ V e 3 x 5 A. n° Registri: 6 (Attiva +, Attiva -, Reattiva Induttiva +, Reattiva Induttiva -, Reattiva Capacitiva +, Reattiva Capacitiva -). Comunicazioni: via modem GSM, incorporato nel contatore-registratore.

Si disporrà delle seguenti misure raccolte attraverso l'RTU di stazione e poi inviate allo SCADA.

- Montanti 150 kV: Tensione (V), Corrente (A), Potenza attiva (W), Potenza reattiva (VAr), Frequenza (Hz), Fattore di potenza ($\cos \phi$).

- Celle 30 kV: Tensione (V), Corrente (A), Potenza attiva (W), Potenza reattiva (VAr), Frequenza (Hz), Fattore di potenza ($\cos \phi$).

➤ *Telecontrollo e telecomunicazioni*

L'RTU sarà connessa via porta di comunicazione RS232 con lo SCADA situato nella sala di controllo. Le informazioni della RTU, unitamente a quelle provenienti dall'impianto fotovoltaico e dalle tori meteorologiche, saranno elaborate con un programma informatico al fine di permettere il controllo in remoto dell'impianto e della sottostazione.

➤ *Opere civili*

Le opere civili per la costruzione della ST saranno di seguito descritte.

Piattaforma

I lavori riguarderanno l'intera area della sottostazione con l'eliminazione del mantello vegetale, scavo, riempimento e compattamento fino ad arrivare alla quota di appianamento prevista.

Fondazioni

Saranno realizzate le fondazioni necessarie alla stabilità delle apparecchiature esterne a 150 kV e 30 kV.

Basamento e deposito di olio del trasformatore

Per l'installazione del trasformatore di potenza sarà realizzato un idoneo basamento, formato da una fondazione di appoggio avente la funzione anche di vasca per la raccolta dell'olio in caso di fuoriuscita di quest'ultimo.

Drenaggio di acqua pluviale

Il drenaggio di acqua pluviale sarà realizzato tramite una rete di raccolta formata da tubature drenanti che canalizzeranno l'acqua attraverso un collettore verso l'esterno, orientandosi verso un'opportuna rete di allontanamento delle acque meteoriche.

Canalizzazioni elettriche

Saranno costruite le canalizzazioni elettriche necessarie alla posa dei cavi di potenza e controllo. Queste canalizzazioni saranno formate da tubi interrati entro i quali saranno installati i cavi di controllo necessari al corretto controllo e funzionamento dei distinti elementi dell'impianto.

Accesso e viali interni

E' stato progettato e sarà realizzato l'accesso alla stazione da una strada che passa vicino alla stessa, realizzando i viali interni necessari a permettere l'accesso dei mezzi di trasporto e manutenzione richiesti per il montaggio e la manutenzione degli apparati della sottostazione.

Recinzione

La recinzione dell'area della stazione sarà costituita da una serie di pannelli prefabbricati installati tra i relativi supporti, i quali saranno stati precedentemente annegati nel cordolo di fondazione della stessa. L'accesso alla stazione sarà costituito da un cancello metallico scorrevole della larghezza minima di 6 metri.

➤ *Edificio tecnico*

L'edificio tecnico sarà composto da una serie di vani:

- Locale celle MT e Trasformatore dei servizi ausiliari,
- Locale BT e batterie (di tipo ermetico),
- Locale gruppo elettrogeno,

- Sala comando e controllo,
- Magazzino e servizi
- Locale contatori.

➤ *Messa a terra*

La sottostazione sarà dotata di una rete di dispersione interrata ad almeno 0,7 m di profondità per mezzo di una corda di rame di diametro 70 mm².

Saranno connessi direttamente a terra, con corda di rame da 120 mm², i seguenti elementi, che si considerano messa a terra di servizio:

- I neutri dei trasformatori di potenza e misura
- Le prese di terra dei sezionatori di messa a terra
- Le prese di terra degli scaricatori di sovratensione

Tutti gli elementi metallici dell'impianto saranno connessi alla rete di terra, rispettando le prescrizioni nella CEI 99-3. Saranno connesse a terra (protezione delle persone contro contatto diretto) tutte le parti metalliche normalmente non sottoposte a tensione, ma che possano esserlo in conseguenza di avaria, incidenti, sovratensione o tensione indotta. Per questo motivo saranno connessi alla rete di terra:

- le carcasse di trasformatori, motori e altre macchine,
- le carpenterie degli armadi metallici (controllo e celle MT e BT),
- gli schermi metallici dei cavi MT ed AT,
- le tubature ed i conduttori metallici.

I cavi di messa a terra saranno fissati alla struttura e carcasse delle attrezzature con viti e graffe speciali di lega di rame.

La rete sarà quindi formata da una maglia di circa 5 m x 5 m e sarà realizzata con un conduttore a corda di rame nuda di sezione 70 mm². Per il collegamento degli apparati alla rete di terra sarà stata utilizzata corda di rame nuda di sezione 125 mm². La rete di terra della stazione sarà connessa alla rete di terra del impianto fotovoltaico, in modo da ridurre il valore totale della resistenza di terra e agevolare il drenaggio della corrente di guasto.

In conformità alla CEI 99-3, la terra della stazione sarà a sua volta collegata alla rete di terra della cabina di consegna.

➤ *Rumore*

Il rumore generato dai trasformatori 30/150 kV è dovuto alla vibrazione dei lamierini magnetici costituenti il nucleo dei trasformatori ed alle ventole dell'impianto di raffreddamento in funzionamento ONAF. Comunque è contenuto, sulla recinzione della stazione stessa, entro i limiti di legge previsti dal DPCM 1.3.91. e DPCM 14.11.97.

A.5.a.3. Rete di distribuzione a 30 kV

➤ *Tracciato*

Per collegare la stazione AT/MT 150/30 kV all'impianto fotovoltaico è stato previsto un collegamento di circa 4,4 chilometri in cavo interrato a 30 kV.

Il tracciato del cavo interrato, come evidenziato negli elaborati grafici "A.12.a.20 Planimetria del tracciato dell'elettrodotta" e "A.12.a.21. Planimetria con individuazione delle interferenze" allegati, interessa i Comuni di Ferrandina (MT) e Pomarico (MT).

La connessione della cabina di impianto con le varie sottocabine avverrà tramite cavo interrato a 30 kV.

Il tracciato del cavo interrato, come evidenziato negli elaborati grafici “A.12.a.20 Planimetria del tracciato dell'elettrodotto” e “A.12.a.21. Planimetria con individuazione delle interferenze” allegati, interessa i Comuni di Ferrandina (MT) e Pomarico (MT).

La posa interrata, nonostante i costi nettamente più alti rispetto la posa in aria, consente, sotto il profilo architettonico, di non lasciare evidenza dell'esistenza del cavo.

➤ *Composizione dell'elettrodotto in cavo*

L'elettrodotto sarà costituito da tre cavi unipolari a 30 kV costituiti a loro volta da un conduttore in alluminio compatto di sezione indicativa pari a circa 400 mm². Le caratteristiche del cavo sono descritte nei seguenti paragrafi.

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

➤ *Dati nominali di impianto*

Tensione nominale: 30 kV □5%

Frequenza nominale: 50 Hz □2%

Sistema di collegamento del neutro: isolato.

➤ *Caratteristiche del cavo di media tensione*

Cavo armato per posa direttamente interrata: ARG7H1E(X) 18/30(36)kV

Materiale del conduttore: Alluminio

Temperatura massima: 105°C in condizioni di esercizio normali

300°C in condizioni di corto circuito

Tensioni di riferimento 18/30 kV

Tensione nominale 30 kV

Tensione nominale massima di impiego 36 kV

➤ *Dimensionamento dei cavi di media tensione*

Il dimensionamento dei cavi a 30 kV è eseguito assumendo i seguenti dati di progetto:

- modalità di installazione secondo le Norme IEC e CEI-UNEL
- temperatura di riferimento dell'aria 40°C
- temperatura di riferimento del terreno 20°C a 1 m di profondità
- resistività termica massima del terreno 1°K m/W

I suddetti dati sono in accordo a quanto indicato nell'appendice A della Norma CEI 20-21.

Inoltre, per il dimensionamento dei cavi è utilizzata la loro corrente di impiego.

Pertanto, il dimensionamento dei cavi è realizzato considerando il seguente schema operativo:

- dimensionamento termico in riferimento alla massima temperatura sopportabile dall'isolamento dei cavi, nelle normali condizioni di esercizio e di corto circuito, definendo la corrente di impiego (I_b), la portata e considerando le reali condizioni di posa rispetto alle condizioni ideali di riferimento;
- verifica della caduta di tensione ammissibile;
- verifica della massima corrente di corto circuito sopportabile dal cavo.

➤ *Valori massimi ammissibili della caduta di tensione*

La massima caduta di tensione ammissibile riferita, alla tensione nominale di funzionamento dell'impianto per ogni tipo di alimentazione è il 2%.

➤ *Tipi di installazione*

In accordo alle modalità di installazione espresse dalla Norma CEI 11-17 i tipi di installazione previsti e adottati per l'impianto in esame sono:

Cavi unipolari e multipolari interrati direttamente nel terreno: tipo di installazione "L-M1-M2" per la Norma CEI 11-17.

➤ *Calcolo della portata effettiva*

La portata di un cavo (I_z) è determinata in base ai seguenti fattori:

- temperatura dell'ambiente circostante,
- presenza o meno di conduttori attivi adiacenti,
- reale tipo di installazione.

Normalmente le portate non corrette dei cavi sono riferite dalle Norme alla sotto indicata condizione di installazione di riferimento:

- 30°C come temperatura ambiente di riferimento per i cavi posati in aria,
- 20°C come temperatura ambiente di riferimento per i cavi interrati,
- assenza di conduttori attivi adiacenti a quello in esame.

Pertanto, verranno impiegati opportuni coefficienti di correzione per determinare l'effettivo valore della portata di un cavo ($I'z$) riferita alle reali condizioni di posa.

Questi coefficienti saranno:

K1 coefficiente di correzione della temperatura ambiente (la temperatura ambiente è da intendersi

come la temperatura riferita all' ambiente di posa)

K2 coefficiente di correzione per profondità di posa

K3 coefficiente di correzione per resistività del terreno diversa da 1 m °K/W.

K4 coefficiente di correzione per presenza di conduttori adiacenti

L'effettiva portata di un cavo sarà:

$$I'z = Iz * K1 * K2 * K3 * K4$$

➤ *Dimensionamento termico*

I calcoli di dimensionamento termico dei cavi sono eseguiti per assicurare che la temperatura finale del cavo non superi la temperatura massima ammissibile per i componenti al fine di evitare un loro rapido deterioramento.

Il dimensionamento termico considera i seguenti fattori:

- temperatura di riferimento dell'aria ambiente 30°C
- temperatura di riferimento del suolo 20°C
- resistività termica del terreno 1°C m/W
- temperatura massima in condizioni di esercizio normali 105°C
- temperatura massima in condizioni di corto circuito 300°C
- tipo di conduttore alluminio
- tipo di isolamento HEPR
- tensione di riferimento 18/30 kV
- portata teorica dei cavi
- coefficienti di declassamento della portata in funzione delle condizioni di posa.

➤ *Verifica della massima corrente di corto circuito sopportabile*

La corrente ammissibile durante il corto circuito di un cavo è limitata dalla massima temperatura ammissibile per il conduttore e dalla durata del corto circuito.

Per i cavi isolati in mescola elastomerica reticolata di qualità HEPR la massima temperatura ammessa al termine del corto circuito è di 300°C.

La durata del corto circuito è in funzione del tempo di intervento delle protezioni che può essere stabilito in 500 ms.

Il valore di corrente di corto circuito impiegato nei calcoli di verifica è assunto pari alla corrente di corto circuito ammissibile per il sistema di media tensione a 30 kV (16 kA). Viene trascurato il contributo dei motori asincroni di media e bassa tensione, in quanto essendo un fenomeno transitorio che si esaurisce in pochi periodi successivi all'insorgere del guasto, non ha influenza sul comportamento termico del cavo.

La corrente può essere determinata con la seguente formula:

$$I_{cc} = K \cdot S / t^{1/2}$$

dove:

I_{cc} corrente di corto circuito (A)

S sezione del conduttore di rame (mm²)

t durata del corto circuito (tempo di intervento delle protezioni)

K coefficiente che dipende dalle caratteristiche del materiale conduttore e dalla differenza di temperatura all'inizio e alla fine del corto circuito.

Con temperatura del conduttore all'inizio di 105°C e alla fine del corto circuito di 3000°C per conduttore di rame K=143, per conduttore di alluminio K=87.

La suddetta formula consente di verificare che la sezione scelta è in grado di sopportare la massima corrente di guasto prevista per il sistema di media tensione in esame in funzione del tempo di intervento delle protezioni rispettando i limiti ammissibili di temperatura.

➤ *Verifica della massima caduta di tensione*

Il dimensionamento delle condutture elettriche deve essere tale da mantenere, in condizioni normali di esercizio, la caduta di tensione tra l'origine dell'impianto utilizzatore e qualunque apparecchio utilizzatore entro i limiti ammessi e definiti.

La caduta di tensione in linea è calcolata con la seguente formula:

$$\Delta V = K \cdot L \cdot I \cdot (R \cdot \cos\varphi + X \cdot \sin\varphi)$$

nella quale:

L = lunghezza della linea espressa in km

I = corrente di impiego o corrente di taratura espressa in A

R = resistenza (a 80°) della linea in Ω

X = reattanza della linea in Ω

$\cos\varphi$ = fattore di potenza

k = 1,73 per linee trifasi.

➤ *Risultati dimensionamento*

TRATTA	CORRENTE (A)	LUNGHEZZA (m)	SEZIONE (mm ²)	TENSIONE (kV)
da stazione AT/MT a CI	384	4400	1x3x240	30
da CI a CC2	96	600	1x3x120	30
da CC2 a CC1	48	100	1x3x120	30
da CI a CC4	96	400	1x3x120	30
da CC4 a CC3	48	80	1x3x120	30
da CI a CC6	96	60	1x3x120	30
da CC6 a CC5	48	120	1x3x120	30
da CI a CC7	96	130	1x3x120	30
da CC7 a CC8	48	160	1x3x120	30

CI=Cabina di impianto

CC=Cabina di campo

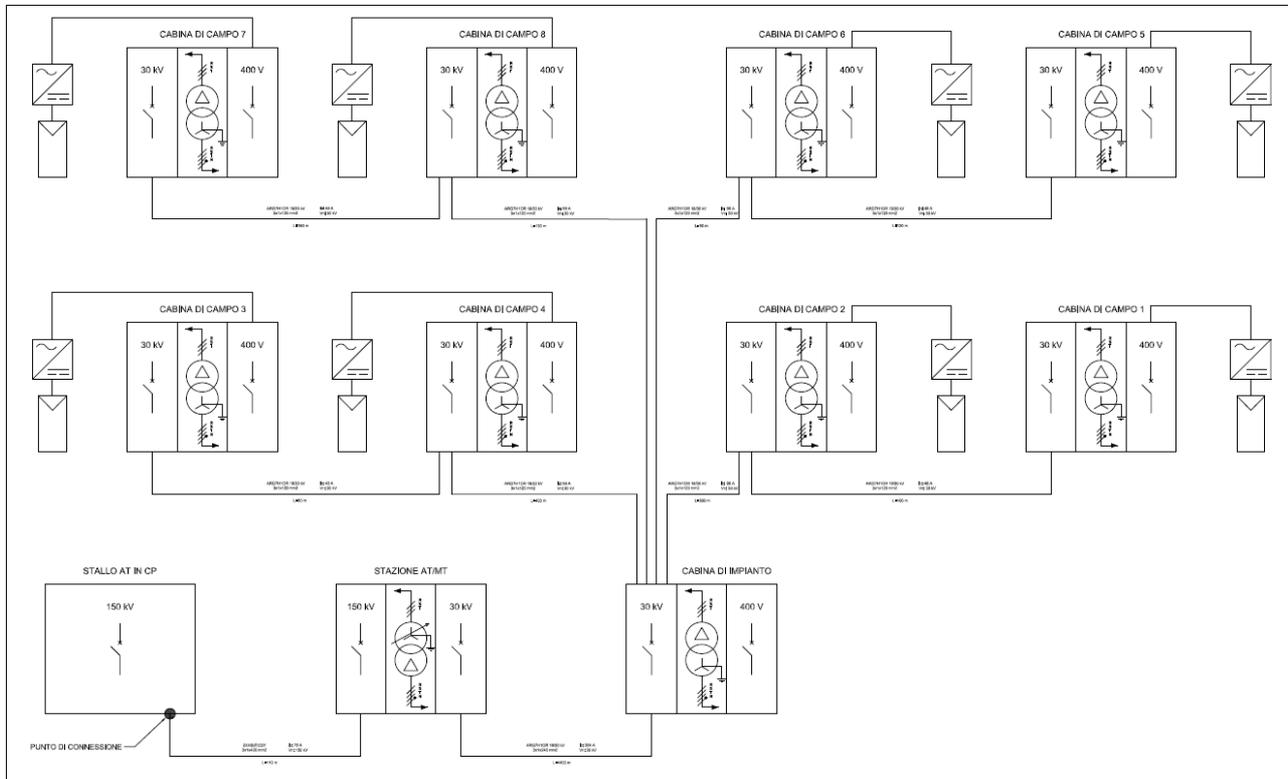
A.5.a.4. Cabina di impianto e Cabine di campo

➤ *Ubicazione e accessi*

Le cabine di campo sono dislocate all'interno dell'impianto fotovoltaico e hanno la funzione di raccogliere l'energia proveniente dagli inverter in bassa tensione (400V) e trasformarla a 30 kV.

L'energia proveniente dai vari campi viene raccolta dalla cabina di campo e inviata alla stazione AT/MT. Inoltre nella cabina di impianto vi è il trasformatore MT/BT destinato ai servizi ausiliari di impianto.

L'accesso alle cabine è garantito dagli stessi accessi a servizio dell'impianto essendo le cabine collocate nello stesso perimetro dell'impianto.



➤ *Cabina di impianto*

A livello di impianto è stata prevista una distribuzione radiale a 30 kV su 4 montanti con entra-esce.

All'interno della cabina è installato un Quadro MT ed un Quadro BT per la gestione dei servizi ausiliari.

Quadro MT

- n° 1 Scomparto M.T. prefabbricato con arrivo linea dal basso completo di sezionatori tripolari da 630 A - 36 kV 16 kA motorizzato, interruttore automatico e segnalatore presenza tensione.

- n° 1 Scomparto MT prefabbricato per collegamento risalita sbarre destra/sinistra 630 A - 36 kV 16 kA.
- n° 4 Scomparti M.T. prefabbricati per il collegamento dei montanti delle cabine di campo completi di sezionatori tripolari da 400 A - 36 kV 16 kA motorizzato, interruttore automatico e segnalatore presenza tensione.
- eventuale n° 1 Scomparti M.T. prefabbricato per contenimento TV per misure.
- n° 1 Scomparti B.T. prefabbricato dedicato ai servizi ausiliari

Il Quadro MT è in lamiera zincata ed elettrozincata/verniciata con grado di protezione IP2XC, composto da unità modulari e compatte ad isolamento in aria, equipaggiate con apparecchiature di interruzione e sezionamento isolate in SF6.

Caratteristiche tecniche:

- Tensione di isolamento 36 kV;
- Tenuta al corto circuito: 16 kA per 1 sec;
- Corrente nominale 630 A.

Trasformatore Servizi Ausiliari MT/BT

E' previsto un trasformatore MT/BT, commutatore di tensione a 4 posizioni, dispositivi di protezione (termometro a due contatti e centralina di temperatura collegata con le termosonde inserite nei rispettivi avvolgimenti) ed isolatori a spina.

Caratteristiche tecniche:

- potenza nominale: 400 kVA;
- tensione primaria: $30 \pm 2 \times 2.5\%$ kV;
- tensione secondaria: 400 V

- gruppo vettoriale: Dyn11;
- tensione di corto circuito: 4%;
- accessori di montaggio.

Quadro Servizi Ausiliari in bassa tensione

Per la protezione dei circuiti ausiliari è presente un Quadro Servizi Ausiliari. Il QSA è costituito da un quadro elettrico in corrente alternata in BT, preposto ad alimentare i servizi ausiliari dell'impianto.

Il Quadro di parallelo in corrente alternata in bassa tensione (tipo Power Center) è realizzato in carpenteria metallica da pavimento dotato di un sistema di pannelli frontali forati e fissati mediante viti, adatti a fornire un fronte quadro funzionale per ogni tipo di apparecchio. In esecuzione, esso ha le seguenti caratteristiche elettriche principali:

Armadio componibile a pavimento in lamiera di acciaio verniciata completo di struttura in metallo, pannelli laterali, pannelli frontali, piastre di fondo, anelli di sollevamento, porta con vetro trasparente, serratura di chiusura, sistema sbarre da 160A, barratura di terra, canalette ed accessori di montaggio. Dimensioni indicative (LxPxH) 1000x600x2250mm - IP30/IP20 interno. Corrente di c.to-c.to = 10 kA 1 sec.

Quadri Misure Fiscali

I QMF e QMG sono costituiti da contatori bidirezionali di energia attiva/reattiva, comprensivi di dispositivo per la trasmissione remota dei dati acquisiti.

➤ *Cabine di campo*

Quadro MT

A monte di ciascun trasformatore sono previsti:

- n° 1 Scomparto M.T. prefabbricati per il collegamento del trasformatore montanti delle cabine di campo completi di sezionatori tripolari da 400 A - 36 kV 16 kA motorizzato, interruttore automatico e segnalatore presenza tensione.
- n°1 o 2 Scomparti M.T. prefabbricati per la gestione dell'entra-esce completi di sezionatori tripolari da 400 A - 36 kV 16 kA motorizzato, interruttore automatico e segnalatore presenza tensione.

Il Quadro MT sarà composto in lamiera zincata ed elettrozincata/verniciata con grado di protezione IP2XC, con unità modulari e compatte ad isolamento in aria, equipaggiate con apparecchiature di interruzione e sezionamento isolate in SF6 o a vuoto.

Caratteristiche tecniche:

- Tensione di isolamento 36 kV;
- Tenuta al c.to c.to: 16 kA per 1 sec;
- Corrente nominale 400 A.

Trasformatore MT/BT

La trasformazione MT/BT avviene attraverso dei trasformatori, in resina, della potenza di 2500 kVA in apposito scomparto. Le caratteristiche costruttive del trasformatore sono le seguenti.

Potenza nominale trasformatore: 2500 kVA

Livelli di tensione BT/MT: 0,4 kV / 30 kV

Tipo di collegamento: Dyn11

Sistema raffreddamento: AN

Ingombro (LxPxH): 2,36x1,195x2,65 m

Quadro MT

Nello scomparto BT sarà presente il quadro di connessione negli inverter. Inoltre saranno presenti quadri e apparecchiature destinate a servizi ausiliari del campo.

A.5.a.5. Rete di distribuzione in bassa tensione

➤ *Dati nominali di impianto*

Tensione nominale lato c.c.: 542 V

Sistema di collegamento dei poli lato c.a.: isolati

Tensione nominale lato c.a.: 400 V

Frequenza nominale lato c.a.: 50 Hz

Sistema di collegamento del neutro lato c.a.: TNS

➤ *Caratteristiche del cavo di bassa tensione*

Per i collegamenti in corrente continua:

Cavo per posa in aria o in tubo: FG21M21

Tensione massima: 1800 V cc - 1200 V ca

Temperatura massima: 90°C in condizioni di esercizio normali

250°C in condizioni di corto circuito

Cavo per posa in aria o in tubo: FG7OR 0,6/1 kV

Tensione massima: 1800 V cc - 1200 V ca

Temperatura massima: 90°C in condizioni di esercizio normali

250°C in condizioni di corto circuito

➤ *Variazione della tensione con la temperatura per la sezione c.c.*

Occorre verificare che in corrispondenza dei valori minimi di temperatura esterna e dei valori massimi di temperatura raggiungibili dai moduli fotovoltaici risultino essere verificate tutte le seguenti disuguaglianze:

$$V_{\max \min} > V_{\text{invMPPTmin}}$$

$$V_{\max \max} < V_{\text{inv MPPT max}}$$

$$V_{\text{oc max}} < V_{\text{inv max}}$$

dove:

V_{\max} = Tensione alla massima potenza, delle stringhe fotovoltaiche

$V_{\text{inv MPPT min}}$ = Tensione minima per la ricerca del punto di massima potenza, da parte dell'inverter

$V_{\text{inv MPPTmax}}$ = Tensione massima per la ricerca del punto di massima potenza, da parte dell'inverter

V_{oc} = Tensione di circuito aperto, delle stringhe fotovoltaiche

$V_{\text{inv max}}$ = Tensione massima in c.c. ammissibile ai morsetti dell'inverter

➤ *Portata dei cavi in regime permanente*

La corrente massima (portata) ammissibile, per periodi prolungati, di qualsiasi conduttore è calcolata in modo tale che la massima temperatura di funzionamento non superi il valore appropriato, per ciascun tipo di isolante, indicato nella Tab. 52D della Norma CEI 64-8.

Le portate dei cavi in regime permanente relative alle condutture da installare sono verificate secondo le tabelle CEI-UNEL 35024, applicando ai valori individuati dei coefficienti di riduzione che dipendono dalle specifiche condizioni di posa e dalla

temperatura ambiente. Nei casi di cavi con diverse modalità di posa è effettuata la verifica per la condizione di posa più gravosa.

Le sezioni dei cavi sono verificate anche dal punto di vista della caduta di tensione alla corrente di normale utilizzo, secondo quanto riportato nelle Norme CEI 64-8. Le verifiche in oggetto sono effettuate mediante l'uso delle tabelle CEI-UNEL 35023.

La verifica per sovraccarico è stata eseguita utilizzando la relazione:

$$IB < IN < IZ \text{ e } If < 1,45 IZ$$

dove:

IB = Corrente d'impiego del cavo

IN = Portata del cavo in aria a 30°C, relativa al metodo d'installazione previsto nelle Tabelle I o II della Norma CEI-UNEL 35025

IZ = Portata del cavo nella condizione d'installazione specificata (tipo di posa e temperatura ambiente)

If = Corrente che assicura l' effettivo funzionamento del dispositivo di protezione entro il tempo convenzionale in condizioni definite.

Per la parte in corrente continua, non protetta da interruttori automatici o fusibili nei confronti delle sovracorrenti e del corto circuito, IB risulta pari alla corrente nominale dei moduli fotovoltaici in corrispondenza della loro potenza di picco, mentre IN e If possono entrambe essere poste uguali alla corrente di corto circuito dei moduli stessi, rappresentando questa un valore massimo non superabile in qualsiasi condizione operativa. In assenza di dispositivi di protezione contro le sovracorrenti, la seconda relazione non risulta applicabile alla parte in corrente continua.

➤ *Protezione contro il corto circuito*

Per la parte di circuito in corrente continua, la protezione contro il corto circuito è assicurata dalla caratteristica tensione-corrente dei moduli fotovoltaici che limita la corrente di corto circuito degli stessi a valori noti e di poco superiori alla loro corrente nominale. Pertanto, avendo già tenuto conto di tali valori nel calcolo della portata dei cavi in regime permanente, anche la protezione contro il corto circuito risulta assicurata.

Per ciò che riguarda il circuito in corrente alternata, la protezione contro il corto circuito è assicurata dal dispositivo limitatore contenuto all'interno di ciascun inverter.

➤ *Cadute di tensione*

I cavi sono dimensionati facendo riferimento alle tabelle CEI UNEL 35364, 35747 e 35756 per i cavi in rame. Per i circuiti lato corrente continua le cadute di tensione sono state limitate entro l'1%. Allo stesso modo, anche per i circuiti lato corrente alternata le cadute di tensione sono state limitate entro l'1%. Tali valori includono anche le cadute di tensione nei quadri.

➤ *Posa dei cavi in tubi*

La percentuale della sezione dei cavidotti occupata dai cavi è inferiore al 50%, come prescritto dalle norme CEI 64-8.

➤ *Rete di terra*

Il sistema di terra comprende le maglie interrato intorno alle cabine, i collegamenti tra le cabine e i collegamenti equipotenziali per la protezione dai contatti indiretti.

Ciascuna maglia di terra avrà un layout secondo quanto riportato nei disegni di progetto.

L'estensione della rete di terra, realizzata con corda di rame nudo interrata e collegata alle armature di fondazione, garantisce un valore della resistenza di terra sufficientemente basso. Solo in caso di necessità in fase di collaudo, a posa e rinterro avvenuto, si procederà all'installazione di picchetti dispersori aggiuntivi.

Tutte le parti metalliche della sezione di impianto in corrente continua (quadri elettrici, SPD, strutture metalliche di sostegno) devono essere rese equipotenziali al terreno, mediante collegamento diretto con la corda di rame nudo interrata.

Tutte le parti metalliche della sezione di impianto in corrente alternata (convertitori, quadri elettrici, SPD, trasformatori) devono essere rese equipotenziali al terreno, mediante collegamento con il centro-stella dei trasformatori MT/bt, a loro volta messi a terra.

Descrizione della rete di terra

La rete di terra è realizzata con i seguenti componenti principali:

- Conduttori di terra:
 - corda di rame nudo da 95 mm²
 - corda di rame nudo da 35 mm²
 - cavo di rame da 240 mm² con guaina giallo/verde
 - cavo di rame da 50 mm² con guaina giallo/verde
 - cavo di rame da 35 mm² con guaina giallo/verde
- (eventuale) picchetti dispersori a croce in acciaio zincato da 2 m, con i relativi pozzetti di ispezione in plastica

I conduttori di terra, ove prescritto, devono essere interrati appena possibile. Le connessioni elettriche interrate devono essere realizzate con morsetti a

compressione. Le connessioni fuori terra devono essere realizzate con morsetti o con piastre di derivazione.

A distanza regolare devono essere realizzati dei pozzetti di derivazione per agevolare i collegamenti fuori terra. Tutte le connessioni devono essere realizzate con materiali resistenti alla corrosione.

Ciascuna struttura di sostegno dei moduli fotovoltaici deve essere collegata ai picchetti mediante una corda di rame nudo 25 mm². La corda di rame deve essere collegata alla struttura tramite capocorda ad occhiello, bullone e rondella in acciaio zincato, fissati nell'apposito foro previsto. La corda di rame deve essere interrata appena possibile.

A.5.a.6. Inverter

La seguente tabella riporta i dati nominali dell'inverter. Saranno utilizzati n°151 inverter 110KTL e n°1 inverter 60000TL. Ad ogni inverter 110KTL faranno capo 240 moduli del tipo descritto al successivo paragrafo, divisi in coppie di stringhe da n°12 moduli su 10 ingressi MPPT. All'inverter 60000TL faranno capo 120 moduli del tipo descritto al successivo paragrafo, divisi in n°4 stringhe da n°12 moduli su n°1 ingressi MPPT e n°6 stringhe da n°12 moduli su n°2 ingressi MPPT.



ROMEO GROUP
FOTOVOLTAICA



DATI TECNICI	80KTL	100KTL	110KTL
Dati tecnici ingresso DC			
Potenza tipica DC	96000W	120000W	130000W
Massima Potenza DC per ogni MPPT		13000W	
Numero MPPT indipendenti/Numero stringhe per MPPT	8/2		10/2
Tensione massima di ingresso DC		1100V	
Tensione di attivazione		200V	
Tensione nominale di ingresso DC		600V	
Intervallo MPPT di tensione DC		180V-1000V	
Intervallo di tensione DC a pieno carico		500V-850V	
Massima corrente in ingresso per ogni MPPT		25A	
Massima corrente assoluta per ogni MPPT		40A	
Massima corrente per stringa		15A	
Dati tecnici uscita AC			
Potenza nominale AC	80kW	100kW	110kW
Potenza massima AC	88kVA	110kVA	12kVA
Massima corrente AC per fase	128A	160A	175A
Tipologia connessione/Tensione nominale di rete	Trifase 3F/N/PE, 230V, 230V/400Vac, 220V/380Vac		
Intervallo tensione e di rete	310Vac-480Vac (secondo gli standard di rete locali)		
Frequenza nominale di rete	50Hz/60Hz		
Intervallo di frequenza di rete	45Hz-55Hz / 55Hz-65Hz (secondo gli standard di rete locali)		
Distorsione armonica totale	<3%		
Fattore di potenza	1 (programmabile +/-0.8)		
Intervallo di agiustabilità Potenza Attiva	0-100%		
Efficienza			
Efficienza massima	98.6%	98.7%	98.75%
Efficienza pesata (EURO)	98.2%	98.3%	98.4%
Efficienza MPPT	>99.9%		
Consumo notturno	<1W		
Protezioni			
Protezione di interfaccia interna	No		
Protezioni di sicurezza	Anti Islanding, RCMU, Ground Fault Monitoring		
Protezione da inversione di polarità DC	SI		
Sezionatore DC	Integrato		
Protezione da surriscaldamento	SI		
Categoria Sovratensione/Classe di protezione	Categoria sovratensione III / Classe protezione I		
Scaricatori integrati	AC/DC: Tipo 2 standard		
Standard			
EMC	EN 61000-6-2/4, EN 61000-3-1/2		
Safety standard	IEC 62109-1/2, IEC 62116, IEC 61727, IEC 61683, IEC 60068(1,2,14,30)		
Standard di connessione alla rete	AS/NZS 4777, VDE V0124-100, V0126-1-1, VDE-AR-N 4105, BDEW, CEI 0-21, CEI 0-16, UNE 206 007-1, EN50438/EN50549, G59, EN50530, NB/T32004		
Comunicazione			
Interfaccia di comunicazione	Wi-Fi, GPRS, RS485 (protocollo proprietario)		
Archiviazione dati su SD	25 anni		
Dati generali			
Intervallo di temperatura ambiente ammesso	-30°C...+60°C (limitazione di potenza sopra i 45°C)		
Topologia	Senza trasformatore		
Grado di protezione ambientale	IP66		
Intervallo di umidità relativa ammesso	0%...100%		
Massima altitudine operative	4000m		
Rumorosità	< 60dB @ 1mt		
Peso	85kg		90kg
Raffreddamento	Convezione forzata da ventole		
Dimensioni (H*L*P)	1051mm*660mm*340 mm		
Display	Indicatori led, bluetooth + app		
Garanzia	10 anni		

A.5.a.7. Moduli fotovoltaici

La scelta dei moduli ha visto come prioritaria l'esigenza di occupare minori quantità di suolo possibile. Per tale motivo la scelta è ricaduta su moduli che presentano il più alto valore possibile di superfici/dimensioni W/m².

Come richiesto dai punti 2 e 3 del paragrafo 2.2.3.3. dell'APPENDICE A. del P.I.E.A.R. si prevede per il presente progetto:

“2. Garanzia almeno ventennale relativa al decadimento prestazionale dei moduli fotovoltaici non superiore al 10%(percento) nell'arco dei 10 anni e non superiore al 20 %(percento) nei venti anni di vita;

3. Utilizzo di moduli fotovoltaici costruiti in data non anteriore a 2 anni rispetto alla data di installazione; è consentito il riutilizzo di moduli fotovoltaici provenienti da altri impianti autorizzati e realizzati in Regione, purché soddisfino la condizione di cui al punto 2.”

I moduli scelti sono i CE-550HM72 e presentano le seguenti caratteristiche:



BIFACIAL DUAL GLASS PV MODULE

CE-530/535/540/545/550HM72

Electrical Data (at STC)	CE-530HM72	CE-535HM72	CE-540HM72	CE-545HM72	CE-550HM72
Max. power (Pmax) [W]	530	535	540	545	550
Max. power voltage (Vmp) [V]	41.39	41.57	41.75	41.87	42.05
Max. power current (Imp) [A]	12.81	12.87	12.94	13.02	13.08
Open circuit voltage (Voc) [V]	49.24	49.39	49.54	49.69	49.88
Short circuit current (Isc) [A]	13.76	13.83	13.89	13.96	14.01
Maximum Series Fuse Rating	25	25	25	25	25
Power tolerance [W]	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5
Max. system voltage [V]	1500	1500	1500	1500	1500
Solar panel efficiency [%]	20.5	20.7	20.9	21.1	21.3

Note: Standard Test Conditions: Air mass 1.5; Irradiance = 1000W/m²; cell temp. 25°C

Temperature characteristics

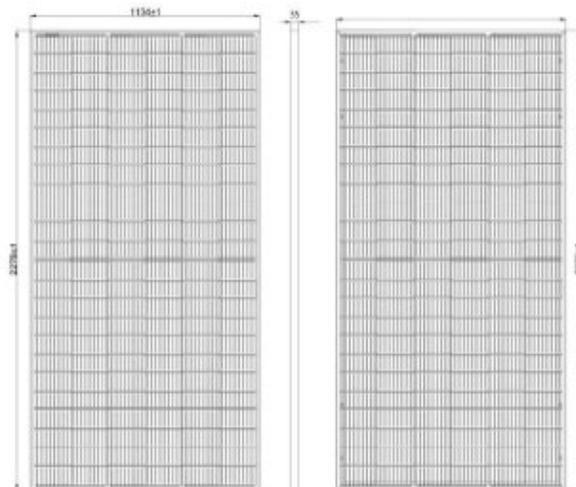
Temperature (NOCT) [°C]	45±2
Temp. coefficient of Pmax [%/°C]	-0.350
Temp. coefficient of Voc [V/°C]	-0.270
Temp. coefficient of Isc [mA/°C]	0.048

Mechanical Data

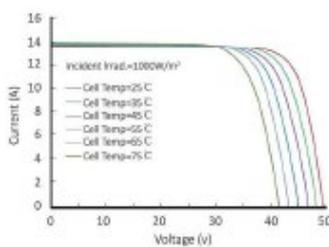
Dimension	2279x1134x35mm
Weight	27.2Kg
Solar cell	Mono-crystalline 144 (6 x 24)
Glass	3.2mm, Coated Tempered Glass
Frame	Silver Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP 68, three diodes
Cable	4mm ² , 350mm, length can be customized
Connector	MC4 Compatible

Warranty

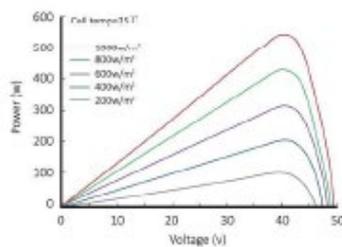
12 years product warranty
12 years warranty on 90% power output
25 years warranty on 80% power output



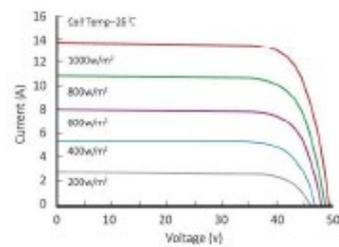
Current-Voltage Curve (CE-530HM72)



Power-Voltage Curve (CE-530HM72)



Current-Voltage Curve (CE-530HM72)



A.5.b. Dimensionamento dell'impianto

➤ *Sito di installazione*

Il sito individuato per il progetto si colloca nel Comune di Pomarico (MT), al confine sud-est del comparto industriale Val Basento del Comune di Ferrandina (MT), e presenta un elevato potenziale sia in termini di irraggiamento che di uso del suolo a fini zootecnici. La superficie recintata è pari a 26,7 ettari mentre la superficie captante dei moduli fotovoltaici è pari a 9,4 ettari.

➤ *Potenza totale*

La potenza nominale dell'impianto fotovoltaico è pari a 19,998 MW ottenuta attraverso l'impiego di 36.360 moduli da 550 W.

Come richiesto dal punto 1 del paragrafo 2.2.3.3. dell'APPENDICE A. del P.I.E.A.R. si prevede per il presente progetto:

“1. Potenza massima dell'impianto non superiore a 10MW (la potenza massima dell'impianto potrà essere raddoppiata qualora i progetti comprendano interventi a supporto dello sviluppo locale, commisurati all'entità del progetto, ed in grado di concorrere, nel loro complesso, agli obiettivi del PIEAR. La Giunta regionale, al riguardo, provvederà a definire le tipologie, le condizioni, la congruità e le modalità di valutazione e attuazione degli interventi di sviluppo locale”

➤ *Dati di irraggiamento solare*

L'analisi dei dati climatici sul sito è stata condotta attraverso l'utilizzo del software PVSYST, il quale ha restituito i valori relativi all'irraggiamento solare nella zona di interesse e di seguito riportati.



PVSYST V6.88	Fotovoltaica srl (Italy)		07/10/21	Pagina 1/1										
Definizione di un luogo geografico														
Luogo geografico	Macchia		Paese Italia											
	File Macchia_PVGIS_API_TMY.SIT del 07/10/21 10h57													
Ubicazione	Latitudine	40.48° N	Longitudine	16.52° E										
Ora definita come	Ora legale	Fuso orario TU+1	Altitudine	64 m										
Valori meteo mensili	Fonte PVGIS TMY: SARAH, COSMO or NSRDB													
	Gen.	Feb.	Mar.	Apr.	Mag.	Giu.	Lug.	Ago.	Sett.	Ott.	Nov.	Dic.	Anno	
Hor. global	75.8	67.7	119.7	174.6	197.8	241.4	219.3	210.1	144.9	110.2	59.2	62.9	1683.6	kWh/m ² .m
Hor. diffuse	26.6	31.9	52.4	61.8	76.1	63.9	68.4	59.8	51.6	40.7	30.4	24.4	588.0	kWh/m ² .m
Extraterrestrial	129.9	160.5	236.0	288.5	341.4	348.2	351.7	317.0	252.7	198.4	138.4	116.4	2878.9	kWh/m ² .m
Clearness Index	0.584	0.422	0.507	0.605	0.579	0.693	0.624	0.663	0.574	0.556	0.428	0.540	0.585	
Amb. temper.	6.6	6.1	10.6	15.2	18.6	24.6	26.9	26.6	22.4	18.7	13.2	8.1	16.5	°C
Wind velocity	3.1	3.1	3.6	2.6	2.8	2.1	2.6	2.5	2.4	2.0	2.6	2.9	2.7	m/s
Traiettoria del sole a Macchia, (Lat. 40.4781° N, long. 16.5161° E, alt. 64 m) - Ora legale														
<small>PVsySt Licensed to: Fotovoltaica srl (Italy) Traduzione senza garanzia. Solo il testo inglese fa fede.</small>														

Come richiesto dal punto 4 del paragrafo 2.2.3.3. dell'APPENDICE A. del P.I.E.A.R. si prevede per il presente progetto:

“4. Irradiazione giornaliera media annua valutata in KWh/mq^ (asterisco)giorno di sole sul piano dei moduli non inferiore a 4.”*

Infatti, pur facendo riferimento in via cautelativa all'irraggiamento globale sul piano orizzontale pari a $1.683,6 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{anno}$ (certamente inferiore all'irraggiamento sul piano dei moduli) e dividendolo per 365 giorni si ottiene $4,61 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{giorno}$ di sole.

➤ *Sistemi di orientamento*

L'impianto è di tipo ad inseguimento solare monoassiale e sarà collocato a terra. Saranno utilizzati inseguitori di rollio (asse di rotazione disposto nella direzione nord-sud e tilt 0°). Per maggiori dettagli si rimanda alla relazione “A.7. Relazione preliminare sulle strutture”.

➤ *Previsione di produzione energetica*

Si prevede una producibilità annuale pari a **37.480 MWh/anno** al primo anno di esercizio. Si riporta di seguito simulazione effettuata su n°30 anni con software PVSYST V6.88 per n°1 Campo di potenza pari 2,508 MW. La produzione totale è data dalla somma di n°8 Campi di pari taglia.



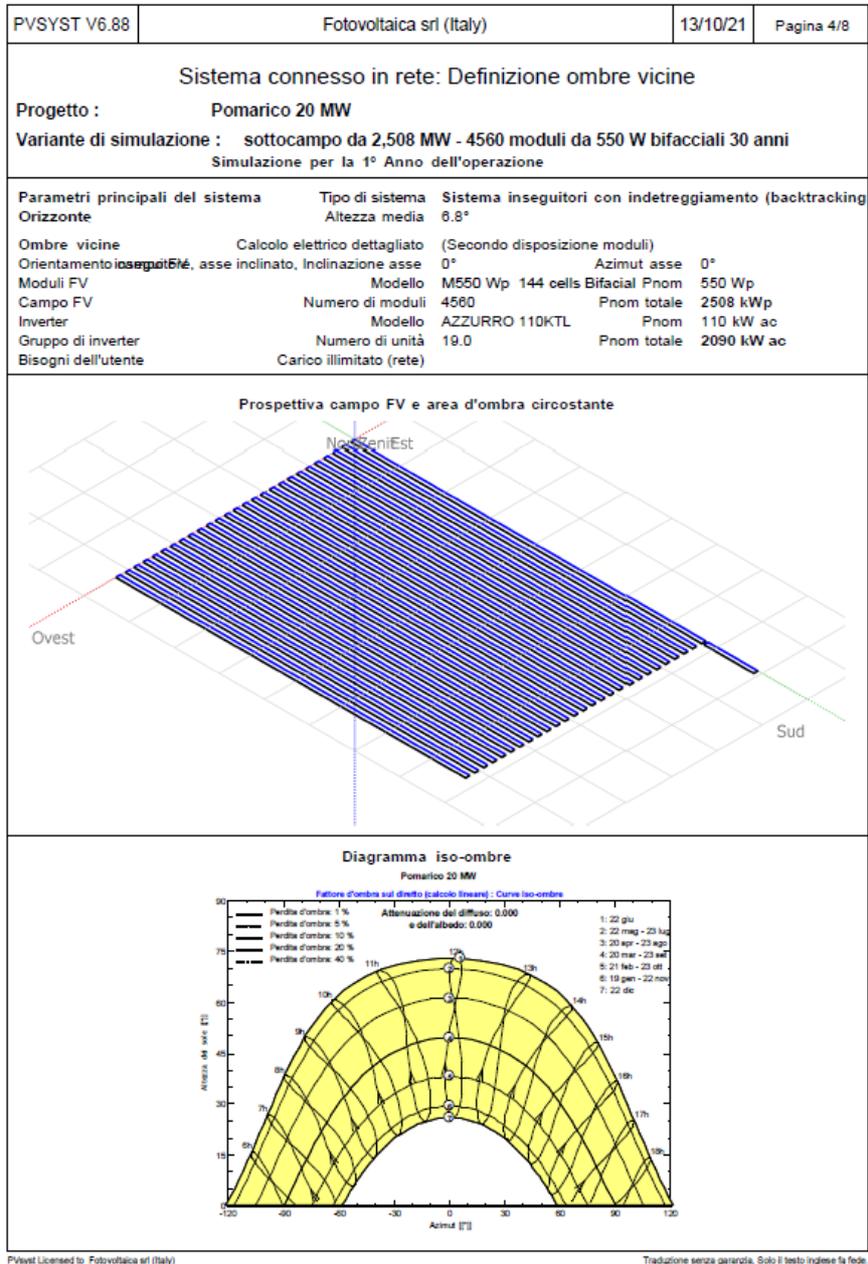
PVSYST V6.88	Fotovoltaica srl (Italy)	13/10/21	Pagina 1/8
Sistema connesso in rete: Parametri di simulazione			
Progetto : Pomarico 20 MW			
Luogo geografico	Macchia	Paese	Italia
Ubicazione	Latitudine 40.48° N	Longitudine	16.52° E
Ora definita come	Ora legale Fuso orario TU+1	Altitudine	64 m
Dati meteo:	Albedo 0.20	Macchia	PVGIS api TMY - TMY
Variante di simulazione : sottocampo da 2,508 MW - 4560 moduli da 550 W bifacciali 30 anni			
	Data di simulazione	13/10/21 08h10	
	Simulazione per la	1° Anno dell'operazione	
Parametri di simulazione	Tipo di sistema	Sistema inseguitori con indetreggiamento (backtracking)	
Piano a inseguimento, asse inclinato	Inclinazione asse	0°	Azimet asse 0°
Limitazioni di rotazione	Phi minimo	-45°	Phi massimo 45°
	Tracking algorithm	Astronomic calculation	
Strategia Backtracking	N. di eliostati	28	Campo (array) identico
	Distanza eliostati	5.00 m	Larghezza collettori 2.30 m
Angolo limite indetreggiamento	Limiti phi	+/- 6.8°	
Modelli utilizzati	Trasposizione	Perez	Diffuso Importato
Orizzonte	Altezza media	6.8°	
Ombre vicine	Calcolo elettrico dettagliato	(Secondo disposizione moduli)	
Sistema a moduli bifacciali	Modello	Unlimited trackers, 2D calculation	
	Distanza eliostati	5.00 m	ampiezza eliostati 2.34 m
	Backtracking limit angle	62.0°	GCR 46.8 %
	Albedo dal suolo	25.0 %	Axis height above ground 1.37 m
Fattore di ripartizione delle facce associato al modulo FV	Fattore di ombreggiamento posteriore	5.0 %	
	Trasparenza del modul FV	0.0 %	
Bisogni dell'utente :	Carico illimitato (rete)		
Caratteristiche campo FV			
Modulo FV	Si-mono	Modello	M550 Wp 144 cells Bifacial
definizione customizzata dei parametri		Costruttore	Centro Energy
Numero di moduli FV	In serie	12 moduli	In parallelo 380 stringhe
Numero totale di moduli FV	N. di moduli	4560	Potenza nom. unit. 550 Wp
Potenza globale campo	Nominale (STC)	2508 kWp	In cond. di funz. 2290 kWp (50°C)
Caratt. di funzionamento campo FV (50°C)	U mpp	453 V	I mpp 5057 A
Superficie totale	Superficie modulo	11785 m²	Superficie cella 10900 m²
Inverter			
definizione customizzata dei parametri		Modello	AZZURRO 110KTL
Caratteristiche	Tensione di funzionamento	180-1000 V	Potenza nom. unit. 110 kWac
			Potenza max. (=>30°C) 121 kWac
Gruppo di inverter	N. di inverter	190 * MPPT 10 %	Potenza totale 2090 kWac
			Rapporto Pnom 1.20
Fattori di perdita campo FV			
Perdite per sporco campo		Fraz. perdite	1.0 %
Fatt. di perdita termica	Uc (cost) 29.0 W/m²K	Uv (vento)	0.0 W/m²K / m/s

PVsystr Licensed to Fotovoltaica srl (Italy)

Traduzione senza garanzia. Solo il testo inglese fa fede.



PVSYST V6.88	Fotovoltaica sri (Italy)	13/10/21	Pagina 3/8									
Sistema connesso in rete: Definizione orizzonte												
Progetto : Pomarico 20 MW												
Variante di simulazione : sottocampo da 2,508 MW - 4560 moduli da 550 W bifacciali 30 anni Simulazione per la 1° Anno dell'operazione												
Parametri principali del sistema	Tipo di sistema	Sistema inseguitori con indetreggiamento (backtracking)										
Orizzonte	Altezza media	6.8°										
Ombre vicine	Calcolo elettrico dettagliato	(Secondo disposizione moduli)										
Orientamento inseguitori	asse inclinato, Inclinazione asse	0°	Azimet asse 0°									
Moduli FV	Modello	M550 Wp 144 cells Bifacial Pnom	550 Wp									
Campo FV	Numero di moduli	4560	Pnom totale 2508 kWp									
Inverter	Modello	AZZURRO 110KTL	Pnom 110 kW ac									
Gruppo di inverter	Numero di unità	19.0	Pnom totale 2090 kW ac									
Bisogni dell'utente	Carico illimitato (rete)											
Orizzonte	Altezza media	6.8°	Fattore su diffuso 0.89									
	Fattore su albedo	100 %	Frazione albedo 0.49									
Altezza [°]	2,7	3,4	3,4	2,7	2,7	4,6	4,2	3,8	3,1	3,1	2,7	3,8
Azimet [°]	-180	-173	-165	-158	-150	-143	-135	-128	-120	-105	-98	-90
Altezza [°]	4,6	5,0	3,8	7,6	8,4	9,9	9,9	8,4	6,5	6,1	6,1	4,6
Azimet [°]	-83	-75	-68	-60	-53	-45	-38	-30	-23	-15	-8	0
Altezza [°]	4,2	3,4	2,7	4,2	10,7	10,7	8,0	8,0	5,0	4,6	2,7	
Azimet [°]	8	15	23	30	38	143	150	158	165	173	180	
Horizon from PVGIS website API, Lat=41°33'38', Long=14°10'12', Alt=304m												
<small>PVsyet Licensed to Fotovoltaica sri (Italy) Traduzione senza garanzia. Solo il testo inglese fa fede.</small>												

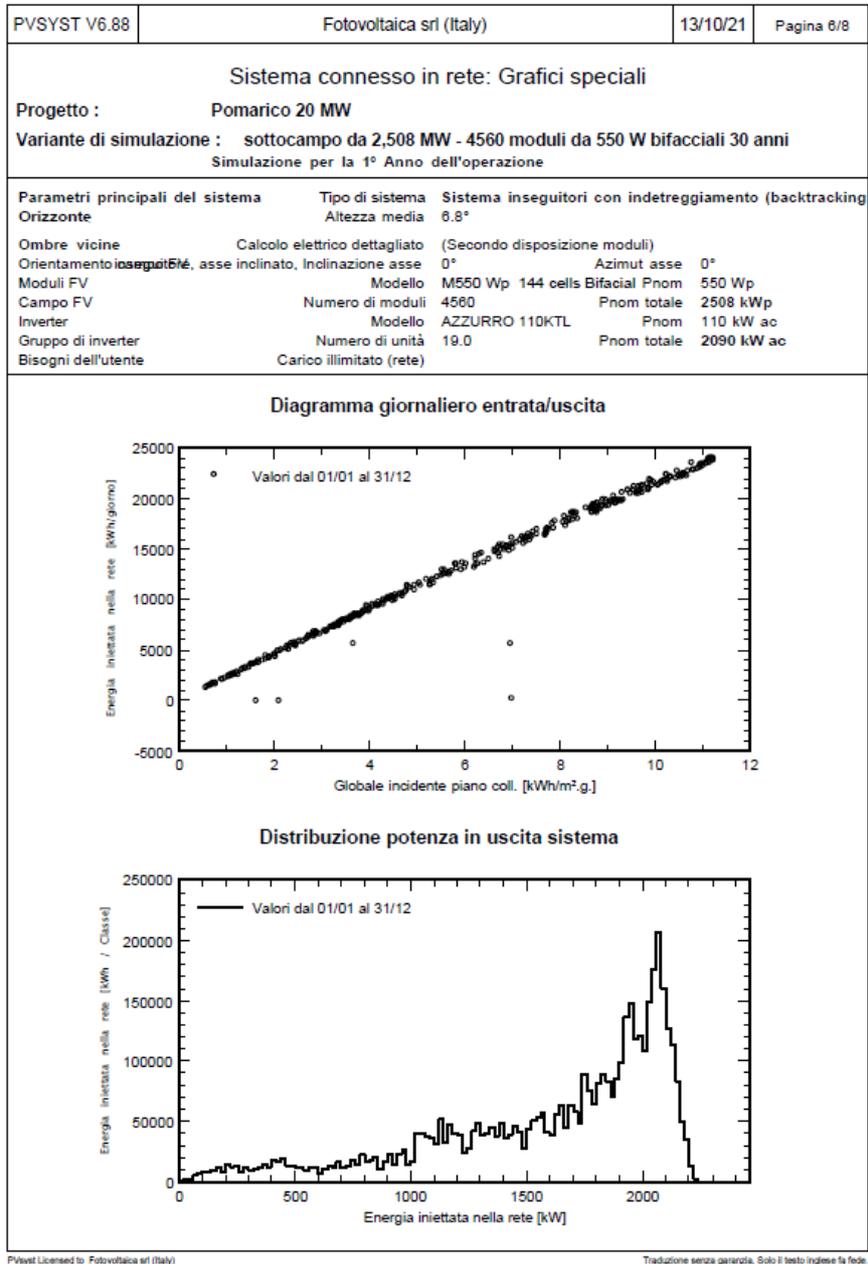


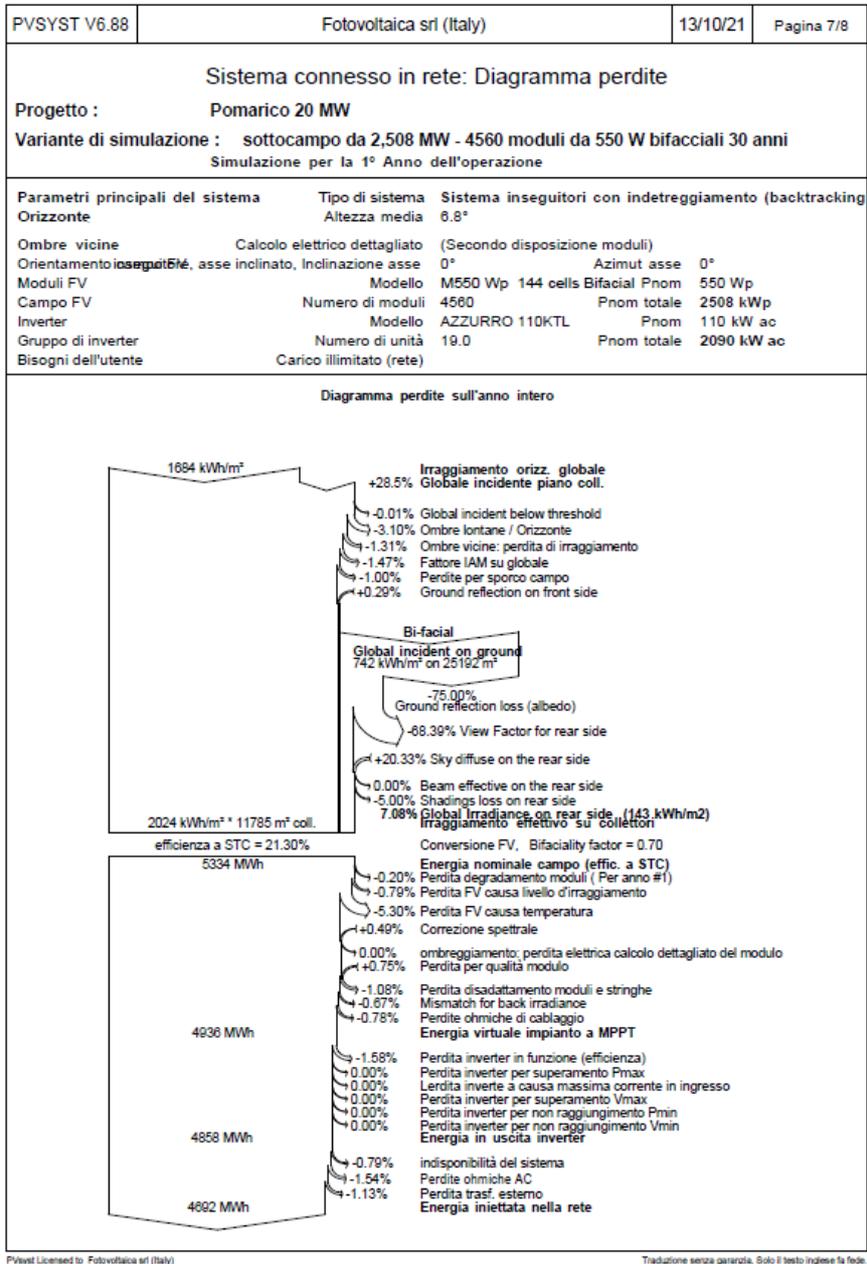


PVSYST V6.88	Fotovoltaica sri (Italy)	13/10/21	Pagina 5/8					
Sistema connesso in rete: Risultati principali								
Progetto : Pomarico 20 MW Variante di simulazione : sottocampo da 2,508 MW - 4560 moduli da 550 W bifacciali 30 anni Simulazione per la 1° Anno dell'operazione								
Parametri principali del sistema Orizzonte Ombre vicine Orientamento Moduli FV Campo FV Inverter Gruppo di inverter Bisogni dell'utente		Tipo di sistema Altezza media Calcolo elettrico dettagliato Inclinazione asse Modello Numero di moduli Modello Numero di unità Carico illimitato (rete)						
Risultati principali di simulazione Produzione sistema Energia prodotta Indice di rendimento PR		Sistema inseguitori con indetreggiamento (backtracking) 6.8° (Secondo disposizione moduli) 0° Azimut asse 0° M550 Wp 144 cells Bifacial Pnom 550 Wp 4580 Pnom totale 2508 kWp AZZURRO 110KTL Pnom 110 kW ac 19.0 Pnom totale 2090 kW ac						
Produzione normalizzata (per kWp installato): Potenza nominale 2608 kWp								
sottocampo da 2,508 MW - 4560 moduli da 550 W bifacciali 30 anni Bilanci e risultati principali								
	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
Gennaio	75.8	26.60	6.61	102.5	91.6	240.4	225.0	0.875
Febbraio	67.7	31.92	6.08	84.0	77.4	201.9	193.3	0.917
Marzo	119.7	52.37	10.55	150.9	140.2	356.8	315.8	0.834
Aprile	174.6	61.78	15.15	221.9	209.4	514.7	492.5	0.885
Maggio	197.8	76.06	18.55	248.1	233.3	567.0	542.6	0.872
Giugno	241.4	63.93	24.61	310.9	294.9	691.4	661.2	0.848
Luglio	219.3	68.43	26.95	282.0	267.0	626.0	599.2	0.847
Agosto	210.1	59.83	26.62	273.5	259.0	608.6	582.8	0.850
Settembre	144.9	51.56	22.38	186.7	175.3	424.4	406.9	0.869
Ottobre	110.2	40.65	18.74	144.8	134.7	335.4	322.3	0.887
Novembre	59.2	30.45	13.22	74.0	67.2	173.8	161.7	0.871
Dicembre	62.9	24.36	8.13	84.5	74.4	195.7	188.5	0.890
Anno	1683.6	587.94	16.53	2164.0	2024.4	4936.0	4691.8	0.864
Legenda: GlobHor Irraggiamento orizz. globale DiffHor Irraggiamento diffuso orizz. T_Amb T amb. GlobInc Globale incidente piano coll.		GlobEff Globale "effettivo", corr. per IAM e ombre EArray Energia effettiva in uscita campo E_Grid Energia iniettata nella rete PR Indice di rendimento						

PVsyet Licensed to Fotovoltaica sri (Italy)

Traduzione senza garanzia. Solo il testo inglese fa fede.





A.5.c. Criteri di scelta delle soluzioni impiantistiche di protezione contro i fulmini, con l'individuazione e la classificazione del volume da proteggere

La analisi dei rischi di fulminazione sul campo fotovoltaico è basata sui parametri indicati nel seguito codificati dalle norme per il tipo di impianto verrà redatta in fase di progetto esecutivo di impianto. I criteri di progettazione saranno i seguenti:

- fulminazione diretta: si accetta il rischio economico derivante da danni alle strutture portanti dei moduli ed ai moduli stessi; si ipotizza il rischio di danno alle vite umane, per tensioni di contatto e/o passo al fine di definire le conseguenti azioni correttive. L'abbattersi di scariche atmosferiche in prossimità dell'impianto può provocare il concatenamento del flusso magnetico associato alla corrente di fulmine con i circuiti dell'impianto fotovoltaico, così da provocare sovratensioni in grado di mettere fuori uso i componenti tra cui, in particolare, gli inverter.

I terminali e i morsetti di ciascuna stringa fotovoltaica, lato corrente continua degli inverter, devono essere protetti internamente con scaricatori di sovratensione.

L'impianto fotovoltaico non influisce, in modo apprezzabile, sulla forma o volumetria e pertanto non aumenta la probabilità di fulminazione diretta sul sito.

- fulminazione indiretta: non si accetta il rischio economico derivante dagli impianti interni (moduli, quadri ed inverter) ed imporre le conseguenti azioni correttive.

A valle di quanto sopra, la protezione dal fulmine del parco fotovoltaico è conseguita mediante l'adozione delle seguenti misure correttive:

- installazione di cartello ammonitore all'ingresso di ciascuno dei due campi;
- rispetto di particolari accorgimenti costruttivi nella realizzazione dei collegamenti in campo, mirati a minimizzare il flusso concatenato del campo magnetico indotto dal fulmine;
- installazione di sistemi di protezione dalle sovratensioni (SPD) sovratensione di tipo 2 (IEC 61643- 11) per la protezione del sistema di alimentazione a bassa tensione contro i danni da sovratensioni e picchi causati da fulmini e altri fonti.



ROMEO GROUP
FOTOVOLTAICA

- installazione di sistemi di protezione dalle sovratensioni (SPD) sulle linee di comunicazione (telefonia e/o trasmissione dati) entranti nei campi fotovoltaici dall'esterno. Tutti i sistemi di protezione dalle sovratensioni (SPD) possono essere equipaggiati con contatto di stato del dispositivo di protezione stesso per la supervisione in remoto da parte del sistema di supervisione centrale.