REGIONE SICILIA

COMUNE DI LICATA

LIBERO CONSORZIO COMUNALE DI AGRIGENTO

Proponente

DREN SOLARE 13 S.R.L.

Sede legale: Via Triboldi Pietro, 4 - 26015 Soresina (CR)

Firmato digitalmente da: ANDREA PAOLO BONDI
Luogo: Bergamo (BG)
Data: 29/12/2023 16:00:49

Progettazione e sviluppo

SISTEMA ENERGIA REGRAN

REGRAN S.R.L.

Sede legale: Via M. Scelba n°4 - 97100 Ragusa (RG)

Tel. 0932 641497
E-mail: info@regran.it
Pec: info@pec.regran.it
P.IVA: 01359480884

COLLABORATORI:
Ing. Giovanni Cassarino
Ing. Juan Baglieri
Dott. Ing. Salvatore Falla
Dott.Arch. Mirko Pasqualino Re
Dott.Arch. Gaetano Di Quattro
Geom. Marco Savasta
Geom. Francesca Dinatale

IL PROGETTISTA

Ordine degli Ingegneri - Ragusa - DOTT. ING. MARCO ANFUSO N. 604

Ing. Marco Anfuso

Firmato digitalmente da **marco anfuso**
C = IT
Data e ora della firma: 15/12/2023 17:05:11

IL PROGETTISTA

Ordine degli Ingegneri - Ragusa - Ing. Paolo GRANDE N. 652

Ing. Paolo Grande

COLLABORAZIONE

Opera

PROGETTO "AGV LICATA"

Progetto di un impianto agro-voltaico denominato "AGV LICATA" di potenza complessiva pari a 39,633 MW e potenza richiesta in immissione pari a 39.6 MW, da installarsi nel Comune di Licata (AG) in C.da Sconfitta, C.da Camastrella e C.da Giovine

Oggetto

Nome Elaborato:
VIA2_REL02_Progetto Elettrico definitivo

Formato:
210 x 297

Descrizione Elaborato:
Relazione descrittiva dell'impianto di rete

00	04/12/2023	Emissione per progetto definitivo	Regran	DREN SOLARE 13 SRL
Rev.	Data	Oggetto della revisione	Elaborazione	Verifica e Approvazione

COMUNE DI LICATA

PROVINCIA DI AGRIGENTO

OGGETTO:

PROGETTO DI UN IMPIANTO AGRO-VOLTAICO DENOMINATO "AGV LICATA" DI POTENZA COMPLESSIVA PARI A 39,63316 MW E POTENZA RICHIESTA IN IMMISSIONE PARI A 39.6 MW, DA INSTALLARSI NEL COMUNE DI LICATA (AG) IN C.DA SCONFITTA, C.DA CAMASTRELLA E C.DA GIOVINE

PROGETTO ELETTRICO DEFINITIVO

DITTA:

DREN SOLARE 13 S.R.L.

Via Pietro Triboldi n° 4

26015 – SORESINA (CR)

Indice

Sommario

1. Oggetto e scopo 3
2. Definizioni 3
   2.1. Rete elettrica 3
   2.2. Impianto fotovoltaico 4
3. Sito d'installazione e dati di progetto 10
   3.1 Ubicazione della cabina di consegna e dati catastali 11
   3.2 Dati catastali 15
   3.3 Calcolo della potenza nominale dell'impianto 16
4. Calcolo dell'energia prodotta 17
5. Descrizione tecnica dell'impianto 20
   5.1. Generatore Fotovoltaico 21
   5.2. Struttura di sostegno 22
   5.3. Convertitore CC/AC 25
   5.4. Quadro di Campo 28
   5.5. Sistema di controllo 28
   5.6. Cabina di trasformazione e Cabina di smistamento 28
   5.7. Cavi elettrici e di cablaggio 29
   5.8. Strumenti di misura 30
   5.9. Provvedimenti per la protezione 32
      5.9.1. Protezione contro i contatti diretti 32
      5.9.2. Protezione contro i contatti indiretti 32
      5.9.3. Impianto di terra 33
      5.9.4. Protezione contro i fulmini 35
6. Dimensionamento dell'impianto 35
   6.1 Dimensionamento cavi e cavidotti 35
      6.2.1 Lato Bassa Tensione (BT) 35
      6.2.2 Lato Alta Tensione (AT) 40
      6.2.3. Condizioni di posa di cavi AT 40

1. Oggetto e scopo

L'oggetto del presente documento è quello di definire, descrivere e fornire tecnicamente tutti gli elementi e le indicazioni necessarie per la realizzazione di un impianto fotovoltaico, di potenza nominale del generatore 39,63316 MW e potenza in immissione pari a 39,6 MW. L'intervento sarà realizzato nel comune di LICATA (AG) presso il lotto di terreni identificato nel N.C.T. del medesimo comune al **foglio 5** particella n° 220, **foglio 6** particelle n° 16, 19, 58, 59, 109, 111, 113, 235, 237, **foglio 7** particelle n° 18, 19, 26, 44, 46, 51, 53, 104, 106, 143, 237, 373 e **foglio 16** particelle n° 5, 8, 9, 12, 13, 14, 74, 75, 76, 79, 80, 139, 165, 167, 168, 169, 170, 172, 173, 174, 176, 177, 186, 188, 189, 190, 191, 192, 194, 332, 333, 400, 401, 402, 413, 415, 442, 443, 477.

L'impianto fotovoltaico destinato alla produzione di energia elettrica verrà connesso in parallelo alla rete elettrica di TERNA, con modalità contrattuale d'immissione dell'energia in ***"CESSIONE TOTALE", consistente nella vendita dell'energia elettrica prodotta al netto dell'autoconsumo degli ausiliari.***

La connessione verrà concretizzata a mezzo la realizzazione di una *nuova Cabina di Consegna collegata alla rete di trasmissione di TERNA.*

La realizzazione dell'impianto in oggetto si inquadra nella promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili, secondo quanto previsto dal D. Lgs. n°387 del 29 Dicembre 2003, dal D.M. 5 Maggio 2011.

L'esigenza di questo impianto fotovoltaico, oltre che da motivazioni di carattere economico commerciali, nasce soprattutto dall'idea di contribuire, nei limiti stessi dell'impianto, alla salvaguardia dell'ambiente mediante la produzione di energia a zero emissioni di CO_2 e di altri gas ad effetto serra quali il CH_4 e N_2O ed anche senza alcun impatto acustico.

2. Definizioni

2.1. Rete elettrica

- **Distributore**: Persona fisica o giuridica responsabile dello svolgimento di attività e procedure di distribuzione di cui è proprietaria.
- **Punto di consegna**: Il punto di confine tra la rete del distributore e la rete di utente, dove l'energia scambiata con la rete del distributore viene contabilizzata e dove avviene la separazione funzionale tra rete del distributore e la rete di utente.
- **Punto di consegna per utenti attivi:** Il punto di consegna per gli utenti attivi si trova, dal punto di vista della rete del distributore, a monte dell'impianto di misura:

quest'ultimo viene realizzato a carico dell'utente attivo che ne ha la completa responsabilità. Il punto di consegna è costituito dal confine tra impianto di rete per la connessione e impianto di utenza per la connessione. Tale punto è posizionato generalmente in prossimità del confine di proprietà degli impianti. Qualora l'impianto di rete per la connessione preveda sistemi di protezione, comando e controllo, deve essere previsto un fabbricato nel quale trovino posto i sistemi di protezione, comando e controllo delle apparecchiature ed equipaggiamenti funzionali al collegamento. Qualora il suddetto fabbricato sia realizzato in area di proprietà dell'Utente, l'accesso in sicurezza a tale fabbricato da parte del distributore deve essere garantito in ogni momento e senza preavviso.

- **Punto di misura:** Il punto di misura è il punto in cui è misurata l'energia elettrica immessa e/o prelevata dalla rete.
- **Punto di connessione:** Punto sulla rete del distributore dal quale, in relazione a parametri riguardanti la qualità del servizio elettrico che deve essere reso o richiesto, è alimentato l'impianto dell'Utente.
- **Utente della rete del distributore (o utente):** Soggetto che utilizza la rete del distributore per cedere o acquistare energia elettrica.
- **Utente attivo:** Soggetto che converte l'energia primaria in energia elettrica mediante impianti di produzione allacciati alla Rete di distribuzione.

2.2. Impianto fotovoltaico

- **Angolo di inclinazione (o di tilt):** Angolo di inclinazione del piano del dispositivo fotovoltaico rispetto al piano orizzontale (da IEC/TS 61836).
- **Angolo di orientazione (o di azimut):** L'angolo di orientazione del piano del dispositivo fotovoltaico rispetto al meridiano corrispondente. In pratica, esso misura lo scostamento del piano rispetto all'orientazione verso SUD (per i siti nell'emisfero terrestre settentrionale) o verso NORD (per i siti nell'emisfero meridionale). Valori positivi dell'angolo di azimut indicano un orientamento verso ovest e valori negativi indicano un orientamento verso est (CEI EN 61194).
- **Campo fotovoltaico:** Insieme di tutte le schiere di moduli fotovoltaici in un sistema dato (CEI EN 61277).
- **Cella fotovoltaica:** Dispositivo fotovoltaico fondamentale che genera elettricità quando viene esposto alla radiazione solare (CEI EN 60904-3). Si tratta sostanzialmente di un diodo con grande superficie di giunzione, che esposto alla radiazione solare si comporta

come un generatore di corrente, di valore proporzionale alla radiazione incidente su di esso.

- **Condizioni di Prova Standard (STC):** Comprendono le seguenti condizioni di prova normalizzate (CEI EN 60904-3)
    - Temperatura di cella: 25 °C ± 2 °C;
    - Irraggiamento: 1000 W/m2, con distribuzione spettrale di riferimento (massa d'aria AM 1,5).
- **Condizioni di utilizzo a temperatura ambiente (NOCT):** Comprende le seguenti condizioni ambientali per calcolare l'influenza della temperatura sulla potenza nominale
    - Irraggiamento solare: 800 W/m2;
    - Temperatura ambiente (dell'aria): 20 °C;
    - Velocità dell'aria sul retro del modulo: 1 m/s;
    - Modulo funzionante a vuoto.
- **Dispositivo di interfaccia:** Dispositivo installato nel punto di collegamento della rete di utente in isola alla restante parte di rete del produttore, sul quale agiscono le protezioni d'interfaccia (CEI 11-20); esso controlla il collegamento elettrico dell'uscita del gruppo di conversione alla rete di utente non in isola e quindi alla rete del distributore. Questo dispositivo permette, in condizioni normali, all'impianto fotovoltaico di funzionare in parallelo con la rete del distributore e quindi all'energia elettrica generata di fluire verso detta rete; esso comprende un organo di interruzione, sul quale agiscono le protezioni di interfaccia.
- **Effetto fotovoltaico:** Fenomeno di conversione diretta della radiazione elettromagnetica (generalmente nel campo della luce visibile e, in particolare, della radiazione solare) in energia elettrica mediante formazione di coppie elettrone-lacuna all'interno di semiconduttori, le quali determinano la creazione di una differenza di potenziale e la conseguente circolazione di corrente se collegate ad un circuito esterno.
- **Gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata (o inverter):** Apparecchiatura, tipicamente statica, impiegata per la conversione in corrente alternata della corrente continua prodotta dal generatore fotovoltaico.
- **Impianto (o Sistema) fotovoltaico:** Impianto di produzione di energia elettrica, mediante l'effetto fotovoltaico; esso è composto dall'insieme di moduli fotovoltaici (Campo fotovoltaico) e dagli altri componenti, tali da consentire di produrre energia elettrica e fornirla alle utenze elettriche e/o di immetterla nella rete del distributore.
- **Inseguitore della massima potenza (MPPT):** Dispositivo di comando dell'inverter tale da far operare il generatore fotovoltaico nel punto di massima potenza. Esso può

essere realizzato anche con un convertitore statico separato dall'inverter, specie negli impianti non collegati ad un sistema in c.a.

- **Modulo fotovoltaico:** Il più piccolo insieme di celle fotovoltaiche interconnesse e protette dall'ambiente circostante (CEI EN 60904-3).
- **Potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) di un generatore fotovoltaico:** Potenza elettrica (espressa in W_p), determinata dalla somma delle singole potenze nominali (o massime o di picco o di targa) di ciascun modulo costituente il generatore fotovoltaico, misurate in Condizioni di Prova Standard (STC).
- **Potenza effettiva di un generatore fotovoltaico:** Potenza di picco del generatore fotovoltaico (espressa in W_p), misurata ai morsetti in corrente continua dello stesso e riportata alle Condizioni di Prova Standard (STC) secondo definite procedure (CEI EN 61829).
- **Potenza prodotta da un impianto fotovoltaico:** Potenza di un impianto fotovoltaico (espressa in kW) misurata all'uscita dal gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, resa disponibile alle utenze elettriche e/o immessa nella rete del distributore.

- **Stringa fotovoltaica:** Insieme di moduli fotovoltaici collegati elettricamente in serie per ottenere la tensione d'uscita desiderata. Normativa e leggi di riferimento

La normativa e le leggi di riferimento da rispettare per la progettazione e realizzazione degli impianti fotovoltaici sono:

- **D.Lgs.n°387 del 29/12/2003:** "Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità"; (pubblicato nella G.U. n°25 del 31/01/2004 - Suppl. Ordinario n°17) testo in vigore dal: 15/02/2004 art.12-Razionalizzazione esemplificazione delle procedure autorizzative – AUTORIZZAZIONE UNICA
- **D.A. n°173 del 17/05/2006:** "Criteri relativi ai progetti per la realizzazione di impianti per la produzione di energia mediante lo sfruttamento del sole"
- **Delibera AEEG N.99/08:** "Testo integrato delle connessioni attive – TICA"
- **Guida Enel Distribuzione Spa Dicembre 2008:** "Guida per le Connessioni alla rete elettrica di Enel Distribuzione"
- **PIANO ENERGETICO REGIONALE (PEARS – 03/02/2009):** "Piano Energetico Ambientale Regionale Siciliano"
- **Deliberazione n.280/07:** Modalità e condizioni tecnico-economiche per il ritiro dell'energia elettrica ai sensi dell'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387/03, e del comma 41 della legge 23 agosto 2004, n. 239/04
- **Deliberazione n.90/07:** Attuazione del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare 19 febbraio 2007, ai fini dell'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante impianti fotovoltaici
- **CEI 11-20:** "Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di 1°e 2° categoria"
- **CEI 64-8:** "Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e a 1500V in corrente continua"
- **CEI EN 60904-1 (CEI 82-1):** "Dispositivi fotovoltaici Parte1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente"
- **CEI EN 60904-2 (CEI 82-2):** "Dispositivi fotovoltaici-Parte2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento"
- **CEI EN 60904-3 (CEI 82-3):** "Dispositivi fotovoltaici-Parte3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento"
- **CEI EN 61727 (CEI 82-9):** "Sistemi fotovoltaici (FV)- Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo con la rete"
- **CEI EN 61215 (CEI 82-8):** "Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni

terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo"

- **CEI EN 61646 (CEI 82-12):** "Moduli fotovoltaici (FV) a film sottile per usi terrestri – Qualifica del progetto e approvazione di tipo"
- **CEI EN 50380 (CEI 82-22):** "Fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici"
- **CEI 82-25:** "Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione"
- **CEI EN 62093 (CEI 82-24):** "Componenti di sistemi fotovoltaici – moduli esclusi (BOS)-Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali (CEI, ASSOSOLARE)"
- **CEI EN 61000-3-2 (CEI 110-31):** "Compatibilità elettromagnetica (EMC) -Parte3: Limiti- Sezione2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso <=16° per fase)"
- **CEI EN 60555-1:** "Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici ed a equipaggiamenti elettrici simili-Parte1: Definizioni"
- **CEI EN 60439 (CEI 17-13):** "Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione"
- **CEI EN 60439-1 (CEI 17-13/1):** "Apparecchiature soggette a prove di tipo (AS) e apparecchiature parzialmente soggette a prove di tipo (ANS)"
- **CEI EN 60439-2 (CEI 17-13/2):** "Prescrizioni particolari per i condotti sbarre"
- **CEI EN 60439-3 (CEI 17-13/3):** "Prescrizioni particolari per apparecchiature assiemate di protezione e di manovra destinate ad essere installate in luoghi dove personale non addestrato ha accesso al loro uso - Quadri di distribuzione (ASD)"
- **CEI EN 60445 (CEI 16-2):** "Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione-Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico"
- **CEI EN 60529 (CEI 70-1):** "Gradi di protezione degli involucri (codice IP) "
- **CEI EN 60099-1 (CEI 37-1):** "Scaricatori-Parte1: Scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata"
- **CEI 20-19:** "Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750V"
- **CEI 20-20:** "Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750V"
- **CEI EN 62305 (CEI 81-10):** Protezione contro i fulmini serie composta da:
- **CEI EN 62305-1 (CEI 81-10/1):** "Principi generali"
- **CEI EN 62305-2 (CEI 81-10/2):** "Valutazione del rischio"
- **CEI EN 62305-3 (CEI 81-10/3):** "Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone"
- **CEI EN 62305-4 (CEI 81-10/4):** "Impianti elettrici ed elettronici interni alle

strutture”

- **CEI 81-3:** “Valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato”
- **CEI 0-2:** “Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici”
- **UNI 10349:** “Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici”
- **CEI EN 61724 (CEI 82-15):** “Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici. Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati”
- **CEI 0-16:** “Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alla reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica”
- **D.Lgs.81/08:** Per la sicurezza e la prevenzione degli infortuni sul lavoro
- **D.Lgs.37/08:** Per la sicurezza elettrica
- **Norme UNI/ISO:** Per le strutture di supporto
- **Norme CEI/IEC:** Per i moduli fotovoltaici
- ***Guida per le connessioni alla rete elettrica di e-distribuzione – Ed. 6.0– Agosto 2017*** - Criteri di allacciamento di impianti di produzione alla rete BT di distribuzione

I riferimenti di cui sopra possono non essere esaustivi. Ulteriori disposizioni di legge, norme e deliberazioni in materia, anche se non espressamente richiamati, verranno considerati e applicabili.

Qualora le sopra elencate norme tecniche siano modificate o aggiornate, verranno seguite le norme più recenti.

Si applicano inoltre per quanto compatibili con le norme elencate, i documenti tecnici emanati dalle società di distribuzione di energia elettrica riportanti disposizioni applicative per la connessione di impianti fotovoltaici collegati alla rete elettrica.

3. Sito d'installazione e dati di progetto

L'impianto fotovoltaico sarà realizzato presso terreni agricoli siti nel Comune di LICATA, individuati catastalmente nel N.C.T. al **foglio 5** particella n° 220, **foglio 6** particelle n° 16, 19, 58, 59, 109, 111, 113, 235, 237, **foglio 7** particelle n° 18, 19, 26, 44, 46, 51, 53, 104, 106, 143, 237, 373 e **foglio 16** particelle n° 5, 8, 9, 12, 13, 14, 74, 75, 76, 79, 80, 139, 165, 167, 168, 169, 170, 172, 173, 174, 176, 177, 186, 188, 189, 190, 191, 192, 194, 332, 333, 400, 401, 402, 413, 415, 442, 443, 477.

Dati relativi al committente

Ragione sociale	DREN SOLARE 13 S.R.L.
Sede legale	*Via Triboldi Pietro n° 4* *26015 SORESINA (CR)*
Amministratore unico	*Andrea Paolo Bondi*
Codice Fiscale / Partita IVA	01785270198

Località di realizzazione dell'intervento

Indirizzo	*92027 Comune di LICATA (AG)*
Destinazione d'uso dell'immobile	*Agricolo*
Dati catastali	**foglio 5** particella n° 220, **foglio 6** particelle n° 16, 19, 58, 59, 109, 111, 113, 235, 237, **foglio 7** particelle n° 18, 19, 26, 44, 46, 51, 53, 104, 106, 143, 237, 373 e **foglio 16** particelle n° 5, 8, 9, 12, 13, 14, 74, 75, 76, 79, 80, 139, 165, 167, 168, 169, 170, 172, 173, 174, 176, 177, 186, 188, 189, 190, 191, 192, 194, 332, 333, 400, 401, 402, 413, 415, 442, 443, 477.

Dati di progetto relativi alla rete di collegamento

Tipo di intervento richiesto	*Nuovo impianto*
Dati di connessione elettrica	
- Tipo di fornitura	*Trifase Alta Tensione*
- Punto di consegna	*Nuovo stallo 36 kV in Stazione Elettrica 220/36kV*
- Modalità di connessione	*Tramite nuovo cavidotto interrato uscente dalla cabina di smistamento dell'impianto FV.*
-Tensione nominale	*da definire*

3.1 Ubicazione della cabina di consegna e dati catastali

La cabina elettrica di consegna a servizio dell'impianto fotovoltaico sarà ubicata nel lotto N. 9, nel terreno individuato catastalmente nel N.C.T. del comune di LICATA al foglio 16, particella n° 413.

Il sito presenta le seguenti coordinate geografiche:

Lotto n°1:

- Latitudine: 37°12'16.54"N;
- Longitudine: 13°53'4.73"E;

Lotto n°2:

- Latitudine: 37°12'9.21"N;
- Longitudine: 13°52'59.29"E;

Lotto n°3:

- Latitudine: 37°12'0.29"N;
- Longitudine: 13°53'5.79"E.

Lotto n°4:

- Latitudine: 37°11'42.64"N;
- Longitudine: 13°53'5.96"E;

Lotto n°5:

- Latitudine: 37°11'39.18"N;
- Longitudine: 13°52'57.76"E;

Lotto n°6:

- Latitudine: 37°11'29.45"N;
- Longitudine: 13°52'35.28"E.

Lotto n°7:

- Latitudine: 37°11'29.37"N;
- Longitudine: 13°53'18.85"E;

Lotto n°8:

- Latitudine: 37°11'14.85"N;
- Longitudine: 13°53'20.79"E;

Lotto n°9:

- Latitudine: 37°10'51.44"N;
- Longitudine: 13°53'13.57"E.

ad una altitudine di circa di ***242 m*** sul livello del mare

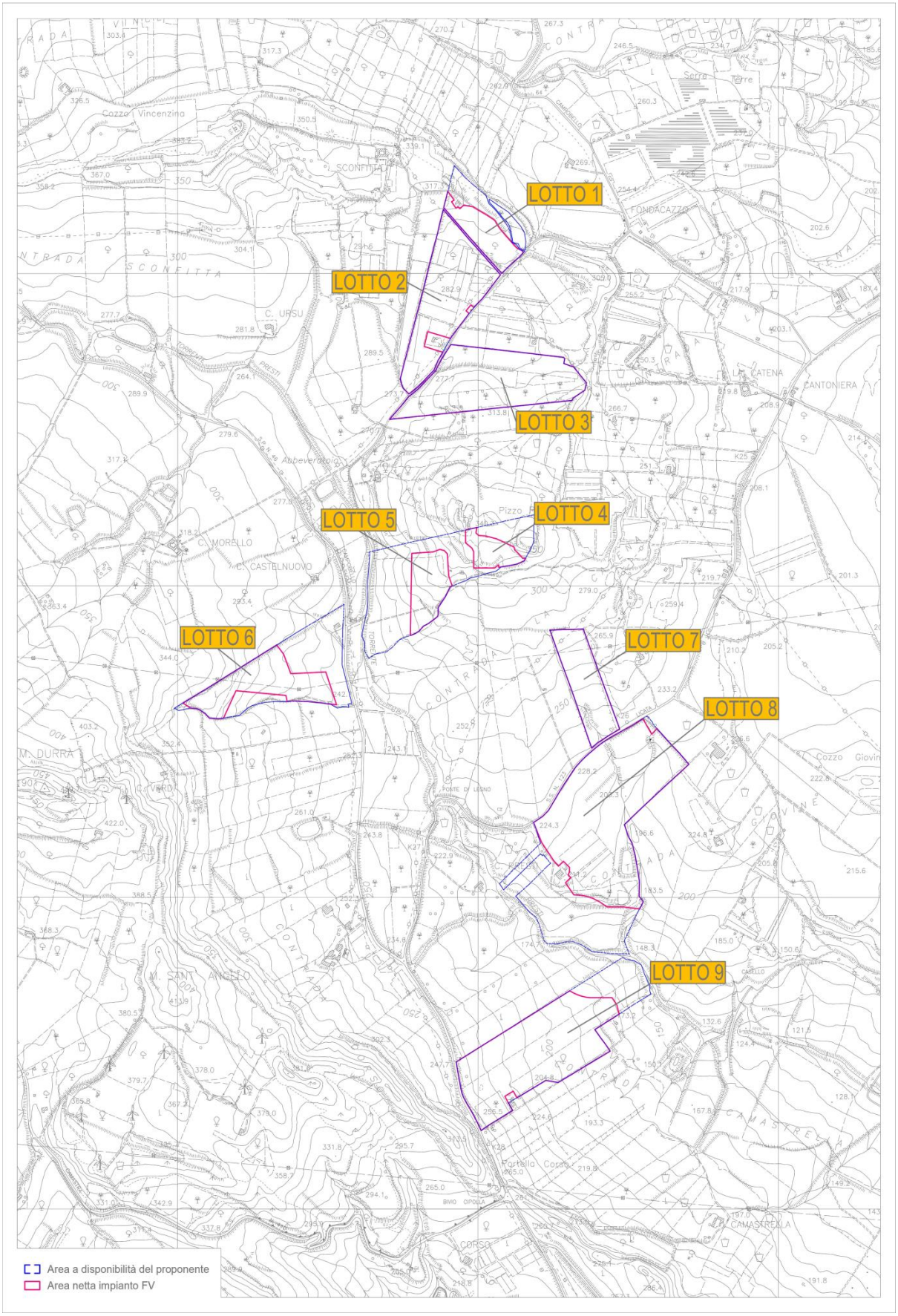


Figura 1 - Ubicazione dell'impianto nel Comune di LICATA

Figura 2 - Foto aerea del sito d'installazione dell'impianto fotovoltaico (contorno arancione)

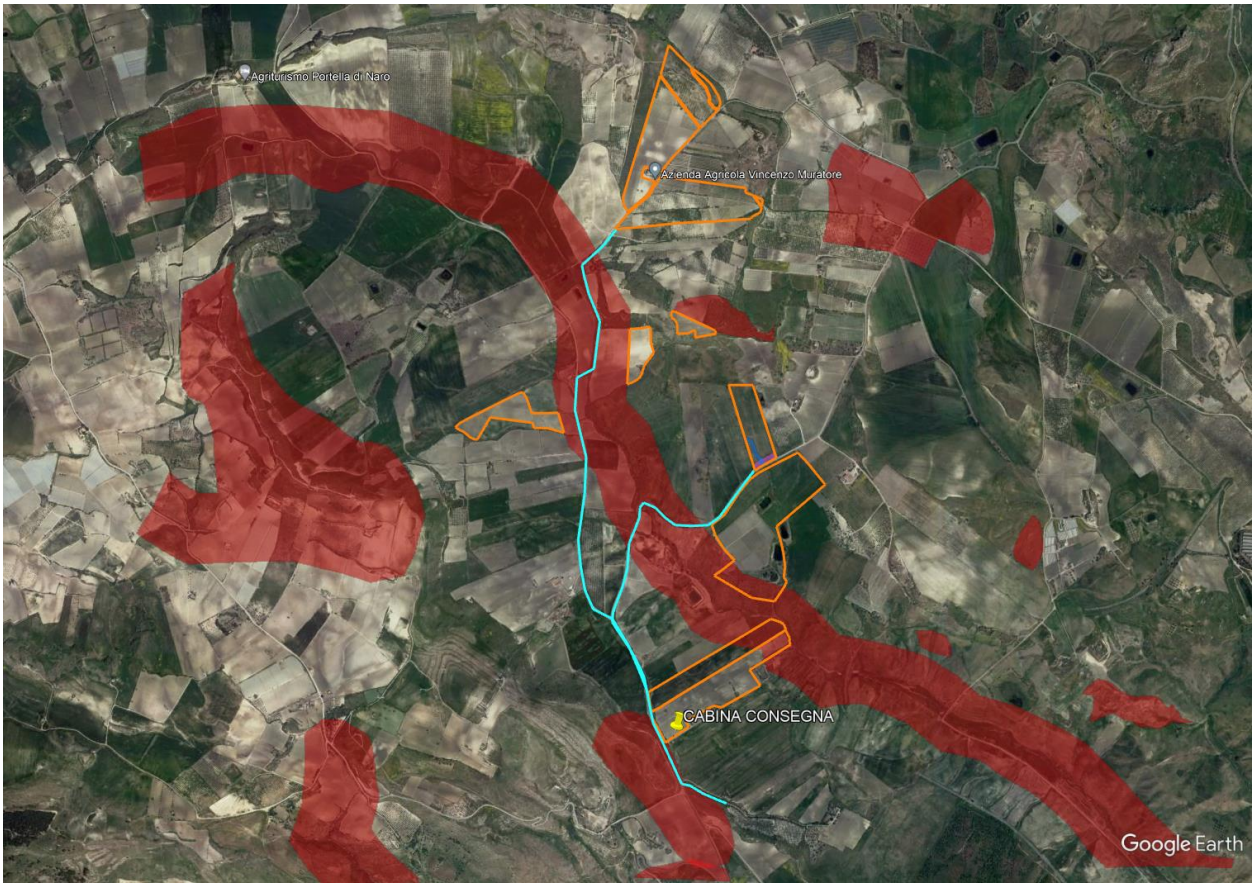


Figura 3 - Foto aerea del sito d'installazione dell'impianto fotovoltaico e della cabina di consegna

I siti su cui installati i generatori fotovoltaici nonché la cabina di consegna sono serviti da viabilità esistente in ottime condizioni, idonea a gestire il traffico risultante dalle attività di installazione e di manutenzione della cabina elettrica che sarà posizionata lungo il confine della proprietà.

3.2 Dati catastali

La cabina di consegna dell'impianto fotovoltaico, destinata al collegamento del generatore fotovoltaico verrà ubicata all'interno di terreno del lotto n. 9 individuato catastalmente nel N.C.T. del comune di LICATA al foglio 16, particella n° 413 (vedi visura catastale ed estratto di mappa catastale riportati in allegato al progetto). Come già specificato, l'impianto fotovoltaico verrà installato nei lotti di terreno precedentemente specificati.

3.3 Calcolo della potenza nominale dell'impianto

sottocampo	riferimento inverter	numero di inverter	potenza nominale	numero Quadro Campo	numero di stringhe	numero moduli	numero di moduli	potenza modulo	potenza quadro campo	potenza totale in CC	potenza totale immessa
1	GAMESA 1.1	1	4100	1	19	28	532	0,73	388,36		
				2	19	28	532	0,73	388,36		
				3	19	28	532	0,73	388,36		
				4	19	28	532	0,73	388,36		
				5	19	28	532	0,73	388,36		
				6	20	28	560	0,73	408,80		
				7	20	28	560	0,73	408,80		
				8	20	28	560	0,73	408,80	3.168,20	3.168,20
	GAMESA 1.2	1	4100	1	23	28	644	0,73	470,12		
				2	23	28	644	0,73	470,12		
				3	23	28	644	0,73	470,12		
				4	23	28	644	0,73	470,12		
				5	23	28	644	0,73	470,12		
				6	23	28	644	0,73	470,12		
				7	23	28	644	0,73	470,12	3.290,84	3.290,84
	GAMESA 1.3	1	4100	1	27	28	756	0,73	551,88		
				2	27	28	756	0,73	551,88		
				3	27	28	756	0,73	551,88		
				4	27	28	756	0,73	551,88		
				5	27	28	756	0,73	551,88		
				6	26	28	728	0,73	531,44		
				7	26	28	728	0,73	531,44	3.822,28	3.822,28
2	KACO 1.1	1 (6 inv)	990	1	7	28	196	0,73	143,08		
				1	7	28	196	0,73	143,08		
				1	8	28	224	0,73	163,52		
				1	8	28	224	0,73	163,52		
				1	8	28	224	0,73	163,52		
				1	8	28	224	0,73	163,52	940,24	940,24
	KACO 1.2	1 (6 inv)	990	1	7	28	196	0,73	143,08		
				1	8	28	224	0,73	163,52		
				1	8	28	224	0,73	163,52		
				1	8	28	224	0,73	163,52		
				1	8	28	224	0,73	163,52		
				1	8	28	224	0,73	163,52	960,68	960,68
	KACO 1.3	1 (6 inv)	990	1	7	28	196	0,73	143,08		
				1	8	28	224	0,73	163,52		
				1	8	28	224	0,73	163,52		
				1	8	28	224	0,73	163,52		
				1	8	28	224	0,73	163,52		
				1	8	28	224	0,73	163,52	960,68	960,68
3	KACO 2.1	1 (6 inv)	990	1	8	28	224	0,73	163,52		
				1	8	28	224	0,73	163,52		
				1	7	28	196	0,73	143,08		
				1	7	28	196	0,73	143,08		
				1	7	28	196	0,73	143,08		
				1	8	28	224	0,73	163,52	919,80	919,80
	KACO 2.2	1 (6 inv)	990	1	8	28	224	0,73	163,52		
				1	7	28	196	0,73	143,08		
				1	7	28	196	0,73	143,08		
				1	8	28	224	0,73	163,52		
				1	7	28	196	0,73	143,08		
				1	8	28	224	0,73	163,52	919,80	919,80
	KACO 2.3	1 (6 inv)	990	1	8	28	224	0,73	163,52		
				1	7	28	196	0,73	143,08		
				1	8	28	224	0,73	163,52		
				1	7	28	196	0,73	143,08		
				1	8	28	224	0,73	163,52		
				1	7	28	196	0,73	143,08	919,80	919,80
4	GAMESA 4.1	1	4100	1	23	28	644	0,73	470,12		
				2	22	28	616	0,73	449,68		
				3	22	28	616	0,73	449,68		
				4	22	28	616	0,73	449,68		
				5	22	28	616	0,73	449,68		
				6	22	28	616	0,73	449,68		
				7	23	28	644	0,73	470,12	3.188,64	3.188,64
	GAMESA 4.2	1	4100	1	23	28	644	0,73	470,12		
				2	22	28	616	0,73	449,68		
				3	22	28	616	0,73	449,68		
				4	22	28	616	0,73	449,68		
				5	22	28	616	0,73	449,68		
				6	22	28	616	0,73	449,68		
				7	23	28	644	0,73	470,12	3.188,64	3.188,64
	GAMESA 4.3	1	4100	1	30	28	840	0,73	613,20		
				2	30	28	840	0,73	613,20		
				3	29	28	812	0,73	592,76		
				4	29	28	812	0,73	592,76		
				5	30	28	840	0,73	613,20		
				6	30	28	840	0,73	613,20	3.638,32	3.638,32
	GAMESA 4.4	1	4100	1	26	28	728	0,73	531,44		
				2	25	28	700	0,73	511,00		
				3	25	28	700	0,73	511,00		
				4	25	28	700	0,73	511,00		
				5	25	28	700	0,73	511,00		
				6	25	28	700	0,73	511,00		
				7	25	28	700	0,73	511,00	3.597,44	3.597,44
5	GAMESA 5.1	1	4100	1	27	28	756	0,73	551,88		
				2	27	28	756	0,73	551,88		
				3	27	28	756	0,73	551,88		
				4	27	28	756	0,73	551,88		
				5	27	28	756	0,73	551,88		
				6	28	28	784	0,73	572,32	3.331,72	3.331,72
	GAMESA 5.2	1	4100	1	29	28	812	0,73	592,76		
				2	29	28	812	0,73	592,76		
				3	29	28	812	0,73	592,76		
				4	29	28	812	0,73	592,76		
				5	28	28	784	0,73	572,32		
				6	28	28	784	0,73	572,32	3.515,68	3.515,68
	GAMESA 5.3	1	4100	1	27	28	756	0,73	551,88		
				2	27	28	756	0,73	551,88		
				3	27	28	756	0,73	551,88		
				4	27	28	756	0,73	551,88		
				5	26	28	728	0,73	531,44		
				6	26	28	728	0,73	531,44	3.270,40	3.270,40
	TOTALE				**1.939**		**54.292**			**39.633,16**	**39.600,00**

4. Calcolo dell'energia prodotta

La quantità di energia elettrica in produzione dal campo fotovoltaico in argomento è stata stimata sulla base di dati radiometrici citati dalla norma UNI 10349 o dell'Atlante europeo della radiazione solare, nonché dai data base statistici delle radiazioni solari nella zona di LICATA (AG).

Facendo uso di un software PVGIS che calcola approssimativamente l'energia generata nella località specifica, sviluppato e messo a disposizione dal Joint Research Center della European Commission nonché da altri software messi a disposizione delle diverse case fornitrici di moduli fotovoltaici e inverter, sono stati ricavati i valori qui sotto esposti.

Assumendo nella zona di LICATA (AG), ad una altitudine di ***242 m*** sul livello del mare, latitudine ***37°11'20.09"*** Nord, longitudine ***13°53'19.84"*** Est, l'installazione di un impianto fotovoltaico costituito da 54.292 moduli in silicio monocristallino da ***730 Wp*** del tipo bifacciale half-cell con 132(2x66) celle THC (N type Heterojunction Cell) della ***TW SOLAR***, modello ***TWMHF-66HD730W***, con 30 anni di garanzia sulla linearità della produzione e 12 anni di garanzia sui materiali e costruzione, orientati verso sud e installati su inseguitore orizzontale a singolo asse, del tipo ad inseguimento solare da est a ovest sull'asse di rotazione orizzontale nord - sud (inclinazione 0°), e considerando degli inverter con un grado di efficienza massima del 98,8%, si può assumere un rendimento energetico specifico approssimato, per ogni kW_p nominali del generatore fotovoltaico di:

2.035,07 **kWh/anno**

Con una riduzione di emissione di CO_2 totale, per una produzione stimata di ***81.737.735,90*** kWh/anno di:

55.172,97 ton/anno

e una riduzione di emissione di NO_x totale di:

122.606,60 kg/anno

e un risparmio energetico totale di:

15.278,07 TEP/anno (Tonnellata equivalente di petrolio/anno)

L'impianto è stato progettato per avere una potenza attiva, lato corrente alternata, superiore al 75% del valore della potenza nominale del sistema fotovoltaico, riferita alle particolari condizioni di irradianza della località in oggetto.

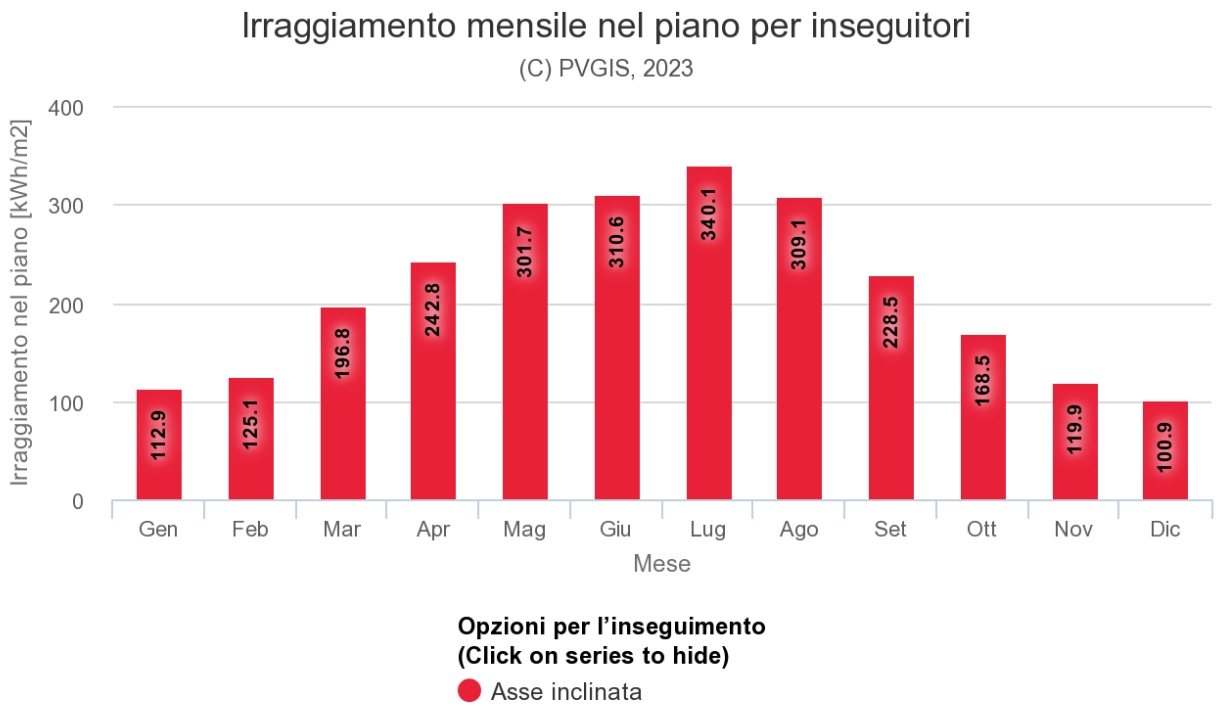


Figura 1 - Irradiazione mensile media dell'area scelta per l'installazione del generatore fotovoltaico

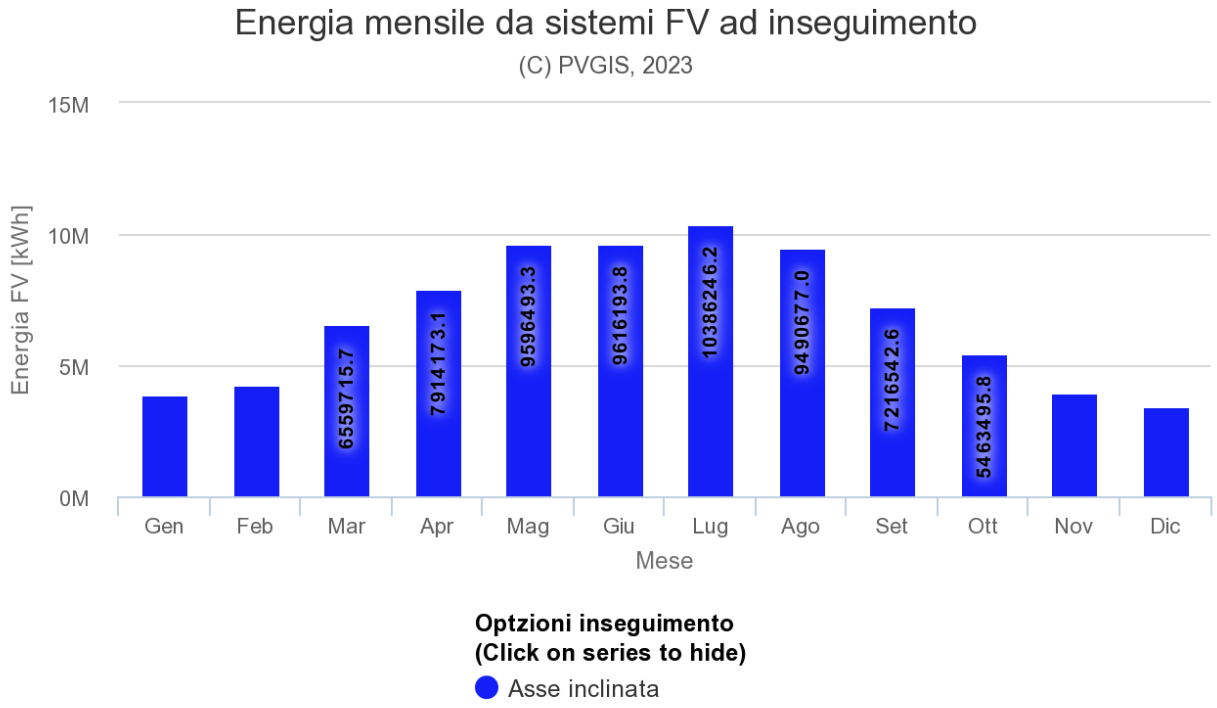


Figura 2 - Stima di produzione elettrica fotovoltaica del generatore fotovoltaico

Quest'ultimo grafico mostra l'energia elettrica (stimata) che si può aspettare mensilmente da un sistema fotovoltaico con i parametri scelti di inclinazione e orientamento per i valori di irraggiamento di Figura 1.

I dati di produzione vengono ricavati da una media mensile di irradiazione per il sito ubicato a *latitudine* **37°11'20.09"** *Nord, longitudine* ***13°53'19.84"*** *Est, ad una altitudine di* ***242 m*** sul livello del mare per un impianto con le seguenti caratteristiche:

Potenza nominale del sistema FV: 39.633,16 kW_p (silicio monocristallino)
Inclinazione dei moduli: 0°
Orientamento (azimuth) dei moduli: inseguimento solare da est a ovest sull'asse di rotazione orizzontale nord
Stima delle perdite causato dalla temperatura: 6,46% (usando dati di temperatura locali)
Perdite stimate causate dall'effetto angolare di riflessione: 1,6%
Altre perdite (cavi, inverter, etc.): 14%
Totale delle perdite di sistema FV: 20,41%

PRODUZIONE ELETTRICA FV potenza nominale=40.164,6 kW, Perdite di sistema=20.41%		
	Inclinazione = 0°, Orientamento = Sud	
Mese	**Produzione mensile (kWh)**	**Irradiazione media mensile (kWh /mq)**
Gennaio	3.853.153,20	112,90
Febbraio	4.243.261,50	125,10
Marzo	6.559.715,70	196,80
Aprile	7.914.173,10	242,80
Maggio	9.596.493,30	301,70
Giugno	9.616.193,80	310,60
Luglio	10.386.246,20	340,10
Agosto	9.490.677,00	309,10
Settembre	7.216.542,60	228,50
Ottobre	5.463.495,80	168,50
Novembre	3.988.514,20	119,90
Dicembre	3.409.269,50	100,90
Media annuale	**6.811.477,99**	**213,08**
Produzione annuale (kWh)	**81.737.735,90**	

Figura 3 - Stima di produzione elettrica fotovoltaica del generatore fotovoltaico

5. Descrizione tecnica dell'impianto

Il generatore fotovoltaico sarà composto da 54.292 moduli in silicio monocristallino da ***730 Wp*** del tipo bifacciale half-cell con 132(2x66) celle THC (N type Heterojunction Cell) della ***TW SOLAR***, modello ***TWMHF-66HD730W*** con un rendimento del 23,5%, orientati verso sud e installati su inseguitore orizzontale a singolo asse, del tipo ad inseguimento solare da est a ovest sull'asse di rotazione orizzontale nord - sud (inclinazione 0°).

I moduli saranno strutturati in 1.939 stringhe da 28 moduli collegati elettricamente in serie, per una potenza totale, lato CC, di 39.633,16 kW_p.

La conversione dell'energia generata in corrente continua a corrente alternata, verrà eseguita a mezzo inverter Gamesa Proteus modello Proteus PV 4100, nei lotti (campi) dove la potenza installata supera i 3MW e cabine container da 1MW costituite da 6 inverter KACO da 165kW modello Blueplanet 165 TL3, coordinati alle stringhe collegate nella configurazione più efficiente.

Gli inverter Gamesa Proteus verranno collegati a cabine per l'elevazione della tensione a 36kV. Le cabine container saranno dotate di trasformatore da 1,250 MVA.

Sia le cabine di trasformazione abbinate agli inverter Gamesa così come le cabine container degli inverter KACO, saranno tra di loro idoneamente collegate in entra ed esce, in configurazione ad anello, per garantire la continuità del flusso della produzione evitando eventuali disservizi.

Le stringe, eseguite con cavo solare del tipo H1Z2Z2-K, costituito da conduttore in rame stagnato, formazione flessibile, classe 5 isolato e protetto da compound reticolato (LS0H), con tensione nominale in C.C. Uo/U di 1500/1500 V c.c. e tensione massima di funzionamento in c.c. (Um), anche verso terra, di 1.800V, saranno elettricamente collegate tramite un quadretto di campo in quanto:

- Ogni inverter è costituito da un unico canale di ingresso DC;
- Gli inverter hanno elevata corrente DC d'ingresso.
- Gli inverter saranno installati in posizione baricentrica rispetto alle strutture, quest'ultime suddivise in stringhe da 28 moduli collegate al convertitore.

I quadri di campo di ciascun inverter accoglieranno un numero totale di almeno 7 stringhe.

L'uscita di ciascun inverter GAMESA verrà collegata alla cabina di trasformazione BT/AT con trasformatori da 6.000 kVA a cui fa capo lo specifico sotto campo.

L'uscita di ciascun inverter KACO, eseguita con cavo unipolare a doppio isolamento del tipo FG16R16, verrà collegata al quadro BT della cabina di trasformazione BT/AT con trasformatori da 1.250 kVA a cui fa capo lo specifico sotto campo.

La cabina in argomento, costituita da 1 trasformatore, sarà progettata e costruita per adempire alle caratteristiche proprie degli impianti solari decentralizzati realizzati con inverter di stringa.

Le cabine assemblate in box prefabbricati saranno costituite da trasformatore isolati in resina ottimizzato, quadri AT isolati in gas SF6, quadro BT per realizzare per la gestione inverter nonché degli scomparti AT isolati in gas SF6 all'uscita del trasformatore con rapporto BT/AT di 0,6/36kV. Queste sono anche munite di una serie di servizi ausiliari disponibili. Le cabine prefabbricate saranno invece composte dagli stessi componenti e dalle apparecchiature complete di quadro BT, dove verrà realizzato il parallelo degli inverter nonché gli scomparti AT isolati in gas SF6, all'uscita del trasformatore con rapporto BT/AT di 0,66/36kV.
La linea di collegamento dell'inverter alla relativa cabina BT/AT, eseguita con cavi unipolari del tipo FG16R16 adatti a tensione nominale verso terra e tensione nominale (U_o/U) non inferiore a 0,6/1kV, con conduttore a corda flessibile di rame rosso classe 5 isolato in gomma di qualità G16 e protetto da guaina in PVC di qualità R16, colore grigio perla, non propagante l'incendio e a ridotta emissione di gas corrosivi, saranno installate in cavidotto in PVC flessibile ad anelli rigidi posato sotto terra a non meno di 1m di profondità dal piano di campagna.
L'uscita in alta tensione di ciascuna cabina di trasformazione verrà collegata in entra ed esce alle altre cabine di elevazione BT/AT che definiscono ciascun sotto campo (Vedi schema unifilare), a mezzo linea eseguita con terne di cavi unipolari per la distribuzione interrata dell'energia elettrica a tensione 26/45kV, con isolamento in gomma HEPR di qualità G16 sotto guaina di PVC, del tipo RG16H1R 26/45kV, con conduttore a corda di rame rosso di formazione rigida compatta classe 2, CEI EN 60228 classe 2, con mescola estrusa quale semiconduttivo interno, mescola a base di PVC qualità R12, con schermo protettivo in fili di rame.
I campi e sotto campi saranno collegati ad anello configurando l'entra ed esce delle linee nella cabina utente di trasformazione BT/AT.

I due anelli costituiti nell'impianto faranno capo alla cabina di consegna a mezzo la quale verrà allacciato l'impianto alla rete di distribuzione di TERNA.

La marca e il tipo dei componenti dell'impianto potranno differire da quelli descritti, in base all'effettiva disponibilità nel mercato in fase di realizzazione.

5.1. Generatore Fotovoltaico

Il generatore fotovoltaico sarà composto da moduli ***TW SOLAR*** da 730Wp, modello ***TWMHF-66HD730W***, del tipo bifacciale half-cell con 132(2x66) celle THC (N type Heterojunction Cell), con un rendimento complessivo a lungo termine del 23,5%. I moduli hanno 12 anni di garanzia sul prodotto, inclusa la garanzia lineare di 30 anni sulle prestazioni.
Le caratteristiche del modulo fotovoltaico sono:

Potenza nominale del modulo:	*730 Wp*
Tipo di celle:	*Silicio Monocristallino*
Tensione a circuito aperto (Voc):	*50,12 V*
Corrente di corto circuito (Isc):	*18,01 A*
Tensione Vmpp:	*42,89 V*
Corrente Impp:	*17,03 A*
Grado di efficienza:	*23,5 %*
Coefficiente termico Voc:	*- 0,240 % / K*
Coefficiente termico Isc:	*+ 0,04 % / K*
Coefficiente termico Pmpp:	*- 0,26 % / K*
Dimensioni:	*2.384 mm x 1.303 mm x 35 mm*
Peso:	*38,7 kg*
Certificati:	*IEC 61215, TUV classe di sicurezza II*

Le caratteristiche dell'impianto fotovoltaico sono:

Numero totale di moduli:	*54.292*
Numero di sotto campi	*16*
Numero totale di stringhe:	*1.939*
Numero di moduli per stringa:	*28 nelle 1.939 stringhe*
Tensione a vuoto stringa Voc a 0°C:	*1.487,4 V*
Tensione di stringa Vmpp a 62°C:	*1.094,5 V*
Tensione di stringa Vmpp a 77°C:	*1.051,4 V*
Superficie dei moduli in pianta:	*168.650 m^2*

Ognuno dei sottocampi in cui è strutturato il generatore fotovoltaico fa capo a delle cabine prefabbricate di trasformazione, appositamente dimensionate per l'elevazione della tensione BT a AT.

5.2. Struttura di sostegno

Per struttura di sostegno di un generatore fotovoltaico si intende il manufatto adoperato per il supporto e fissaggio dei moduli nonché l'ancoraggio a superficie stabile dell'insieme di moduli fotovoltaici, in modo ottimizzante dell'esposizione e dell'orientamento di questi rispetto alla radiazione solare.

Le strutture di sostegno sono calcolate per resistere alle seguenti sollecitazioni dei diversi carichi:

- carichi permanenti;
    - peso strutture;
    - peso zavorre;
    - peso moduli;
    - peso cavi e ausiliari;
- sovraccarichi;

- carico da neve;
- spinta del vento;
- variazioni termiche;
- effetti sismici.

I moduli saranno installati su inseguitori solari monoassiali in modo di massimizzare la produzione, con la possibilità di un incremento garantito fino al 25% della produzione resa dall'impianto ad installazione fissa.

L'inseguitore orizzontale a singolo asse, del tipo con dispositivi elettromeccanici, segue il sole durante tutto il giorno da est a ovest sull'asse di rotazione orizzontale nord - sud (inclinazione 0 °).

Il layout in campo degli inseguitori orizzontali ad asse singolo sarà tale da posizionare correttamente l'uno rispetto all'altro e mantenere tutti gli assi di rotazione paralleli tra loro in modo di ottenere la massima produzione ed evitare l'ombreggiamento tra inseguitori.

Con l'implementazione del sistema di backtracking si garantirà che una serie di pannelli non oscuri i pannelli adiacenti di un altro inseguitore.

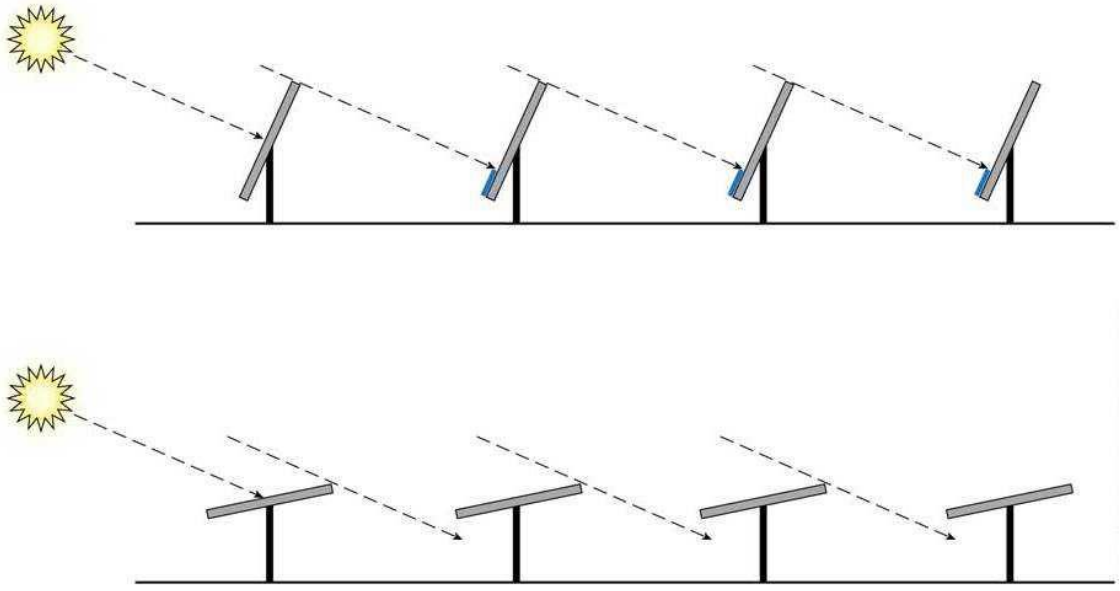


Figura 4 - Sistema di backtracking

Quando l'angolo di elevazione del Sole è basso nel cielo, all'inizio o alla fine il giorno, l'ombreggiatura dei moduli potrebbe causare la riduzione dell'output dell'intero sistema. Il backtracking ruota l'apertura del corpo rotante, eliminando il deleterio effetto di auto-shading e massimizzazione del rapporto di copertura del suolo. Grazie a questa funzione, è stato possibile accorciare la distanza tra i vari inseguitori.

La struttura dell'inseguitore è completamente adattabile alle dimensioni del pannello fotovoltaico, condizioni geotecniche del sito specifico e spazio di installazione disponibile. La configurazione

elettrica delle stringhe richiede la seguente tabella di configurazione dell'inseguitore con moduli fotovoltaici disposti verticalmente:

Struttura di 14, 28 e/o 56 moduli fotovoltaici installati in verticale

- Componenti meccanici della struttura in acciaio: con montanti (generalmente alti circa 3 m comprese le basi) e tubolari quadrati (le specifiche dimensionali variano in base al terreno e al vento e sono inclusi nelle specifiche tecniche istituite durante la progettazione preliminare del progetto). Supporto del profilo Omega e ancoraggio del pannello.
- Componenti meccanici del movimento con motori (attuatore elettrico lineare AC), scheda elettronica per il controllo del movimento.
- La distanza tra i tracker (I) verrà impostata in base alle specifiche progettuali.
- L'altezza minima da terra (D) è: 2,10 m
- Ogni struttura di inseguimento completa del relativo blocco di fondazione pesa circa 600 kg.

Figura 5 - Caratteristiche dimensionali

Le strutture di sostegno saranno adeguatamente distanziate, le une dalle altre, lungo la direzione Ovest-Est.

Tale distanza, considerando la caratteristica del sistema di backtracking, è stata scelta per limitare l'ombra che ogni fila potrebbe genera su quella successiva.

Le strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici saranno ancorate al suolo mediante paletti di fondazione posti ad una profondità di posa di mt 2,80 mediante la tecnica del "battipalo". La profondità di tali strutture verrà accuratamente valutata mediante prove dirette condotte in situ mediante dinamometro.

5.3. Convertitore CC/AC

La corrente continua generata dai moduli fotovoltaici verrà trasformata in corrente alternata tramite gli inverter che formano il gruppo decentralizzato di conversione CC/AC dell'impianto fotovoltaico. Gli inverter installati potranno essere, a seconda della dimensione del campo di generazione o della Gamesa Proteus modello Proteus PV 4100 piuttosto che della ***KACO*** modello ***Blueplanet 165 TL3***, costituiti da 1 canale di ingresso DC per ciascun MPPT.

Dati tecnici dell'inverter Gamesa Proteus PV 4100:

Dati in ingresso	
Campo di tensione MPTT	*835~1300 V*
Numero di MPTT indipendenti:	*1*
Numero di connessione per tracker	*2*
Corrente CC massima in ingresso a 40°C:	*2 x 2500 A*
Corrente CC massima in ingresso a 55°C:	*2 x 2220 A*
Dati in uscita	
Potenza nominale CA di uscita a 40°C:	*4095 kW*
Potenza nominale CA di uscita a 55°C:	*3637 kW*
Tensione massima CA di uscita:	*660 Vrms*
Massima corrente CA di uscita:	*3940 Arms*
Intervallo di frequenze:	*50/60 Hz*
Distorsione della corrente di rete:	*< 1%*
Rendimento	
Grado di rendimento massimo:	*99,45 %*
Dimensioni e peso:	
Larghezza/altezza/profondità in mm:	*4,325/1,022/2,25 m*
Peso approssimativo:	*4045 kg*
Grado di protezione:	*IP55*

Figura 6 - Inverter Gamesa Proteus, mod. Proteus PV 4100

Dati tecnici dell'inverter KACO Blueplanet 165 TL3:

Dati in ingresso	
Campo di tensione MPTT	*960~1300 V*
Numero di MPTT indipendenti:	*1*
Numero di connessione per tracker	*2*
Corrente CC massima in ingresso:	*183 A*
Dati in uscita	
Potenza nominale CA di uscita:	*165 kW*
Tensione massima CA di uscita:	*660 V*
Massima corrente CA di uscita:	*152 A*
Intervallo di frequenze:	*45 Hz – 65 Hz*
Distorsione della corrente di rete:	*< 3%*
Rendimento	
Grado di rendimento massimo:	*99,1 %*
Dimensioni e peso:	
Larghezza/altezza/profondità in mm:	*719/699/460mm*
Peso approssimativo:	*78,2 kg*
Grado di protezione:	*IP66*

Figura 6 - Inverter KACO, mod. Blueplanet 165 TL3

L'uscita a 600V o 660V AC trifase degli inverter verrà convogliata nelle cabine di trasformazione BT/AT per elevare la tensione a 36kV.

L'inverter, oltre alla conversione della corrente continua in corrente alternata attua il condizionamento e controllo della potenza trasferita, che tramite le cabine di elevazione della tensione BT/AT immette la potenza prodotta dal generatore fotovoltaico prima alla rete interna del produttore e dopo alla rete di TERNA, in conformità ai requisiti normativi tecnici e di sicurezza applicabili. In particolare, il convertitore CC/CA sarà rispondente alle norme su EMC, alla Direttiva Bassa Tensione (73/23/CEE e successiva modifica 93/68/CEE) e limitazione delle emissioni RF (radio frequenza) in conformità alle norme CEI 110-1, CEI 110-6, CEI 110-8.

I valori di tensione e corrente di ingresso dell'inverter sono compatibili con quella risultante dal dimensionamento delle stringhe del campo fotovoltaico a cui è connesso, mentre i valori della tensione e della frequenza in uscita dagli inverter è compatibile con quella in ingresso ai trasformatori delle cabine utenti di trasformazione. Le cabine saranno collegate ad uno dei due

anelli, eserciti a 36kV, della rete attiva di distribuzione del produttore. Gli anelli faranno capo a cabina di smistamento interna all'impianto FV destinata ad eseguire il parallelo delle dorsali. Tramite quest'ultima verrà realizzato il collegamento del generatore fotovoltaico alla rete di distribuzione di TERNA.

5.4. Quadro di Campo

In posizione idonea, generalmente baricentrica al gruppo di strutture che alimenta un determinato inverter, verrà installato apposito quadro di campo destinato a raccogliere ed eseguire il parallelo delle stringhe, nonché il sezionamento, la misurazione e il controllo dei dati in uscita dal generatore.

La realizzazione dell'impianto prevede l'installazione di inverter di stringa ***KACO*** mod. ***BLUEPLANET 165 TL3***, e inverter ***Gamesa Proteus*** mod. ***Proteus PV 4100*** caratterizzati come sopra specificato, costituiti da un unico MPPT, alimentati da diverse stringhe. Il sezionamento e protezione delle stringhe viene realizzato in quadretti di campo costituiti oltre che da sezionatore DC, munito da fusibile, da SPD Tipo 2 (con cartucce estraibili) per ognuna delle stringhe. Il quadretto di campo inoltre realizza il parallelo delle stringhe che alimentano l'unico canale dell'inverter, nonché la misurazione e il controllo dei dati in uscita dal generatore.

5.5. Sistema di controllo

Il sistema di controllo e monitoraggio permette, a mezzo un software dedicato, di interrogare in ogni istante l'impianto al fine di verificare la funzionalità dei moduli nonché degli inverter installati con la possibilità di visionare le indicazioni tecniche (Tensione, corrente, potenza ecc.) di ciascun quadro di campo e di ciascun inverter.

Permetteranno inoltre di leggere in memoria eventi storici di tutte le grandezze elettriche dei giorni passati.

5.6. Cabina di trasformazione e Cabina di smistamento

Le cabine di trasformazione dell'impianto fotovoltaico saranno collegate da 2 anelli composti da cavidotti 36kV e saranno di due tipi:

- Cabina con inverter di stringa KACO, trasformatore e relative protezioni
- Cabina compatta Gamesa Proteus PV 4100

La cabina con inverter di stringa sarà invece equipaggiata con :

- Quadro BT (QPCA 600 V)
- Trasformatore (6000 kVA Vcc=6% Dyn11)
- Quadro36kV (40,5kV- tensione di isolamento e corrente di cortocircuito gestibile massima 16kA)

- Sistema di alimentazione ausiliari con trasformatore BT-BT con quadro annesso e UPS)

La cabina compatta sarà composta internamente da:

- due inverter ognuno protetto lato DC da un interruttore motorizzato , un fusibile contro le sovracorrenti da cortocircuito con corrente nominale fino a 500A , scaricatori di sovratensione, sensore di guasto/isolamento del circuito verso terra e sensori di inversione di polarità. Invece nel lato AC ogni inverter sarà protetto da un interruttore motorizzato, 2 scaricatori di sovratensione SPD, dispositivo anti-isola, sensore di bassa o alta tensione in rete e sensore di frequenza per far sì che essa non si discosti troppo dalla frequenza nominale di 50 Hz (tipicamente si usa il range 50,3-49,7).
- Trasformatore 1250 kVA con corrente di cortocircuito pari al 6% della tensione nominale afferente al gruppo vettoriale Dyn11, filtri DC e AC per l'eliminazione delle armoniche inevitabilmente create dagli inverter.

Ogni cabina di trasformazione sarà collegata all'anello afferente@36kV in entra-esce.

La cabina di smistamento generale invece sarà composta da:

- 1 Quadro con tensione di isolamento 40,5kV-portata 800A- corrente di breve durata 16kA

Sarà installato il sistema di protezione associato al Dispositivo di Montante 1 (DM1), Sistema di Protezione Generale (SPG) che sarà composto da:

- Trasduttori di corrente di fase e di terra
- Relè di protezione con relativa alimentazione
- Circuiti di apertura dell'interruttore

Inoltre essendo un impianto di generazione di energia sarà installato un Dispositivo Di Interfaccia (DDI) in grado di assicurare la separazione dell'impianto dell'utente in caso di perdita di rete. A tale dispositivo verrà associato il Sistema di Protezione d'Interfaccia (SPI) che, in caso di mancanza dell'alimentazione sulla rete o in caso di guasto, sezionerà l'impianto di produzione dalla rete.

5.7. Cavi elettrici e di cablaggio

In generale, la tensione nominale dei cavi elettrici adoperati sarà superiore alla tensione del sistema elettrico di distribuzione in cui impiegati, e più specificamente:

- Il cavo solare del tipo H1Z2Z2-K, da utilizzarsi nella parte d'impianto in CC ha una tensione nominale (U0/U) di 1,5/1,5kV. La massima tensione a vuoto delle stringhe da 28 moduli, riferita alla temperatura di -7°C, sarà di 1.051,4Vcc (sistema isolato da terra).
- La tensione nominale dei cavi FG16R16 da utilizzarsi nella parte d'impianto in bassa tensione a CA, posati in cunicoli e/o cavidotti interrati, è di tensione nominale Uo/U: 0,6/1 kV.

- La tensione nominale dei cavi tipo RG7H1OR12 utilizzati nei collegamenti AT tra cabine nonché per la connessione alla rete di TERNA, è di 26/45kV eserciti 36kV.

Tutti i cavi saranno a norma CEI 20-13, CEI 20-22 II e CEI 20-37 I, marchiatura I.M.Q., colorazione delle anime secondo norme UNEL, grado d'isolamento 0,6/1 kV.

Nel rispetto della sicurezza degli operatori addetti ai lavori di verifica, adeguamento o manutenzione dell'impianto, i conduttori presenteranno la seguente colorazione:

- Conduttori per circuiti in c.c: siglato con indicazione del positivo con "+" e del negativo con "–"
- Conduttore di neutro: blu chiaro (obbligatorio)
- Conduttore di fase: grigio / marrone / nero
- Cavi di alta tensione: rosso

5.8. Strumenti di misura

L'impianto fotovoltaico sarà dotato di gruppi di misura per la contabilizzazione dell'energia prodotta e ceduta alla rete nonché di quella parte di energia prelevata, per l'alimentazione dei servizi ausiliari.

Quando il produttore fa esplicita richiesta che le attività d'installazione e manutenzione del gruppo di misura dell'energia sia svolta dall'Ente Distributore, questo utilizza componenti unificati.

Dato che il sistema di misura è soggetto a controllo fiscale, il responsabile dell"installazione e manutenzione dello stesso dovrà rilasciare al cliente la relativa certificazione di taratura fiscale se richiesta dall'Agenzia delle Dogane.

Caratteristiche dei trasformatori di misura dell'energia

Tutti i componenti di misura faranno riferimento allo stesso impianto di terra.

I trasformatori di misura saranno conformi alla norma CEI EN 60044-1 (trasformatori di corrente – TA) e CEI EN 60044-2 (trasformatori di tensione – TV).

Inoltre avranno caratteristiche costruttive adeguate alla tipologia di installazione e alla tensione di esercizio; in particolare, per le reti a tensione superiore a 30 kV, vengono raccomandati i seguenti valori minimi di grado di isolamento:

- Tensione minima di riferimento per l'isolamento: 45 kV (per situazioni particolari è possibile che l'ente distributore raccomandi valori diversi);
- Tensione di tenuta a frequenza industriale (50 Hz): 50 kV;
- Tensione di tenuta ad impulso atmosferico: 125 kV;

- La classe di precisione prescritta deve essere ≤ 0,5.

La potenza nominale (VA) dei trasformatori sarà compatibile con l'impedenza del circuito connesso a valle del secondario.

I trasformatori di corrente avranno idonee caratteristiche;

I TA e TV devono essere di tipo "dedicato" ovvero saranno utilizzati unicamente per il sistema di misura:

- I TA potranno avere più secondari, a patto che ogni avvolgimento abbia un nucleo distinto (TA a nuclei separati); di tali secondari uno deve essere destinato esclusivamente alla misura di interesse del Distributore e soddisfare i requisiti sulla precisione e la prestazione riportati in precedenza.
- I TV avranno unico rapporto di trasformazione adeguato alla tensione nominale di ingresso dei circuiti voltmetrici del misuratore.

I trasformatori di misura saranno alloggiati in uno scomparto, il cui sportello di chiusura deve consentire agevolmente le operazioni di sigillatura. I trasformatori di misura saranno installati in cabina di smistamento.

Requisiti funzionali del contatore

Gli apparecchi di misura saranno conformi alla normativa CEI EN 62054-21, e consentiranno:

1. la misurazione e la registrazione dell'energia attiva e reattiva (capacitiva e induttiva) prelevata e immessa nelle differenti condizioni di carico (attiva prelevata ed immessa, reattiva misurata nei quattro quadranti) ogni 15 minuti, nonché la rilevazione di tutti i parametri necessari alla identificazione e corretta gestione dei dati di misura;
2. la misurazione e la relativa registrazione dei valori massimi di potenza attiva (intesa come media nei 15 minuti) e la corrispondente data e ora;
3. l'impostazione da remoto delle fasce orarie;
4. l'impostazione automatica dell'ora legale/solare;
5. la rilevazione delle segnalazioni diagnostiche;
6. la sincronizzazione oraria in locale e da remoto;
7. la memorizzazione dei dati di misura energia (attiva e reattiva) registrati, come descritto al punto 1) per un periodo temporale di almeno 60 giorni

Verifiche

L'installazione e la messa in servizio delle apparecchiature di misura saranno a cura del soggetto responsabile dell'installazione e manutenzione del sistema di misura.

Come condizione preliminare all'attivazione dell'impianto, il sistema di misura dovrà essere sottoposto a verifica di prima posa da parte del responsabile dell'installazione e manutenzione

dello stesso. Inoltre per i misuratori si dovrà verificare la tele leggibilità dei dati di misura previsti da parte del sistema centrale di tele lettura dell'Ente Distributore. L'onere relativo alla verifica di prima posa è a carico del responsabile dell'installazione e manutenzione.
Le verifiche periodiche dell'apparecchiatura di misura saranno eseguite a cura del responsabile dell'installazione e manutenzione del sistema di misura, in conformità alla norma CEI 13-4, con cadenza almeno triennale. L'Ente Distributore si riserva di presenziare alle operazioni di verifica, in tal caso il responsabile dell'installazione e manutenzione è tenuto ad avvisare l'Ente in adeguato anticipo. Gli oneri relativi alle attività di verifica sono a carico del soggetto responsabile dell'installazione e manutenzione, in caso contrario le spese di verifica saranno a carico del soggetto richiedente la stessa.
I certificati di verifica, redatti come da norma CEI 13-4, dovranno essere inoltrati all'Ente Distributore.

5.9. Provvedimenti per la protezione

5.9.1. Protezione contro i contatti diretti

La protezione dai contatti diretti sarà conseguita con l'impiego di componenti e dispositivi idonei a garantire un adeguato grado d'isolamento, minimizzando il rischio di contatto diretto con parte attive dell'impianto.
È prevista l'adozione di adeguate misure di protezione dai contatti diretti anche nelle operazioni di verifica e manutenzione dell'impianto con isolamento delle parti attive a mezzo idonei schermi o involucri isolanti.

5.9.2. Protezione contro i contatti indiretti

La protezione contro i contatti indiretti consiste nel prendere le misure intese a proteggere le persone contro i pericoli risultanti dal contatto con parti conduttrici che possono andare in tensione in caso di cedimento dell'isolamento principale.
I metodi di protezione contro i contatti indiretti sono classificati come segue:

1) protezione mediante interruzione automatica dell'alimentazione;
2) protezione senza interruzione automatica del circuito (doppio isolamento, separazione elettrica, locali isolati, locali equipotenziali);
3) alimentazione a bassissima tensione;

La protezione mediante l'interruzione automatica dell'alimentazione è richiesta quando a causa di un guasto, si possono verificare sulle masse tensioni di contatto di durata e valore tali da rendersi pericolose per le persone.
Le prescrizioni da ottemperare per conseguire la protezione contro i contatti indiretti sono stabilite dalle norme CEI 64-8 per gli impianti elettrici utilizzatori a tensione non superiore a 1000 V in

corrente alternata e a 1500 V in corrente continua e dalle Norme CEI 11-8 per gli impianti utilizzatori in media e in alta tensione.

Nel generatore fotovoltaico con moduli dotati di isolamento principale saranno messe a terra le cornici metalliche dei pannelli, considerate masse, a messo le strutture metalliche degli inseguitori solari, idoneamente collegati all'impianto di messa a terra.

5.9.3. Impianto di terra

Il campo fotovoltaico, facente di quella parte dell'impianto in CC, sarà gestito in sistema IT, ovvero con nessun polo connesso a terra.

La parte in corrente alternata, a valle degli inverter fino alla cabina utente di trasformazione BT/AT, sarà gestita in sistema TN-S risultando in un impianto di messa a terra per l'intero generatore. Il dispersore di terra sarà costituito da una treccia nuda di rame di 35mmq seziona, posata ad intimo contatto con il terreno a circa 1m di profondità dal piano di campagna lungo il tracciato delle condutture in AT, così come riportato nell'elaborato "*impianto di terra*".

In questo elaborato si riporta la disposizione del dispersore di terra delle diverse cabine compatte nonché della cabina di smistamento. L'impianto di messa a terra delle cabine box viene sviluppato direttamente nell'ambito della realizzazione del manufatto civile.

L'impianto di messa a terra sarà realizzato in modo di assicurare il rispetto dei limiti delle tensioni di passo e di contatto previsti dalla norma CEI 11-1.

Qualora ciò non sia sufficiente a causa dell'elevato valore della resistività del terreno in funzione della corrente di guasto monofase a terra e della tensione di contatto comunicati da e-distribuzione, si potrebbe integrare l'impianto di terra con un secondo anello, passando così alla configurazione a doppio anello di terra o anello ampliato (vedi figura seguente).

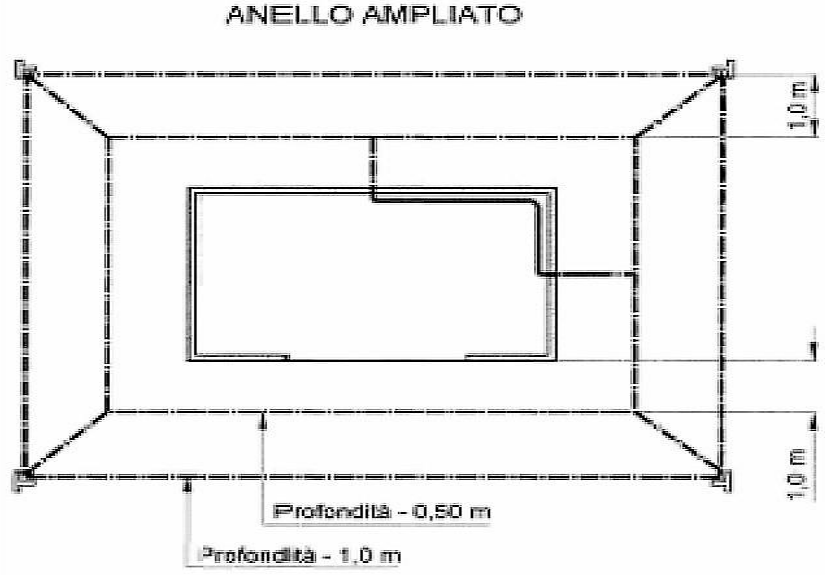


Figura 9 - Anello ampliato di terra

Nella sezione di seguito riportata è rappresentato un particolare costruttivo dell'impianto di terra esterno alla cabina tipo box, in particolare in questa figura si rappresenta con: 1.- il dispersore di profondità del tipo a picchetto a croce in acciaio dolce zincato a caldo, 2.- il dispersore costituito da treccia nuda di rame da 35 mm^2 di sezione, 3.- il morsetto a compressione e 4.- il capicorda a compressione con attacco piatto a due fori per il picchetto di terra.

L'impianto di messa a terra sarà realizzato in conformità con le seguenti norme: Norma CEI 64-8 per impianti BT (Servizi ausiliari dell'impianto); Norma CEI 11-1 per impianti MT e coordinamento con l'impianto BT.

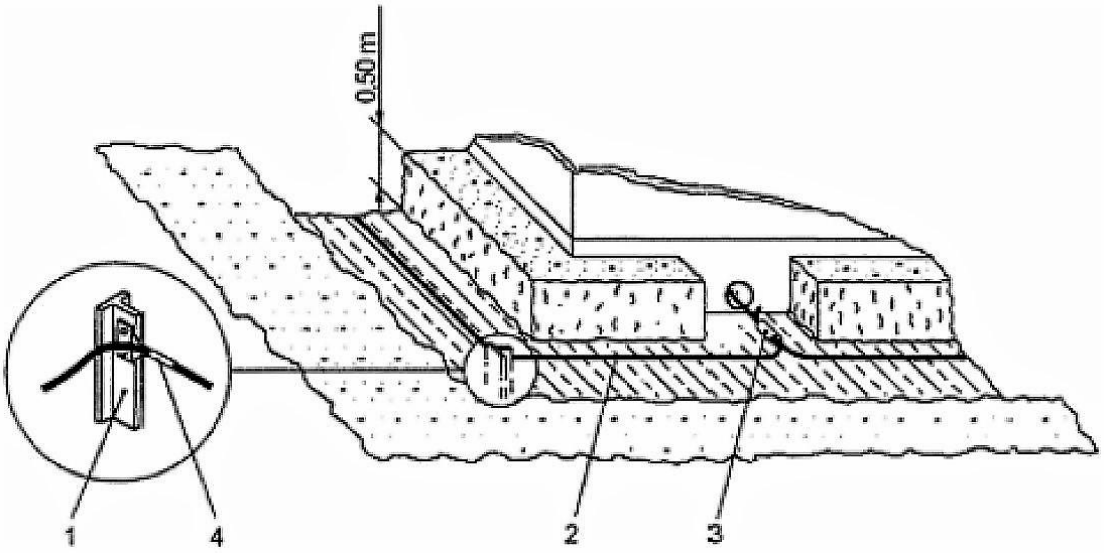


Figura 10 - impianto di terra esterno della cabina box BT/AT;

Prescrizioni particolari componenti Classe I

Le cornici dei moduli fotovoltaici e gli altri elementi di classe I presenti nell'impianto saranno collegati a terra in quanto considerati masse. Sarà posta particolare attenzione all'equipotenzialità tra le strutture di fissaggio e sostegno dei moduli e le cornici degli stessi.

Prescrizioni particolari componenti Classe II

Le cornici dei moduli fotovoltaici di classe II presenti nell'impianto potranno essere collegate per motivi funzionali. Infatti, nonostante la Norma CEI 64-8 proibisca la messa a terra di apparecchi in classe II, l'isolamento dei moduli da terra pregiudicherebbe il corretto funzionamento del dispositivo di controllo dell'isolamento dell'inverter. I moduli saranno pertanto dotati di morsetto di messa a terra.

Masse estranee

Per quanto riguarda le masse estranee, al momento della realizzazione dell'impianto, saranno valutate caso per caso adottando eventualmente le soluzioni più opportune.

La norma CEI 64-8 fissa a 1000 ohm in ambienti ordinari il valore della resistenza di isolamento verso terra della presunta massa, al di sotto di cui occorre eseguire il collegamento al collettore di terra a mezzo conduttore equipotenziale.

5.9.4. Protezione contro i fulmini

L'impianto fotovoltaico è dotato di opportuni limitatori di sovratensione o SPD in grado di scongiurare l'insorgenza di tensioni pericolose, sia in caso di fulminazione diretta che nel caso di fulminazione indiretta.
I limitatori di sovratensione SPD di classe II, verranno utilizzati sia a protezione degli inverter che di tutti i servizi elettrici ausiliari nonché componentistica degli inseguitori solari.

6. Dimensionamento dell'impianto

6.1 Dimensionamento cavi e cavidotti

L'impianto del richiedente per la connessione, trattato nelle prossime righe, è divisibile in due sezioni distinte dal livello di tensione di ognuna di esse: BT (Bassa Tensione) e AT (Alta Tensione), quella in BT è a sua volta suddivisa in CC (Corrente Continua) ed AC (Corrente Alternata).

6.2.1 Lato Bassa Tensione (BT)

Tensione nominale e tipologia dei cavi

Nella parte d'impianto in CC, la tensione nominale dei cavi elettrici impiegati deve essere superiore alla tensione massima raggiunta dalla serie dei moduli costituenti le stringhe che compongono il generatore FV.
La massima tensione raggiunta dal sistema (sistema isolato da terra), corrispondente alla massima tensione di stringa (costituite da 28 moduli) è pari a 1.487,4 V, relativa alla massima tensione di stringa V_{oc} dei moduli riferita alla temperatura minima di 0 °C.
Il cavo impiegato per il collegamento in serie dei moduli costituenti la stringa, fino all'ingresso di collegamento dell'inverter sono del tipo "solare" H1Z2Z2-K, con conduttore in rame stagnato, formazione flessibile, classe 5 isolato e protetto da compound reticolato (LS0H), con tensione nominale in C.C. U_o/U di 1500/1500 V c.c. e tensione massima di funzionamento in c.c. (U_m), anche verso terra, di 1.800V.

Sezione dei cavi

La sezione dei cavi è scelta rispettando le seguenti regole generali:

- La portata (I_z) del cavo deve essere almeno uguale alla corrente di impiego (I_b) del circuito ($I_z > I_b$);

- La caduta di tensione totale rientra nei limiti prestabiliti (2 – 2,5 % lato c.c.).

Calcolo delle correnti di impiego

Quale corrente di impiego I_b della stringa si assume, prudenzialmente, un valore pari a 1,25 x I_{sc} (del modulo); nel caso specifico questa corrisponde a 1,25 x 17,4A = 21,71 A.

Portata dei cavi – verifica condizione $I_b < I_z$

Per il cavo solare da utilizzare è stata scelta una sezione di 10 mm^2 con portata del conduttore installato in aria di I_o = 95 A a temperatura del conduttore di 60°C, singolo o adiacente ad un secondo conduttore e di I_o = 70 A quando interrato a temperatura di 20°C

Per le effettive condizioni di posa si considerano i seguenti fattori di correzione:

K_1 = 0,92, relativo alla temperatura ambiente di 70 °C, anziché 60 °C;

K_2 = 0,57, per la posa di n°6 circuiti in fascio (TAB. IV CEI UNEL 35024/1)

Coefficienti di correzione per temperature ambiente diverse da 60°C	
Temperatura ambiente (°C)	Coefficiente di correzione
Fino a 60	1,0
70	0,92
80	0,84
90	0,75

Figura 11 - Fattore di correzione k_1 per temperatura ambiente diversa da 60°C

Tab. IV **Fattori di correzione k_2 per circuiti realizzati con cavi installati in fascio o strato**

Appendice A			Numero di circuiti o di cavi multipolari											
	Articolo	Disposizione (cavi a contatto)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16	20
Condizioni di posa non previste negli articoli 2-3-4-5- seguenti e nelle tabelle V e VI	1	Raggruppati a fascio, annegati	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38
11-12-25	2	Singolo strato su muro, pavimento o passerelle non perforate	1,00	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70	Nessuna ulteriore riduzione per più di 9 circuiti o cavi multipolari		
11A	3	Strato a soffitto	0,95	0,81	0,72	0,68	0,66	0,64	0,63	0,62	0,61			
13	4	Strato su passerelle perforate orizzontali o verticali (perforate o non perforate)	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72			
14-15 16-17	5	Strato su scala posa cavi o graffato ad un sostegno	1,00	0,87	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78			

(1) Questi fattori sono applicabili a fascio o strato di cavi simili, uniformemente caricati.

Figura 12 - Fattore di correzione k_2 per installazione in fascio dei cavi

Pertanto la portata I_z del cavo se installato a vista:

$$I_o \times K_1 \times K_2 = 95x0,92x0,57 = 49,8 \text{ A (Ib<Iz).}$$

Se si considera l'installazione dei cavi in cavidotto interrato i fattori di correzione sono i seguenti:

K_1 = 0,92, relativo alla temperatura ambiente di 40 °C, anziché 20 °C (TAB. III CEI UNEL 35024/1);

K_2 = 0,57, per la posa di n°6 circuiti in fascio (TAB. IV CEI UNEL 35024/1)

$$I_o \times K_1 \times K_2 = 70x0,92x0,57 = 36,7 \text{ A (Ib<Iz).}$$

Tab. III **Fattore di correzione k_1 per temperature ambiente diverse da 30 °C**

Tipo di isolamento		
Temp. ambiente	**PVC**	**EPR**
10	1,22	1,15
15	1,17	1,12
20	1,12	1,08
25	1,06	1,04
35	0,94	0,96
40	0,87	0,91
45	0,79	0,87
50	0,71	0,82
55	0,61	0,76
60	0,50	0,71
65	–	0,65
70	–	0,58
75	–	0,50
80	–	0,41

Figura 13 - Fattore di correzione k_1 per temperatura ambiente diversa da 30°C

Il collegamento tra l'inverter e il relativo dispositivo di sezionamento e protezione installato nel quadro di bassa tensione della cabina di trasformazione BT/AT del sottocampo verrà eseguito con una terna di cavi del tipo FG16R16 di idonea sezione, considerando il limite di caduta di tensione massima complessiva del 2-2,5%;

Le linee BT a corrente alternata saranno posate in cavidotti interrati ad una temperatura stima di 20°C.

Nel calcolo della sezione del cavo oltre ai limiti imposti dalla massima caduta di tensione stabilita si è considerata la posa di un numero massimo di 3 circuiti in fascio (nel caso dei sottocampi gestiti con inverter KACO).

Verifica della caduta di tensione

Per l'impianto FV in oggetto, la caduta di tensione significativa è quella sul lato corrente alternata.

Per scelta progettuale si è limitata la c.d.t. al valore massimo del 2 – 2,5 %; si specifica che il valore percentuale della c.d.t corrisponde al valore percentuale delle perdite elettriche sulla rete.

Per il calcolo delle c.d.t. si sono utilizzati i seguenti parametri elettrici:

resistività del rame = 0,021 Ohm mmq /m a 70°C per i cavi di stringa;

resistività del rame = 0,018 Ohm mmq /m a 70°C per i cavi interrati;

resistività dell'alluminio = 0,023 Ohm mmq /m a 70°C per i cavi interrati

tensione Vac = 600 V / 660 V;

per i vari livelli di calcolo, potenze massime nominali, ovvero le correnti nominali massime In.
Alla presente, elaborato ***"Relazione di calcolo elettrico"***, sono allegati i risultati di calcolo della verifica della c.d.t.

Protezione dalle sovracorrenti

Come descritto precedentemente i cavi dell'impianto fotovoltaico in C.C. sono stati scelti con di portata superiore alla massima corrente che può interessarli nelle condizioni più severe, avendo stabilito come corrente di stringa il valore di 1,25 x I_{sc}.
Invece, per quanto riguarda l'impianto in corrente alternata, tutte le linee sarà garantita la protezione da sovraccarico e cortocircuito mediante opportuni dispositivi magnetotermici a interruzione automatica della corrente, in grado di interrompere la massima corrente di corto circuito che può verificarsi nel punto in cui installati; la protezione sarà omnipolare quindi non saranno mai installati dispositivi che interrompono il neutro senza contemporaneamente interrompere i conduttori di fase.
I conduttori sono stati scelti in modo che la loro portata (I_z) sia superiore alla corrente di impiego (I_b), o valore di corrente calcolato in funzione della massima potenza da esso trasmesso in regime permanente. Gli interruttori automatici magnetotermici previsti a loro protezione avranno una corrente nominale (I_n) compresa fra la corrente di impiego del conduttore (I_b) e la sua portata nominale (I_z) ed una corrente di funzionamento (I_f) minore o uguale a 1,45 volte la portata (I_z). In tutti i casi verranno soddisfatte le seguenti relazioni:

$$I_b <= I_n <= I_z \qquad\qquad I_f <= 1{,}45\ I_z$$

La seconda disuguaglianza verrà automaticamente soddisfatta con l'impiego di interruttori automatici conformi alle Norme CEI 23-3.
Inoltre, gli interruttori automatici magnetotermici interromperanno le correnti di corto circuito che potranno verificarsi nell'impianto in modo tale da garantire che nel conduttore protetto non si raggiungano temperature pericolose secondo la relazione dell'art. 434.3.2 delle Norme CEI 64-8:

$$I^2t <= K^2S^2$$

Il potere d'interruzione dei dispositivi di protezione sarà superiore al valore della corrente di corto circuito presunta nel punto di installazione.
In cabina di smistamento sarà installato un interruttore generale onnipolare munito di adeguati dispositivi di protezione contro le sovracorrenti. Oltre ai dispositivi di protezione dei diversi circuiti in cui è strutturato l'impianto, ogni inverter nonché servizio elettrico ausiliare del lotto sarà dotato di un interruttore munito di adeguati dispositivi di protezione contro le sovracorrenti.

6.2.2 Lato Alta Tensione (AT)

La totalità del collegamento sarà eseguita in cavidotto interrato. Il dimensionamento della tubazione è stato effettuato secondo il criterio generale per cui il diametro interno della stessa sarà almeno 1,5 volte il diametro del cerchio circoscritto al fascio di cavi in essa contenuti.

Per la linea AT di collegamento tra le cabine sono stati applicati i seguenti criteri progettuali:

- Il cavo deve avere una portata I_z uguale o superiore alla corrente di impiego I_b del circuito:

$$I_b <= I_n <= I_z$$

- Il cavo inoltre resisterà alle sollecitazioni termiche della corrente di cortocircuito; a tal fine la sezione S del cavo soddisfarà la condizione:

$$I^2t <= K^2S^2$$

dove:

I è il valore efficace della corrente di cortocircuito;

t è il tempo che intercorre tra l'istante in cui si verifica il cortocircuito e l'istante in cui la corrente è interrotta;

K è una costante legata al tipo di cavo e vale 87 per cavi in alluminio isolati in gomma.

Prevedendo una protezione con interruttore, I è il valore efficace della componente simmetrica della corrente di cortocircuito trifase all'inizio del cavo e il tempo t varia da un minimo di 0,1 s (intervento istantaneo) sino a qualche secondo (intervento con ritardo intenzionale).

- Per la protezione contro il sovraccarico deve essere verificata la seguente relazione:

$$I_{tr} <= I_z$$

dove:

I_{tr} è la corrente di taratura dell'apparecchio di protezione del cavo di alta tensione;

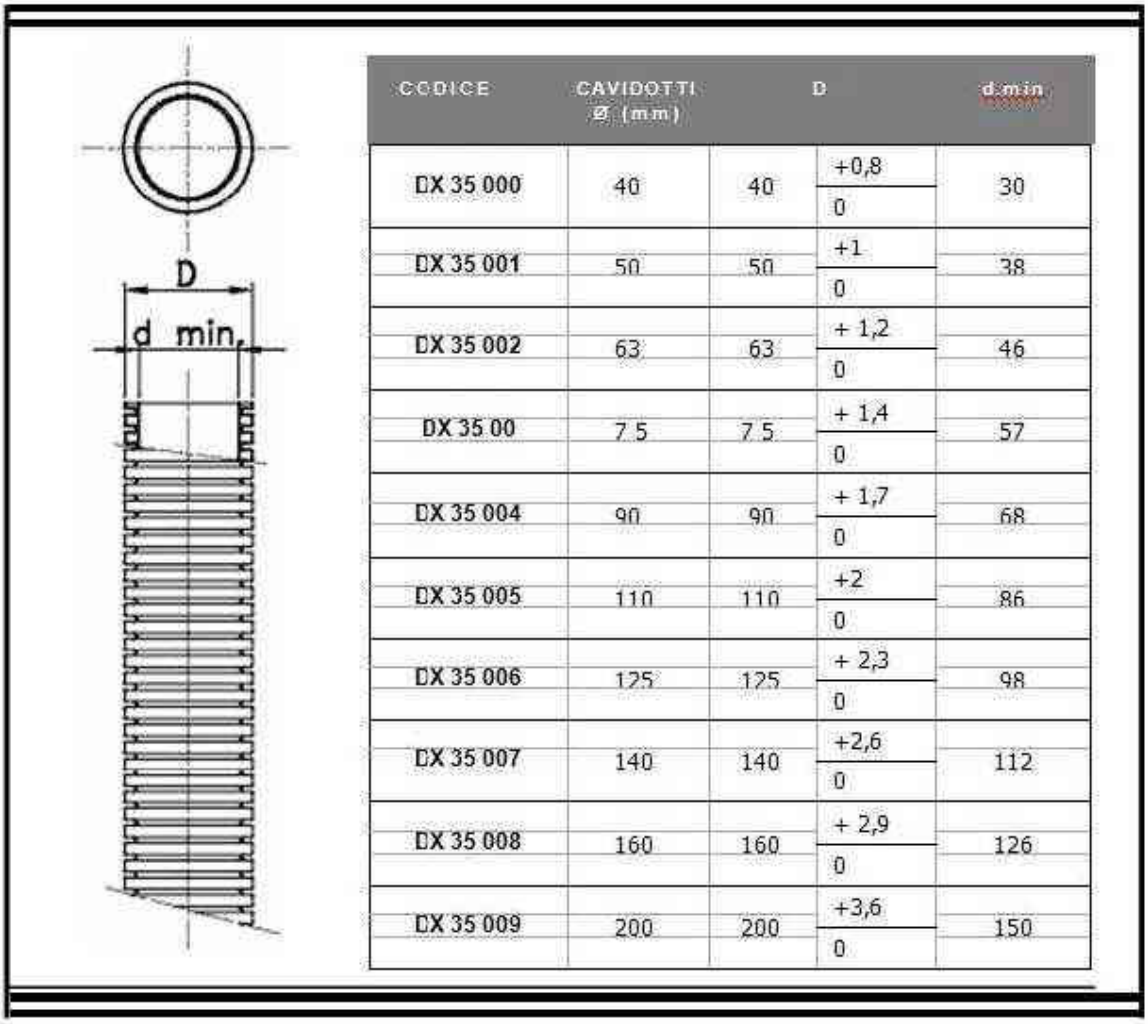
I_z è la portata del cavo di alta tensione;

- La caduta di tensione nel caso in esame non costituisce una condizione maggiormente restrittiva e viene contenuta entro limiti accettabili.

6.2.3. Condizioni di posa di cavi AT

La linea interrata verrà posata in cavidotto corrugato in PVC flessibile ad anelli rigidi.

Il dimensionamento della tubazione è effettuato secondo il criterio generale per cui il diametro interno della stessa, di qualunque tipo, sarà almeno 1,5 volte il diametro del cerchio circoscritto al fascio di cavi contenuti. Il cavo da posare ha un diametro esterno massimo di 35 mm. Il fascio di cavi che costituiscono la terna ha un diametro esterno di circa 3 x 35 mm = 105 mm, per cui il diametro interno del cavidotto dovrà essere di almeno 158 mm (105,0 x 1,5). Dalle schede tecniche e dimensionali dei costruttori di cavidotti corrugati in PVC ad anelli rigidi si ricava la necessità d'impiego di un cavidotto di diametro nominale di 200 mm a cui corrisponde un diametro interno di 180 mm.



CODICE	CAVIDOTTI Ø (mm)	D		d min.
DX 35 000	40	40	+0,8 0	30
DX 35 001	50	50	+1 0	38
DX 35 002	63	63	+ 1,2 0	46
DX 35 00	7 5	7 5	+ 1,4 0	57
DX 35 004	90	90	+ 1,7 0	68
DX 35 005	110	110	+2 0	86
DX 35 006	125	125	+ 2,3 0	98
DX 35 007	140	140	+2,6 0	112
DX 35 008	160	160	+ 2,9 0	126
DX 35 009	200	200	+3,6 0	150

Figura 20 -Tabelle dimensionali cavidotti

Per i cavi interrati le Norme CEI 11-17 prevedono una protezione meccanica che può essere intrinseca al cavo oppure supplementare, a seconda del tipo di cavo e della profondità. Nel caso in questione, i cavi precedentemente scelti verranno interrati entro tubo tipo 450 N ad una profondità maggiore o uguale a 1 m dal piano della campagna. Superiormente al tubo deve essere previsto un nastro monitore riportante la scritta "CAVI ELETTRICI", posato ad almeno 20 cm dalla protezione del cavo ovvero il tubo (prescrizione Enel DS 4285).

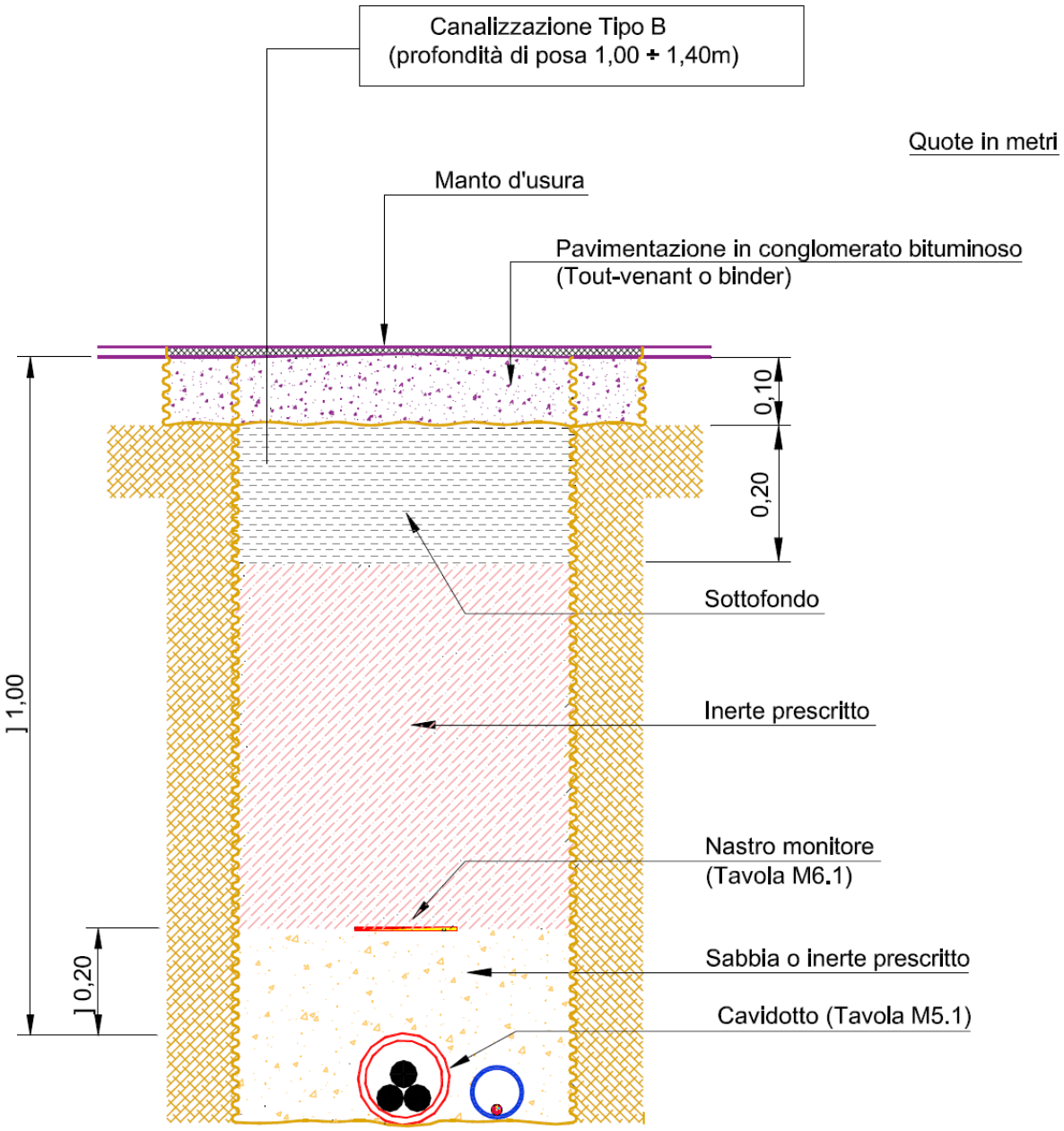


Figura 21 - Posa dei cavi AT con eventuale F.O. su strada asfaltata

Nella fase di posa devono essere prese precauzioni per non danneggiare il cavo con particolare riferimento al raggio di curvatura, alla temperatura di posa ed alle sollecitazioni a trazione. Se il terreno presenta pietre affioranti di pezzatura superiori a 40 mm, la posa del tubo sarà preceduta dallo stendimento di un adeguato letto di sabbia come illustrato in figura. Tale letto di sabbia avrà lo scopo di livellare e regolarizzare la posa. Infine, per evitare eventuali danneggiamenti meccanici sul cavo, durante la posa si terrà conto dello sforzo di tiro massimo ammesso dal cavo scelto.