

REGIONE
BASILICATA



PROVINCIA DI
POTENZA



COMUNE DI
MELFI

PROGETTO:

Progetto definitivo per la realizzazione di un impianto
agrovoltaico denominato "PV Melfi" di P_n pari a 19,8
MW da realizzarsi nel Comune di Melfi (PZ)

Progetto Definitivo

PROPONENTE:



DREN SOLARE 5 s.r.l.

SORESINA (CR)
VIA PIETRO TRIBOLDI 4 CAP 26015
PIVA 01771790191

ELABORATO:

Relazione tecnica generale con allegato cronoprogramma

Scala:

PROGETTISTI:

Ing. Riccardo Cangelosi



Ing. Gaetano Scurto



Tavola:

RTG

Data:

16-03-2023

Rev. Data Revisione

00 16-03-2023

Descrizione

emissione

SOMMARIO

SOMMARIO	1
1. PREMESSA	2
1.1. INQUADRAMENTO DEL PROGETTO	3
1.2. DATI DI PROGETTO.....	6
1.3. CARATTERISTICHE GEOLOGICHE DEL SITO	12
1.3.1. <i>Inquadramento geologico</i>	12
1.3.2. <i>Idrogeologia</i>	12
2. NORMATIVA E LEGGI DI RIFERIMENTO	13
3. DEFINIZIONI	15
4. PRODUCIBILITA' DELL'IMPIANTO	16
5. DESCRIZIONE DEL SISTEMA	18
5.1. GENERATORE FOTOVOLTAICO.....	18
5.1.1. <i>Moduli fotovoltaici in silicio monocristallino</i>	18
5.1.2. <i>String Box</i>	19
5.1.3. <i>Power station</i>	21
5.1.4. <i>Inverter fotovoltaici</i>	22
5.1.5. <i>Cavidotti AT</i>	26
5.2. CONNESSIONE ALLA RTN.....	27
5.2.1. <i>Ubicazione degli impianti per la connessione</i>	27
5.3. OPERE CIVILI.....	28
5.3.1. <i>Strutture di supporto dei moduli</i>	28
5.3.2. <i>Recinzione e zone di transito</i>	28
5.3.3. <i>Opere idrauliche</i>	29
5.3.4. <i>Cavidotto</i>	31
5.4. TERRE E ROCCE DA SCAVO.....	33
5.5. SISTEMA DI CONTROLLO.....	34
6. VERIFICHE DI COLLAUDO	34
7. SICUREZZA DELL'IMPIANTO.....	36
7.1. PROTEZIONE DA CORTI CIRCUITI SUL LATO C.C. DELL'IMPIANTO	36
7.2. PROTEZIONE DA CONTATTI ACCIDENTALI LATO C.C.....	37
7.3. PROTEZIONE DALLE FULMINAZIONI.....	37
7.4. SICUREZZE SUL LATO C.A. DELL'IMPIANTO	37
7.5. PREVENZIONE DAL FUNZIONAMENTO IN ISOLA	38
7.6. IMPIANTO DI MESSA A TERRA	38
8. PROGRAMMA DI REALIZZAZIONE E GESTIONE IMPIANTO.....	38
8.1. LA FASE DI COSTRUZIONE	38
8.2. LA FASE DI ESERCIZIO	40
8.3. ANALISI DEI POSSIBILI INCIDENTI	40
8.4. LA FASE DI DISMISSIONE E RIPRISTINO	40
8.5. POSSIBILI RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE LEGATE ALLA REALIZZAZIONE DEL PROGETTO	41
8.6. INCREMENTO OCCUPAZIONE DOVUTO ALLA RICHIESTA DI MANODOPERA (FASE DI CANTIERE E FASE DI ESERCIZIO)	41
9. CONCLUSIONI	42

1. PREMESSA

Il presente documento ha lo scopo di illustrare le caratteristiche dell'impianto agrovoltaiico da 19,981 MWp da realizzarsi nel territorio del comune di Melfi (PZ), Contrada Colabella, denominato "PV Melfi" (di seguito il "Progetto" o "l'Impianto") con connessione alla rete elettrica nazionale nel territorio del comune di Melfi (PZ) in località Catapaniello.

Il Progetto consiste nella realizzazione di un impianto fotovoltaico con potenza di picco del generatore di 19,981 MWp e potenza nominale dell'impianto pari a 19,98 MW e prevede l'installazione di n° 366 inseguitori solari ad un asse (tracker orizzontali mono assiali a linee indipendenti) che sosterranno 35.056 pannelli fotovoltaici da 570 W di potenza nominale ciascuno.

L'area di progetto sarà contemporaneamente utilizzata per la produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica e la produzione agricola riuscendo in questo modo ad ottimizzare lo sfruttamento dei terreni presenti.

La scelta di un sistema agrovoltaiico, così come meglio specificato degli elaborati del presente progetto, permette di perseguire i seguenti obiettivi:

- contrastare la desertificazione;
- contrastare la riduzione di superficie destinata all'agricoltura a scapito di impianti industriali, con conseguente abbandono del territorio agricolo da parte degli abitanti;
- contrastare l'effetto lago, definito come effetto ottico che potrebbe confondere l'avifauna in cerca di specchi d'acqua per la sosta;
- ridurre il consumo di acqua per l'irrigazione poiché grazie all'ombreggiamento delle strutture di moduli si riduce notevolmente la traspirazione delle piante;
- ridurre l'impatto visivo degli impianti industriali per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e aumentarne la qualità paesaggistica.

L'Impianto è ubicato su aree classificate agricole, sarà infisso al suolo con struttura in acciaio di tipo ad inseguimento mono assiale, e l'energia elettrica prodotta verrà convogliata dentro apposite cabine/container, denominate Power Station, distribuite entro il perimetro dell'area di Impianto, all'interno delle quali saranno collocati i gruppi di conversione (inverter) e trasformazione. Gli inverter avranno la funzione di convertire, da continua ad alternata, l'energia proveniente dal campo fotovoltaico, mentre i gruppi di trasformazione hanno la funzione di trasformare l'energia prodotta da BT ad AT a 36 KV.

Da STMG trasmessa da Terna s.p.a. con nota del 27/06/2022 cod. prat. 202101660 la connessione dell'impianto avverrà in antenna a 36 kV su un futuro ampliamento della Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione a 380/150 kV di Melfi.

In particolare l'energia sarà vettoriata, a mezzo di un cavidotto interrato in AT a 36 KV, alla stazione di consegna (impianti di utenza per la connessione) da sorgere in Loc. Catapaniello di proprietà dello stesso produttore, e da questa, a mezzo di un cavidotto interrato in AT sarà addotta alla stazione AT TERNA.

Gli impianti di connessione alla RTN sono stati progettati in conformità al suddetto Preventivo di Connessione.

Come noto, l'utilizzo della tecnologia fotovoltaica consente la produzione di energia elettrica senza emissioni inquinanti, con risparmio di combustibile fossile, in assenza di inquinamento acustico.

1.1. INQUADRAMENTO DEL PROGETTO

Il sito del costruendo impianto è ubicato all'interno del comune di Melfi, nella parte Nord della Basilicata, a Nord del territorio provinciale di Potenza.

L'area in oggetto ricade all'interno della seguente Cartografia Tecnica Regionale:

SEZIONE N° 434120 - LEONESSA

SEZIONE N° 434160 - LA BICOCCA

SEZIONE N° 435090 - MONTELUNGO

SEZIONE N° 435130 - MARCIAGALLO

La localizzazione del progetto è così definita:

- Provincia: Potenza (impianto fotovoltaico e stazione elettrica);
- Comune: Melfi (PZ) (impianto fotovoltaico e stazione elettrica);
- Contrada: Colabella (impianto fotovoltaico) e Loc. Catapaniello (stazione elettrica);

IDENTIFICAZIONE CATASTALE:

Impianto fotovoltaico C.T. Melfi (PZ)

FOGLIO 10

PARTICELLE 27 285 286

FOGLIO 20

PARTICELLE 283 284 286 287 288 289 389 393 42 484 485
647 650 651

Cavidotto AT C.T. Melfi (PZ)

FOGLIO 20

PARTICELLE 608 482 599 41 46 49 48 47 45 226 230
784 122 126 267 399 400 57 275 486 251 252
394 395 396 715 712 392 59

FOGLIO 16

PARTICELLE 184 183 364 190 181 37 392

Stazione di consegna da sorgere in Loc. Catapaniello - Melfi (PZ)

C.T. Melfi (PZ)

FOGLIO 16

PARTICELLE 486 506 37

Stazione elettrica TERNA (esistente)

C.T. Melfi (PZ)

FOGLIO 16

PARTICELLA 487

Dal punto di vista meteorologico, il sito ricade in un'area a clima tipicamente mediterraneo con inverni piovosi ed estati calde. Le temperature minime invernali sono tra 1 – 2 °C, mentre le temperature estive massime oscillano tra i 25 °C e i 26 °C. La provincia di Potenza risulta essere esposta prevalentemente a venti tirrenici (maestrale e il libeccio) con un periodo di "calme" di circa 111 giorni all'anno.

La zona è caratterizzata da un valore medio di 153 kWh/m²mese (fonte JRC - PhotovoltaicGeographical Information System), valore che rende il sito particolarmente adatto ad applicazioni di tipo fotovoltaico. L'irraggiamento è, infatti, la quantità di energia solare incidente su una superficie unitaria in un determinato intervallo di tempo, tipicamente un giorno (kWh/m²giorno), questo è influenzato dalle condizioni climatiche locali (nuvolosità, foschia ecc..) e dipende dalla latitudine del luogo: come è noto cresce quanto più ci si avvicina all'equatore.

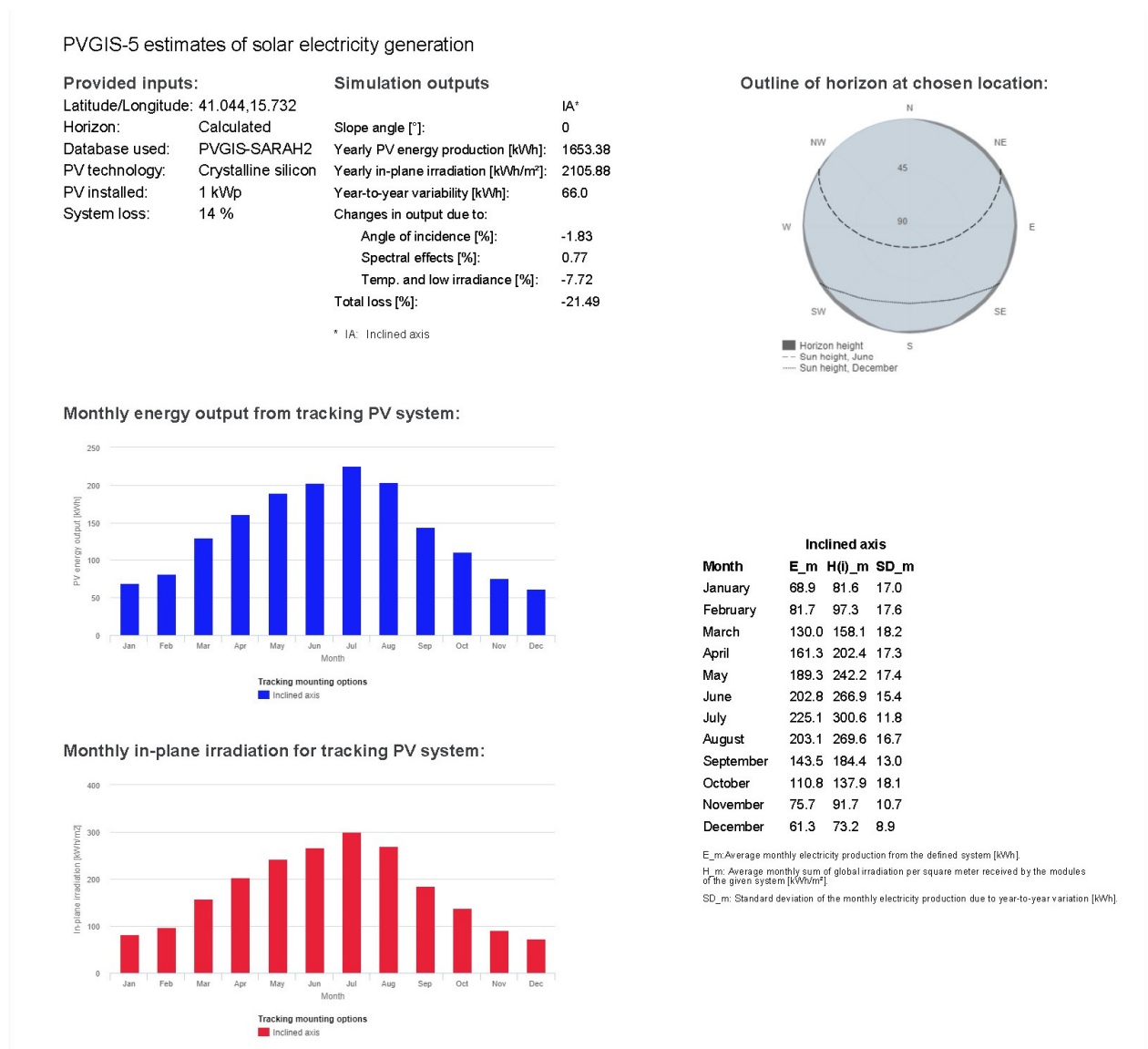


Figura 1.1.1 Fonte energetica solare nel sito (fonte JRC - PhotovoltaicGeographical Information System)

Il territorio interessato è collinare.

Di seguito si riportano due immagini per una immediata localizzazione del sito interessato dall'impianto, mentre per un più dettagliato inquadramento geografico dell'area in questione si rimanda alle tavole in allegato.



Figura 1.1.2 Inquadramento geografico sito d'interesse



Figura 1.1.3 Inquadramento impianto in progetto

1.2. DATI DI PROGETTO

Il sito individuato per la realizzazione dell'impianto fotovoltaico si trova nel comune di Melfi in provincia di Potenza, presso la Contrada Colabella con quote variabili tra 170 e 195 metri sul livello del mare.

L'estensione totale dell'area di interesse è pari a 31,62 ha ca., su di essa si prevedono:

- Area impianto fotovoltaico (strutture sostegno, pannelli, viabilità, cabine, etc.): 23,27 ha ca.
- Area fascia arborata di 10 m. di separazione e protezione dell'impianto fotovoltaico: 3,56 ha ca.;
- Aree adibite a piantumazione di essenze arboree esterne all'impianto: 4,79 ha ca

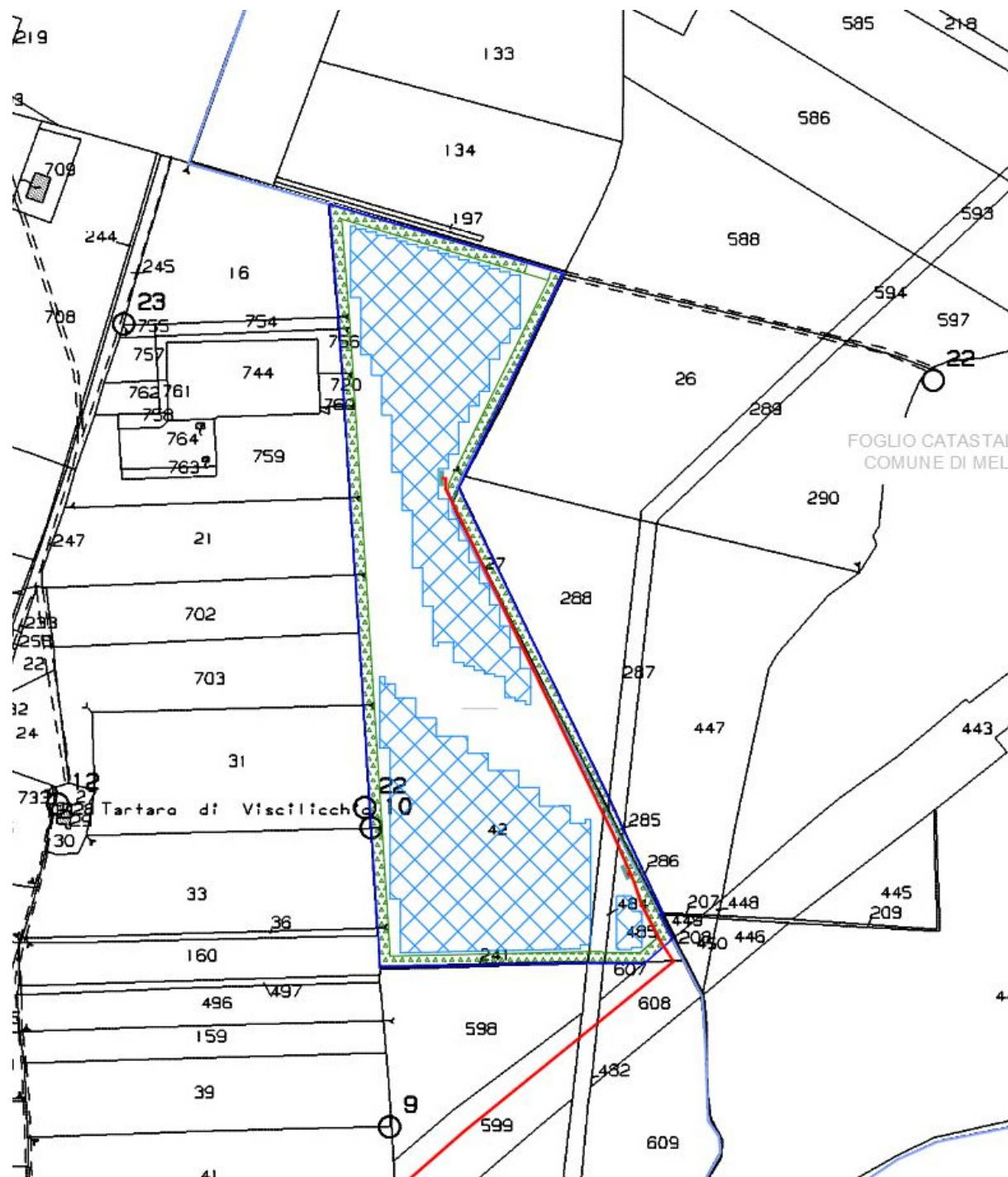


Figura 1.2.1 Layout impianto fotovoltaico area Nord su base catastale

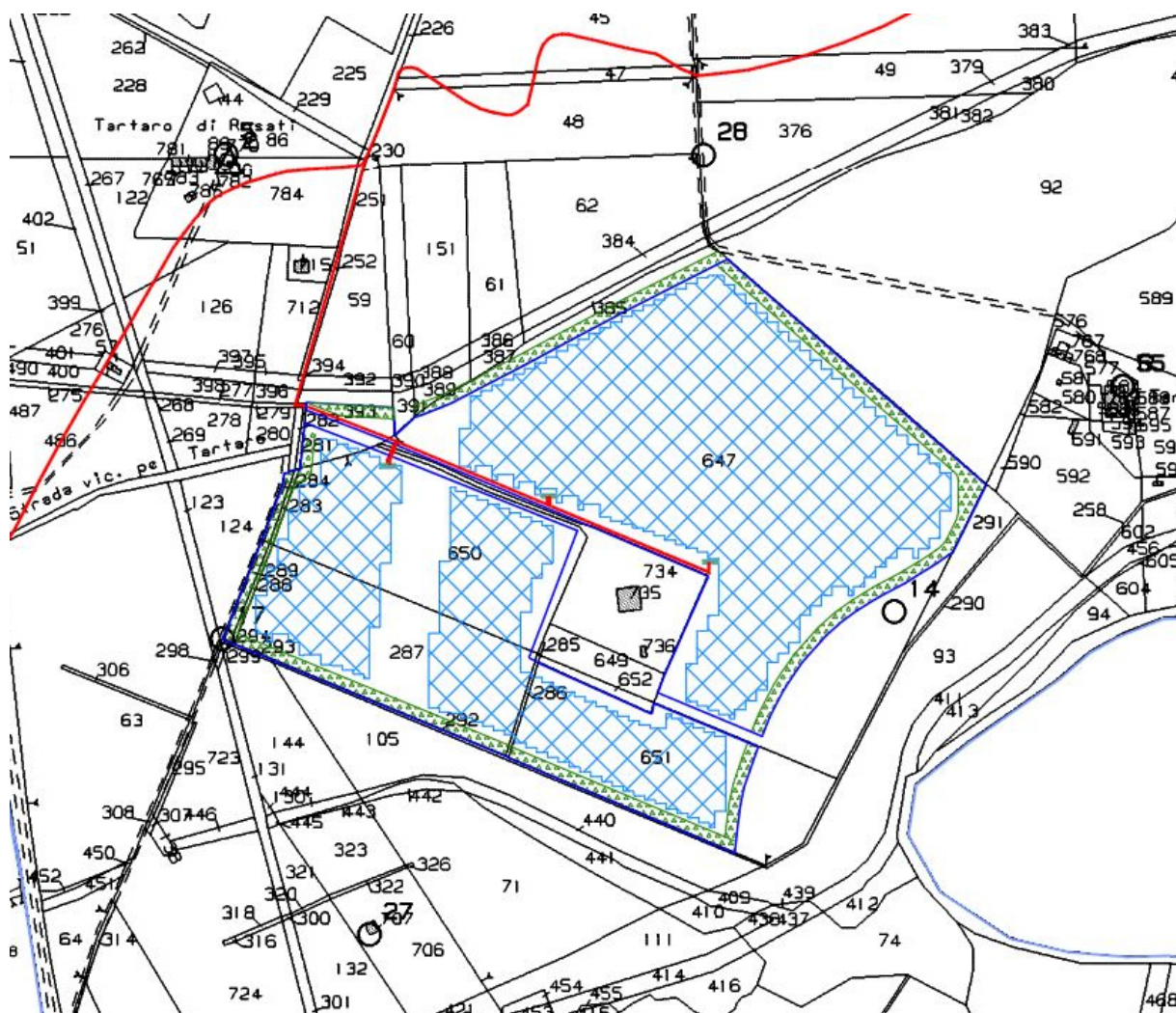


Figura 1.2.2 Layout impianto fotovoltaico area Sud su base catastale

La Stazione di consegna sorgerà in Loc. Catapaniello, in prossimità dell'ampliamento della Stazione TERNA esistente.

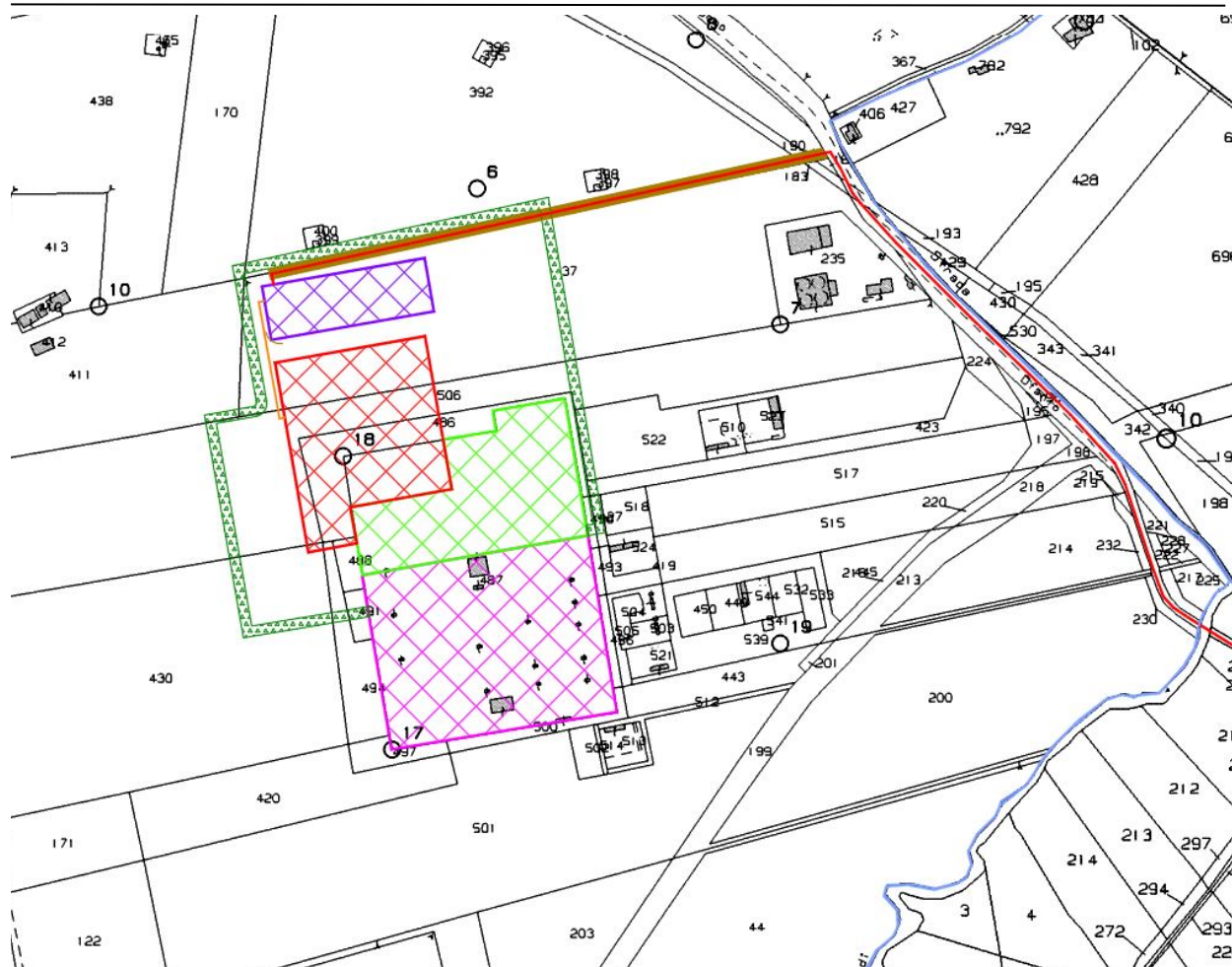


Figura 1.2.3 Stazioni elettriche per il collegamento alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) su base catastale

L'impianto fotovoltaico in oggetto sarà composto da un totale di 35.056 moduli fotovoltaici, suddivisi in 5 sottocampi, in silicio monocristallino con di potenza nominale di 570 W ciascuno.

I moduli saranno montati su strutture ad inseguimento (n. 366 strutture) la cui inclinazione e orientamento variano in modo che il piano della superficie captante sia costantemente perpendicolare ai raggi solari. Ciò avviene grazie all'utilizzo della struttura mobile di tipo mono assiale che consente una movimentazione giornaliera da Est a Ovest. Il movimento in tilt è ottenuto tramite motoriduttori auto-alimentati con corrente continua prelevata dagli stessi pannelli montati sull'inseguitore. L'orientazione base di questo tipo di trackers sarà nord/sud. La distanza tra due strutture vicine sarà tale da evitare fenomeni di ombreggiamento ed è pari a 9,50 m in direzione est-ovest.

La connessione dei moduli in serie è realizzata sui moduli stessi mediante le scatole di giunzione e i cavi solari. Al fine di poter effettuare le necessarie manutenzioni sulle stringhe e proteggere il sistema da eventuali sovratensioni e sovracorrenti vengono installate le string box che ospitano, insieme ai sistemi di interconnessione, anche i dispositivi di protezione da sovracorrente, sezionatori e dispositivi di protezione da sovratensioni. All'interno dell'impianto sono previste 5 power station (in container), una per ogni sottocampo, con la funzione di raccogliere le linee elettriche provenienti dalle stringbox, convertire l'energia da corrente continua a corrente alternata tramite gli inverter, innalzare la tensione da BT a AT 36 KV e convogliare l'energia su una linea unica. La cabina/container conterrà il quadro di gestione delle

linee BT, gli inverter, il trasformatore BT/AT e il quadro AT per la gestione delle linee di trasmissione dell'energia alla stazione elettrica di consegna.

Per l'impianto in oggetto si è previsto di impiegare delle soluzioni preassemblate per l'alloggio dei trasformatori BT/AT e delle apparecchiature di campo. In particolare si è scelta la power station tipo GAMESA ELECTRIC PV STATION con potenza nominale di 4299 KVA e da 3837 KVA.

Questa cabina preassemblata contiene tutte le apparecchiature necessarie per la gestione delle linee in corrente continua, degli inverter, la trasformazione da 600-630 V a 36.000 V della tensione e la gestione delle linee AT. La potenza nominale di ogni trasformatore installato sarà di 4.500 kVA e 4.000 kVA a seconda della porzione dell'impianto.

Il tracciato del cavidotto in AT a 36 KV segue, fin dove possibile, la viabilità a servizio del parco fotovoltaico. Tra le soluzioni possibili è stato individuato il tracciato più funzionale, che tiene conto di tutte le esigenze e delle possibili ripercussioni sull'ambiente, con riferimento alla legislazione nazionale e regionale vigente in materia. La lunghezza complessiva del cavidotto, sino alla stazione di consegna, è di circa 10,6 km, in unica linea che collegherà in serie le Power station seguendo lo schema riportato nell'elaborato 07.B - "Schema elettrico unifilare linea BT AT".

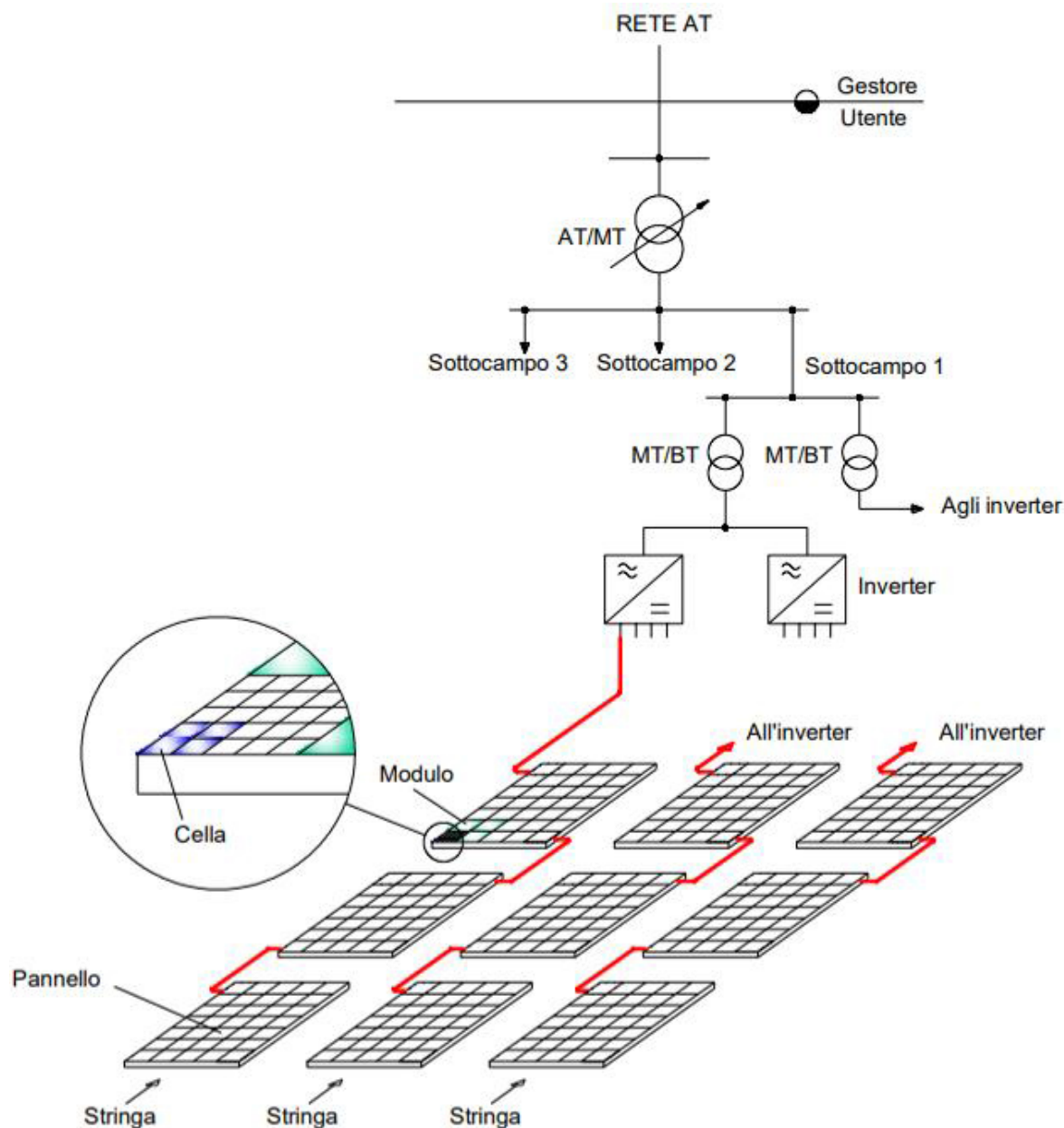


Figura 1.2.4 schema funzionale dell'impianto fotovoltaico

Nella tabella seguente si riportano i dati principali dell'impianto.

DATI DI PROGETTO	
Strutture di sostegno	
Tipologia strutture	Inseguimento monoassiale
numero strutture isolate	366
Inclinazione falda	da -55° a +55°
Interasse	9,50 m
Pannelli	
Tipologia silicio	silicio monocristallino
tipologia pannelli	Bifacciali
Numero in progetto	35.056
Potenza di picco pannello	570 Wp
Tolleranza potenza	+ 0/5 W
Efficienza modulo	22,10%
Power station	
Inverter	
Tipologia	centralizzati
Installazione	in container
Modello in progetto	Proteus PV 4300
Numero in progetto	3
Potenza nominale AC	4299 KW
Tensione max DC	1.500 V
Tensione in AC nominale	630 V
Modello in progetto	PV 3800 AEP
Numero in progetto	2
Potenza nominale AC	3837 KW
Tensione max DC	1.500 V
Tensione in AC nominale	600 V
Trasformatori	
numero in progetto	5
Taglie di potenza	4.000/4.500 KVA
Installazione	in container
Dati impianto	
Potenza di picco generatore FV	19,981 MWp
Potenza nominale impianto AC	19,981 MW

Tabella 1.2.5 Dati principali dell'impianto

1.3. CARATTERISTICHE GEOLOGICHE DEL SITO

Dal punto di vista topografico, l'area si trova in un'area a media - bassa pendenza posta ad una quota variabile tra i 170 m. e 195 m. s.l.m.

Le caratteristiche geomorfologiche risultano condizionate sia dalla natura litologica dei terreni, e quindi dalla loro consistenza, sia dal loro assetto strutturale.

Si riporta di seguito una sintesi delle considerazioni geomorfologiche e idrogeologiche riportate nella Relazione Geologica redatta dal Dott. Geol. Gualtiero Bellomo allegata al presente progetto.

“Nell'area vasta l'habitus geomorfologico è piuttosto regolare, costituito da un paesaggio contraddistinto da aree sub pianeggianti o con modesta pendenza.

Le condizioni di stabilità dell'area sia dei sottocampi agrovoltai che della sottostazione sono ottime in relazione alla favorevole giacitura dei terreni presenti, nonché alla mancanza assoluta di agenti geodinamici che possano in futuro turbare il presente equilibrio.”

1.3.1. Inquadramento geologico

“Da quanto desumibile dalle indagini geotecniche in situ in nostro possesso, dalla carta geologica allegata, dai rilievi e dalle indagini geofisiche eseguite per il presente lavoro, i terreni di sedime direttamente interessati dalle opere in studio sono dall'alto verso il basso:

- a) Terreno vegetale;*
- b) Depositi alluvionali;*
- c) Tufi del Vulture;*
- d) Complesso Sabbioso Pliocenico;*
- e) Complesso Argilloso Pliocenico.”*

1.3.2. Idrogeologia

“Dal punto di vista idrogeologico l'area direttamente interessata dal progetto è caratterizzata dall'affioramento di terreni diversi che abbiamo suddiviso in 2 tipi di permeabilità prevalente:

- Rocce permeabili per porosità: Si tratta di rocce caratterizzate da una permeabilità per porosità che varia al variare delle dimensioni granulometriche dei terreni presenti. In particolare la permeabilità risulta essere medio-bassa nella frazione limosa mentre tende ad aumentare nei livelli sabbiosi e ghiaiosi. Di conseguenza la circolazione idrica sotterranea è discontinua con livelli acquiferi sospesi. Rientrano in questo complesso i terreni afferenti ai depositi alluvionali recenti e terrazzati, i Tufi del Vulture ed il Complesso sabbioso Pliocenico.*
- Rocce impermeabili: Questo complesso è costituito dal Complesso Argilloso Pliocenico. In queste rocce l'infiltrazione si esplica tanto lentamente da essere considerate praticamente impermeabili anche se la porzione alterata superficiale acquista una bassa permeabilità per porosità che non permette la presenza di falde freatiche ma consente il formarsi di livelli idrici a carattere stagionale che mantengono, nel periodo delle piogge, i primi 5-6 mt. in condizioni di saturazione.*

Vista la natura dei terreni presenti si può affermare che il livello piezometrico della falda presente si attesta a una quota pari a circa 2.0 m dal p.c., ma può raggiungere il piano campagna durante i periodi di pioggia.”

2. NORMATIVA E LEGGI DI RIFERIMENTO

Le principali leggi di riferimento per la progettazione, realizzazione ed esercizio degli impianti fotovoltaici sono:

DECRETO LEGISLATIVO 3 marzo 2011 n. 28 Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili.

Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.

DECRETO LEGISLATIVO 9 aprile 2008, n. 81 Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro.

DECRETO LEGISLATIVO 8 novembre 2021 , n. 199 Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili.

DECRETO 22 Gennaio 2008, n.37, regolamento concernente l'attuazione dell'articolo 11-quaterdecies, comma 13, lettera a) della legge n. 248 del 2 dicembre 2005

D.P.R. 6 giugno 2001, n. 380 Testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia edilizia;

D.M 17/01/2018 - Aggiornamento delle Norme Tecniche per le Costruzioni;

MINISTERO DELLE INFRASTRUTTURE E DEI TRASPORTI CIRCOLARE 21 gennaio 2019, n. 7 C.S.LL.PP. Istruzioni per l'applicazione dell'«Aggiornamento delle “Norme tecniche per le costruzioni”» di cui al decreto ministeriale 17 gennaio 2018.

CEI 64-8: Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua;

CEI 11-20: Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;

CEI EN 60904-1: Dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente;

CEI EN 60904-2: Dispositivi fotovoltaici - Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento;

CEI EN 60904-3: Dispositivi fotovoltaici - Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento;

CEI EN 61727: Sistemi fotovoltaici (FV) - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo con la rete;

CEI EN 61215: Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo;

CEI EN 61000-3-2: Compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso = 16 A per fase);

CEI EN 60555-1: Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili -Parte 1: Definizioni;

CEI EN 60439-1-2-3: Apparecchiature assiemate di protezione e manovra per b.t.;

CEI EN 60445: Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico;

CEI EN 60529: Gradi di protezione degli involucri (codice IP);

CEI EN 60099-1-2: Scaricatori;

CEI 81-10: Protezione delle strutture contro i fulmini e valutazione del rischio dovuto a fulmine;

CEI 81-3: Valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato;

CEI 82-25: Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione;

CEI 0-2: Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici;

UNI 10349: Riscaldamento e rinfrescamento degli edifici. Dati climatici;

CEI EN 61724: Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici. Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati;

IEC 60364-7-712 Electrical installations of buildings - Part 7-712: Requirements for special installations or locations Solar photovoltaic (PV) power supply systems;

CEI 11-17 Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo;

CEI 20-11 Caratteristiche tecniche e specifiche e requisiti di prova delle mescole per isolanti e guaine per cavi energia e segnalamento;

CEI 20-13 Cavi con isolamento estruso ingomma per tensioni nominali tra 1-30KV

CEI 20-21 Calcolo delle portate dei cavi;

CEI 20-43 Ottimizzazione economica delle sezioni di condutture dei cavi elettrici per l'energia

3. DEFINIZIONI

- a) Impianto o sistema fotovoltaico è un impianto di produzione di energia elettrica mediante conversione diretta della radiazione solare, tramite l'effetto fotovoltaico; esso è composto principalmente da un insieme di moduli fotovoltaici, uno o più convertitori della corrente continua in corrente alternata e altri componenti minori;
- b) potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) dell'impianto fotovoltaico è la potenza elettrica dell'impianto, determinata dalla somma delle singole potenze nominali (o massime, o di picco, o di targa) di ciascun modulo fotovoltaico facente parte del medesimo impianto, misurate alle condizioni nominali, come definite alla lettera d). Nel caso di generatori fotovoltaici, la potenza attiva massima erogabile è limitata dalla potenza nominale dell'inverter, qualora questa sia minore della somma delle potenze STC dei moduli FV;
- c) energia elettrica prodotta da un impianto fotovoltaico è l'energia elettrica misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, resa disponibile alle utenze elettriche del soggetto responsabile e/o immessa nella rete elettrica;
- d) condizioni nominali sono le condizioni di temperatura e di irraggiamento solare, nelle quali sono rilevate le prestazioni dei moduli fotovoltaici, come definite nelle norme CEI EN 60904-1 di cui all'allegato 1;
- e) punto di connessione è il punto della rete elettrica, di competenza del gestore di rete, nel quale l'impianto fotovoltaico viene collegato alla rete elettrica.

4. PRODUCIBILITA' DELL'IMPIANTO

L'energia massima producibile teoricamente in un anno dall'impianto è data dal prodotto della radiazione media annua incidente sul piano dei moduli per la potenza nominale dell'impianto.

L'analisi di producibilità è stata realizzata per i singoli lotti costituendo essi delle unità produttive caratterizzate da una configurazione interna specifica. La stima di produzione di energia elettrica in un anno è pari a 34,63 GWh ca.

Le analisi sono state effettuate a mezzo del System Advisor Model (SAM) del National Renewable Energy Laboratory – national laboratory of the U.S. Department of Energy, Office of Energy Efficiency and Renewable Energy, operated by the Alliance for Sustainable Energy, LLC.

La somma delle potenze nominali degli inverter installati è 20,571 MW e il fattore DC/AC medio di impianto è pari a 0,97.

Già a livello preliminare, i componenti dell'impianto sono stati selezionati per minimizzare le perdite nel processo di conversione; in sede di progetto esecutivo verranno presi ulteriori accorgimenti volti ad ottimizzare le prestazioni del sistema, in termini di energia prodotta.

In particolare, verranno adottati criteri di selezione dei moduli per garantire la migliore uniformità delle loro prestazioni elettriche e quindi ottimizzare il rendimento delle stringhe; verranno inoltre utilizzati componenti selezionati e cavi di sezioni adeguate, per ridurre le perdite sul lato in corrente continua. In generale verranno esaminate con i fornitori dei componenti tutte le caratteristiche dei componenti stessi che hanno impatto con il rendimento del sistema, verranno individuati tutti gli accorgimenti volti a migliorarlo e verranno adottate le misure conseguenti. La massima producibile teoricamente in un anno dall'impianto è data dal prodotto della radiazione media annua incidente sul piano dei moduli per la potenza nominale dell'impianto.

Si riporta di seguito una figura che rappresenta l'irraggiamento medio in KWh/mq relativa all'intera nazione. Da qui si rende evidente come le zone scelte per l'installazione dell'impianto sono quelle che offrono buone condizioni di producibilità.

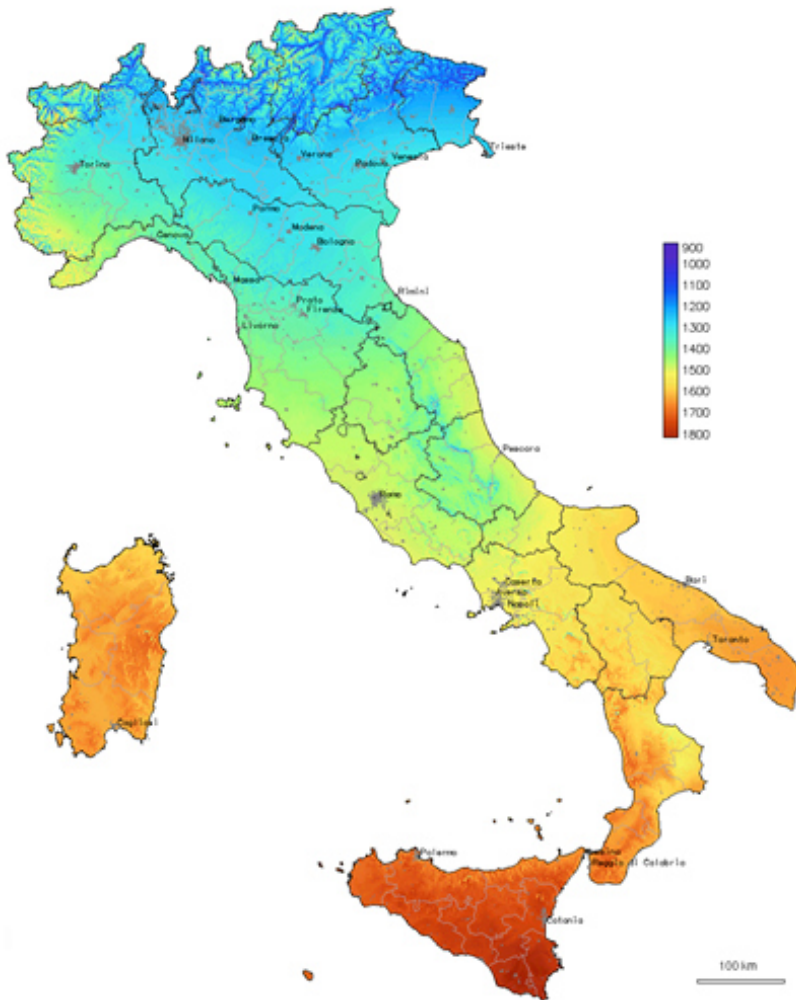


Fig. 4.1 Irraggiamento medio annuo in Italia

A partire da questi dati, e sulla base delle caratteristiche fisiche ed elettriche dell'impianto, si è calcolato il valore della produzione stimata per ogni sottocampo dell'impianto.

Il totale stimato di energia prodotta e immessa in rete per l'intero impianto è pari a 34,63 GWh all'anno.

5. DESCRIZIONE DEL SISTEMA

5.1. GENERATORE FOTOVOLTAICO

5.1.1. Moduli fotovoltaici in silicio monocristallino

Il modulo fotovoltaico trasforma la radiazione solare incidente sulla sua superficie in corrente continua che sarà poi convertita in corrente alternata dal gruppo di conversione. Esso risulta costituito dai seguenti componenti principali:

- Celle di silicio cristallino;
- diodi di by-pass e diodi di blocco;
- vetri antiriflesso a protezione delle celle
- cornice di supporto in alluminio anodizzato;
- cavi di collegamento con connettori.

I moduli fotovoltaici garantiranno una idonea resistenza al vento, alla neve, agli sbalzi di temperatura, in modo da assicurare un tempo di vita di almeno 30 anni. Ogni modulo sarà inoltre dotato di scatola di giunzione stagna, con grado di protezione IP 65, contenente i diodi di by-pass ed i morsetti di connessione. I moduli fotovoltaici avranno una garanzia sul decadimento delle prestazioni che sarà non superiore al 10% nell'arco di almeno 20 anni.

Per il progetto si prevede di utilizzare dei moduli monocristallini bifacciali da 570 Wp, Tipo SUNTECH ULTRA V PRO STP570S-C72/Nmh+.

La tecnologia bifacciale permette di aumentare la produzione attesa dal pannello utilizzando la radiazione che incide sulla parte posteriore del pannello.

Le caratteristiche del pannello sono le seguenti:

- MAX POWER $P_m(W)$: 570W
- MAX-POWER VOLTAGE $V_m(V)$: 42,44 V
- MAX-POWER CURRENT $I_m(A)$: 13,43 A
- MAX SYSTEM VOLTAGE (VDC) : 1500 V
- Dimensioni Moduli : 1134x2278x35 mm
- Peso: 32.00 kg/Cad



Figura 5.1.1 – Vista pannello fotovoltaico

5.1.2.String Box

In un impianto fotovoltaico i moduli sono connessi in serie in stringhe (per raggiungere la tensione operativa di innesco dell'inverter) e le stringhe vengono successivamente connesse in parallelo (per raggiungere la corrente operativa di innesco dell'inverter). Il numero dei moduli in serie (la lunghezza della stringa) e il numero delle stringhe in parallelo per ciascun ingresso degli inverter dipendono dal tipo di inverter utilizzato, dalla potenza totale e dalle caratteristiche tecniche dei moduli. La connessione dei moduli in serie è realizzata sui moduli stessi mediante le scatole di giunzione e i cavi solari. Al fine di poter effettuare il parallelo delle stringhe, le necessarie manutenzioni sulle stringhe e proteggere il sistema da eventuali sovratensioni e sovracorrenti, vengono installati dei quadri elettrici di stringa (detti string box o quadri di campo), che ospitano, insieme ai sistemi di interconnessione, anche i dispositivi di protezione da sovracorrente, sezionatori e dispositivi di protezione da sovratensioni.

Le stringhe previste sono di 28/29 moduli in serie.

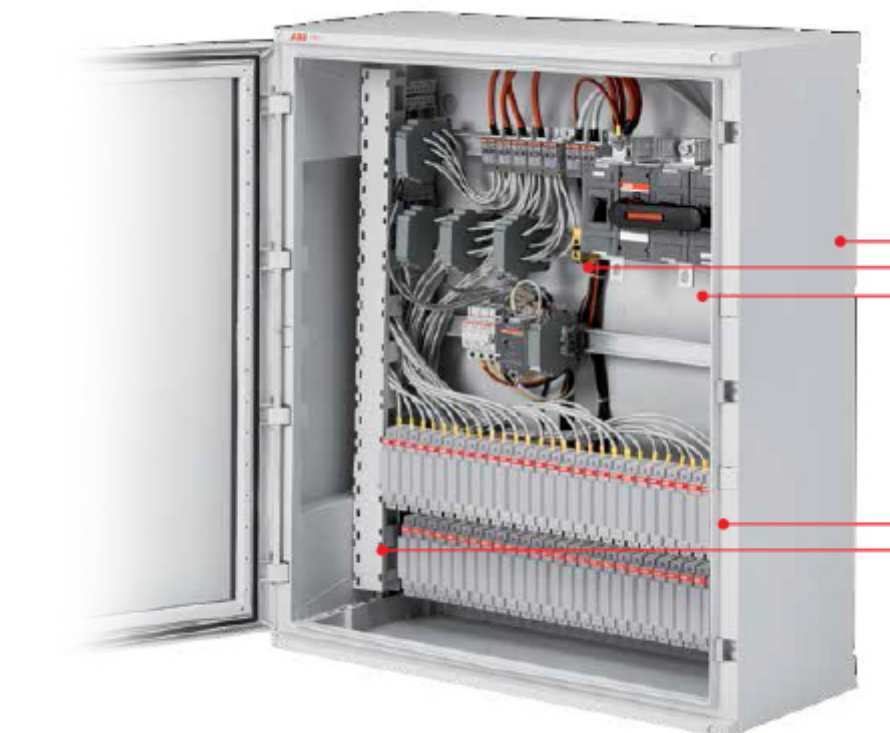


Figura 5.1.2 String box tipo

Il progetto prevede l'installazione delle string box aventi almeno le seguenti caratteristiche:

Tensione massima (VDC): 1500 V

Numero di stringhe parallele: fino a 32

Protezioni SPD: Tipo 2

Fusibili: 20 A

Sezionatori: presenti

Grado protezione quadro: IP 66

Corrente massima output: 320 A

Impianto fotovoltaico "FV Melfi"												
Configurazione elettrica BT												
	Sottocampo	Muduli inseriti	Potenza (KW)	Tipo INVERTER	N. INVERTER	Pn inveter	stringhe da 28 p.	stringhe da 29 p	pannelli stringhe	N. string box	Configurazione 1 stringhe da 28 p.	Configurazione 2 stringhe da 29 p.
Area SUD	A	7532	12863,76	Proteus PV 4300	1	4299	182	84	7532	11	n. 6 SB da 23 stringhe + n. 2 SB da 22 stringhe	n. 3 SB da 28 stringhe
	B	7504		Proteus PV 4300	1	4299	181	84	7504	11	n. 5 SB da 23 stringhe + n. 3 SB da 22 stringhe	n. 3 SB da 28 stringhe
	C	7532		Proteus PV 4300	1	4299	182	84	7532	11	n. 6 SB da 23 stringhe + n. 2 SB da 22 stringhe	n. 3 SB da 28 stringhe
Area NORD	D	6272	7118,16	PV 3800 AEP	1	3837	137	84	6272	10	n. 4 SB da 20 stringhe + n. 3 SB da 19 stringhe	n. 3 SB da 28 stringhe
	E	6216		PV 3800 AEP	1	3837	135	84	6216	10	n. 2 SB da 20 stringhe + n. 5 SB da 19 stringhe	n. 3 SB da 28 stringhe
		35056	19981,92			20571			35056	tot		

Tabella 5.1.3 Suddivisione stringhe su string box

5.1.3.Power station

All'interno dell'impianto sono previste 5 power station, una per ogni sottocampo con la funzione di raccogliere le linee elettriche provenienti dalle stringbox convertire l'energia da corrente continua a corrente alternata tramite gli inverter, innalzare la tensione da BT ad AT 36 KV e convogliare l'energia su una linea unica. La cabina conterrà il quadro di gestione delle linee BT, gli inverter, il trasformatore BT/AT e il quadro AT per la gestione delle linee di trasmissione dell'energia alla stazione elettrica di consegna.

Per l'impianto in oggetto si è previsto di impiegare delle soluzioni preassemblate per l'alloggio dei trasformatori BT/AT e delle apparecchiature di campo. In particolare, si è scelta la power station tipo GAMESA ELECTRIC PV STATION con potenza nominate di 4299 KVA e da 3837 KVA.

Questa cabina preassemblata contiene tutte le apparecchiature necessarie per la gestione delle linee in corrente continua, degli inverter, la trasformazione da 600-630 V a 36.000 V della tensione e la gestione delle linee AT. La potenza nominale di ogni trasformatore installato sarà di 4.500 kVA e di 4000 kVA, a seconda della porzione dell'impianto.

La Power Station avrà le seguenti caratteristiche:

Tensione lato BT : 600-630 V

Tensione lato AT: 36 KV

Tipologia Trasformatore: ONAN

Potenza trasformatore: 4.000-4.500 KVA

Materiale spire: alluminio;

tensione nominale interruttori AT: 40,5 KV

corrente nominale interruttori AT: 630 A

Standard costruttivi: IEC 60076, IEC 61439-1, IEC 62271-200, IEC 62271-202

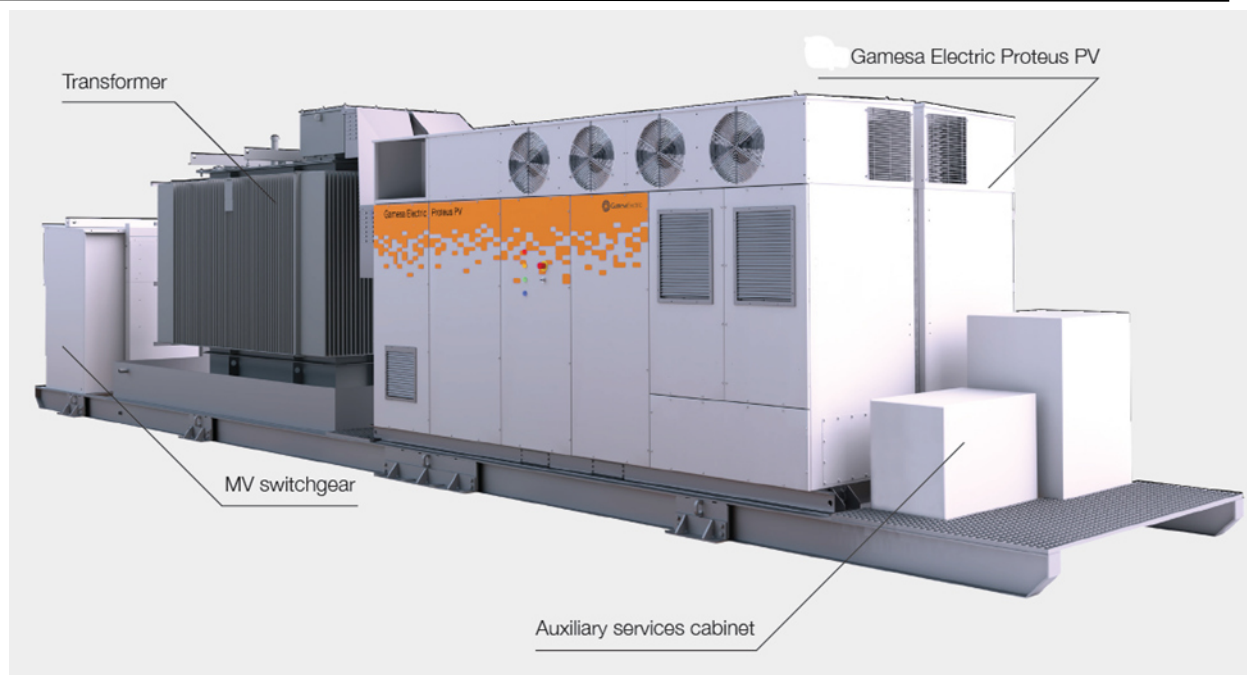


Figura 5.1.4 – Vista Power station

5.1.4. Inverter fotovoltaici

L'energia prodotta dai pannelli in corrente continua sarà convertita dagli inverter in corrente alternata.

Il gruppo di conversione o inverter sarà idoneo al trasferimento della potenza dal generatore fotovoltaico alla rete, in conformità ai requisiti normativi tecnici e di sicurezza applicabili. L'autoconsumo degli inverter sarà minimo, massimizzando pertanto il rendimento di conversione e sarà assorbito dalla rete elettrica nel caso in cui il generatore solare non sia in grado di fornire sufficiente energia elettrica. L'inverter non solo regolerà la potenza in uscita del sistema fotovoltaico ma servirà anche come controllo del sistema e come mezzo di ingresso dell'energia elettrica prodotta dal sistema FV dentro la rete in bassa tensione della centrale.

Si è optato per un sistema a 1500 V in corrente continua che massimizzando il numero di pannelli collegabili nella medesima stringa riduce i collegamenti elettrici da realizzare.

L'inverter scelto è del tipo GAMESA ELECTRIC PROTEUS PV 4300 con potenza nominata di 4290 KVA per i sottocampi A-B-C, GAMESA ELECTRIC PV 3800 AEP con potenza nominata di 3837 KVA.

Il progetto prevede l'installazione di 5 inverter, installati una su ogni Power Station, distribuiti all'interno dei sottocampi fotovoltaici per poter minimizzare le lunghezze dei cavi utilizzati.



Figura 5.1.5 – Vista inverter

I valori della tensione e della corrente di ingresso del gruppo di conversione sono stati dimensionati in modo da essere compatibili con quelli del generatore fotovoltaico.

Caratteristiche degli inverter:

- Ottimo per tutte le tensioni di rete delle centrali fotovoltaiche;
- Soluzione di piattaforma per una progettazione flessibile delle centrali fotovoltaiche;
- Pronta per condizioni ambientali complesse;
- Componenti testati prefiniti;
- Completamente omologato;

Il progetto prevede l'installazione di inverter aventi almeno le seguenti caratteristiche:

Tensione massima (VDC): 1.500 V
 Potenza Nominale AC: 4.299-3.837 KW
 Tensione AC: 600-630 V
 Frequenza di rete nominale: 50 Hz
 Grado protezione quadro: IP 65
 Dimensioni: 4.325x2x250x1.022 mm

Il progetto prevede, come già detto, cinque sottocampi. Ogni campo comprende una power station a

cui sono collegato gli inverter.

Si è provveduto alla configurazione delle stringhe in modo da rispettare i requisiti di dimensionamento fissati dal produttore e nello stesso tempo ottimizzare le stringhe stesse. Le stringhe saranno tutte composte da 28 o 29 pannelli in serie.

Nella tabella seguente sono riportate la suddivisione dei pannelli e delle string-box per ogni power station e sottocampo.

Impianto fotovoltaico "FV Melfi"										
Configurazione elettrica BT										
	Sottocampo	Muduli inseriti	Potenza (KW)	Tipo INVERTER	N. INVERTER	Pn inveter	stringhe da 28 p.	stringhe da 29 p	pannelli stringhe	N. string box
Area SUD	A	7532	12863,76	Proteus PV 4300	1	4299	182	84	7532	11
	B	7504		Proteus PV 4300	1	4299	181	84	7504	11
	C	7532		Proteus PV 4300	1	4299	182	84	7532	11
Area NORD	D	6272	7118,16	PV 3800 AEP	1	3837	137	84	6272	10
	E	6216		PV 3800 AEP	1	3837	135	84	6216	10
		35056	19981,92			20571			35056	tot

Tabella 5.1.1 Suddivisione stringhe per sottocampo

Nella tabella seguente sono riportati le verifiche delle stringhe nella configurazione degli inverter scelti.

Dimensionamento stringhe e verifica inverter									
caratteristiche pannelli fotovoltaici									
Marca	Modello	Potenza nominale	Efficienza modulo	Tensione a MPPT	Corrente a MPPT	Tensione a vuoto	corrente di corto circuito	max tensione pannello	
		Pmax		Vmp	Imp	Voc	Isc		
		W	%	V	A	V	A	V	
suntech	STP570S-C72/Nmh+	570	22,1	42,44	13,43	51,16	14,16	1500	
Caratteristiche inverter									
Marca	Modello	Potenza nominale	Tensione minima	Tensione Massima	Tensione Massima a 35°C	Corrente massima in input	Corrente massima a corto circuito		
		Pmax	VDCmin	VDCmax	VDC35°C	Imp	Iccmax		
		W	V	V	V	A	A		
Gamesa Electric	PV 3800 AEP	3.837	835	1.500	1.500	4.724	9.000		
verifica stringhe/inverter									
numero stringhe	pannelli per stringa	Tensione minima stringa	controllo tensione	Tensione massima stringa	Controllo tensione max	corrente massima	controllo corrente massima	corrente massima cc	controllo corrente massima cc
		V		V		A		A	
137	28	1.106	verifica	1.432	verifica	1.840	verifica	1.940	verifica
84	29	1.146	verifica	1.484	verifica	1.128	verifica	1.189	verifica
		Potenza per stringa	potenza totale in DC	Rapporto potenza nominale inverter	controllo potenza nominale inverter				
		Kw	Kw	%					
		15,96	2.187	107%	verifica				
		16,53	1.389						

Tabella 5.1.2 verifica stringhe ed inverter AEP

Dimensionamento stringhe e verifica inverter									
caratteristiche pannelli fotovoltaici									
Marca	Modello	Potenza nominale	Efficienza modulo	Tensione a MPPT	Corrente a MPPT	Tensione a vuoto	corrente di corto circuito	max tensione pannello	
		Pmax		Vmp	Imp	Voc	Isc		
		W	%	V	A	V	A	V	
suntech	STP570S-C72/Nmh+	570	22,1	42,44	13,43	51,16	14,16	1500	
Caratteristiche inverter									
Marca	Modello	Potenza nominale	Tensione minima	Tensione Massima	Tensione Massima a 35°C	Corrente massima in input	Corrente massima a corto circuito		
		Pmax	VDCmin	VDCmax	VDC35°C	Imp	Iccmax		
		W	V	V	V	A	A		
Gamesa Electric	Proteus PV 4300	4.299	835	1.500	1.500	5.000	9.000		
verifica stringhe/inverter									
numero stringhe	pannelli per stringa	Tensione minima stringa	controllo tensione	Tensione massima stringa	Controllo tensione max	corrente massima	controllo corrente massima	corrente massima cc	controllo corrente massima cc
		V		V		A		A	
182	28	1.106	verifica	1.432	verifica	2.444	verifica	2.577	verifica
84	29	1.146	verifica	1.484	verifica	1.128	verifica	1.189	verifica
		Potenza per stringa	potenza totale in DC	Rapporto potenza nominale inverter	controllo potenza nominale inverter				
		Kw	Kw	%					
		15,96	2.905	100%	verifica				
		16,53	1.389						

Tabella 5.1.3 verifica stringhe ed inverter Proteus

5.1.5.Cavidotti AT

L'energia prodotta dall'impianto e trasformata nelle power station da continua BT ad alternata AT, sarà addotta ad una stazione di consegna di proprietà del produttore per la successiva consegna alla RTN.

Il cavidotto progettato avrà tensione di 36 KV e sarà posato lungo il percorso individuato in planimetria.

E' prevista una unica linea che collegherà le 5 power station secondo lo schema riportato nelle tavole allegate:

Per una trattazione più approfondita dei cavidotti si rimanda al paragrafo 5.3.4 della presente relazione.

5.2. CONNESSIONE ALLA RTN

Da STMG trasmessa da Terna s.p.a. con nota del 27/06/2022 cod. prat. 202101660 la connessione dell'impianto avverrà in antenna a 36 kV su un futuro ampliamento della Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione a 380/150 kV di Melfi.

Gli impianti di connessione alla RTN sono stati progettati in conformità al suddetto Preventivo di Connessione. La tipologia di inserimento in antenna prevista consiste nell'utilizzo di un elettrodotto a 36 kV interrato da collegare tra la stazione di consegna del produttore e lo stallo arrivo produttore dedicato in Stazione Elettrica RTN dall'altro.

Le opere di connessione dell'impianto alla rete comprendono impianti di rete e di utenza per la connessione.

L'impianto di Utenza per la Connessione (IUC) sarà costituito da:

- Cavidotto AT interrato a tensione di 36 KV di connessione tra l'impianto di produzione e la stazione di consegna del produttore;
- Stazione di consegna produttore a tensione di 36 KV;
- Cavidotto AT interrato a tensione di 36 KV di connessione tra la stazione di consegna del produttore e lo stallo di arrivo produttore in Stazione Elettrica Terna;

L'impianto di Rete per la Connessione (IRC) sarà costituito da:

- Ampliamento della Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione a 380/150 kV di Melfi della RTN, compresa la nuova sezione a 36 KV di tale ampliamento che conterrà lo stallo di arrivo produttore a 36 KV.

5.2.1. Ubicazione degli impianti per la connessione

La connessione alla RTN verrà realizzata in S.P. n. 149 Melfi - Sata del Comune di Melfi (PZ).

L'area è individuata al N.C.T. del Comune di Melfi (PZ) al Foglio di Mappa n. 16 particelle 37-506 per la stazione produttore e 486-487 per la stazione TERNA.

Per la scelta del sito di ubicazione e l'individuazione del layout dei nuovi impianti sono stati considerati i seguenti obiettivi:

- Ottimizzazione dei costi e riduzione dell'impatto ambientale dei collegamenti tra la stazione di trasformazione, l'ubicazione dell'impianto e la stazione TERNA.
- Ottimizzazione dei costi e riduzione dell'impatto ambientale della stazione di trasformazione.
- Ottimizzazione dell'area in funzione dell'uso (facilità di accesso, presenza di infrastrutture di servizio, minimizzazione delle opere di predisposizione, ecc.).

5.3. OPERE CIVILI

5.3.1. Strutture di supporto dei moduli

Come detto le strutture di sostegno dei pannelli saranno o del tipo ad inseguimento mono-assiale.

La tipologia ad inseguimento comporta che le strutture di sostegno dei pannelli avranno un sistema meccanico che permetterà la rotazione del piano dei pannelli nella direzione est-ovest, mediante un unico motore elettrico.

Ogni tracker indipendente, ospiterà 112, 84, 56, o 14 pannelli.

I tracker ad inseguimento avranno un interasse in direzione est-ovest 9,50 m e una dimensione massima della struttura in direzione nord-sud di circa 65,92 m.

Per la tipologia ad inseguimento i pilastri saranno in acciaio tipo S355, le travi principali e secondarie in acciaio S235.

Le fondazioni saranno realizzate mediante pali infissi in acciaio e profondità di 3.00 m.

Tutte le opere saranno realizzate in accordo alle prescrizioni contenute nella Legge n. 1086 del 5/11/1971 e susseguenti D.M. emanati dal Ministero dei LL.PP e conformi alle NTC 2018.

In fase esecutiva, a seguito di approfondimento geologico, si potrà optare per una fondazione superficiale, o profonda mediante pali trivellati e gettati in opera.

5.3.2. Recinzione e zone di transito

Ogni lotto sarà dotato di una recinzione in pali e rete metallica, di circa 2,50 m di altezza, e di un cancello carrabile di circa 6 m in acciaio, scorrevole, con trave e pilastri in cls armato.

Sarà inoltre dotato di un sistema d'illuminazione e di video sorveglianza e sarà circondato da una fascia piantumata, della larghezza di 10 m., al fine di armonizzare il parco fotovoltaico al paesaggio circostante.

La fascia arborea circonderà tutti i terreni interessati dall'installazione dei pannelli e prevede la piantumazione di essenze arboree autoctone.

All'interno di ogni lotto verranno realizzate delle strade carrabili di 2,5 m, formate da uno strato inferiore di tout-venant di circa 0,40 m. e di uno superiore di misto granulometrico compattato permeabile di circa 0,20 m., al fine di favorire l'accesso dei mezzi, sia in fase di costruzione che di successiva manutenzione.

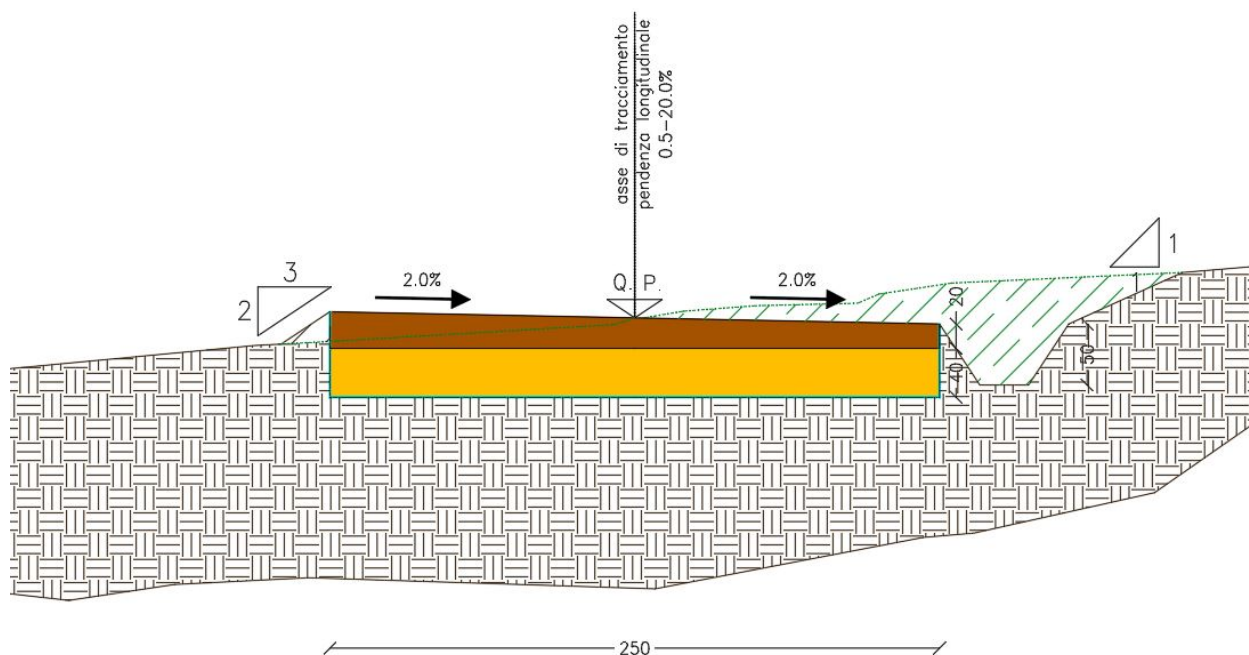


Figura 5.3.2 Sezione tipo stradale

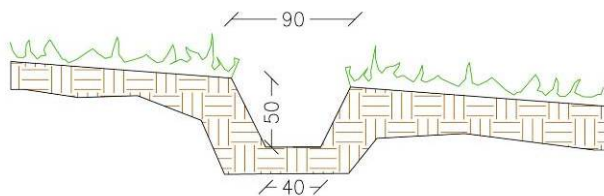
Per quanto riguarda la viabilità esterna, si prevede di realizzare, ove mancante, o risistemare, ove presente, le strade di accesso ai lotti, formate da uno strato inferiore di tout-venant e di uno superiore di misto granulometrico compattato permeabile.

5.3.3. Opere idrauliche

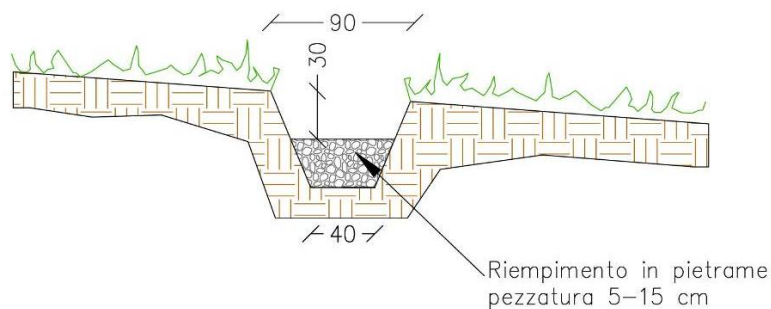
Dove necessario, al fine di consentire un corretto smaltimento e deflusso delle acque meteoriche, verranno realizzate delle opere idrauliche, consistenti in cunette, tombini e tubi drenanti.

Le cunette saranno di tre tipi:

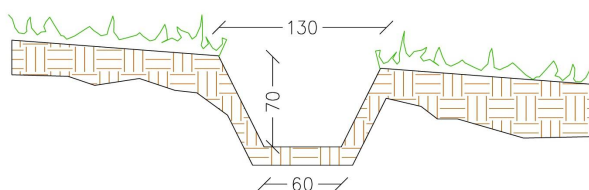
- tipo C1: a sezione trapezoidale di dimensioni 0,40x0,90x0,50 m.;



- tipo C2: a sezione trapezoidale di dimensioni 0,40x0,90x0,50 m., con un riempimento di 0,20 m. in pietrame;



- tipo C3: a sezione trapezoidale di dimensioni 0,60x1,30x0,70 m..



Dove necessario, in corrispondenza dell'attraversamento delle strade di circolazione interna, verranno realizzati dei tombini, così composti: un letto di posa in sabbia vagliata di 0,10 m., un tubo di adeguato diametro in PEAD, ricoperto da un getto in cls dello spessore di 0,20 m., con alle estremità dei gabbioni metallici riempiti di pietrame di dimensione 1,00x1,50x1,00 m., e due materassi Reno a protezione dello sbocco delle dimensioni di 2,00x1,50x0,30 m.

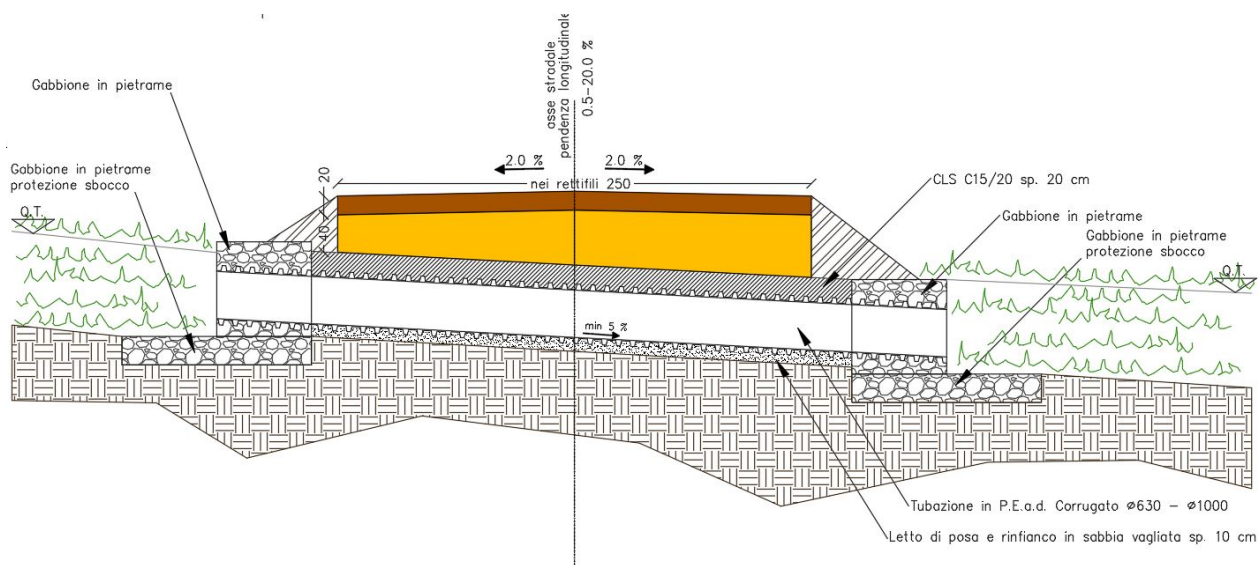


Figura 5.3.3 Sezione tipo tombino idraulico

I tubi drenanti saranno costituiti da tubi in PEAD di adeguate dimensioni, forati e ricoperti da geotessuto.

5.3.4. Cavidotto

La rete elettrica di consegna dell'energia prodotta è prevista in alta tensione con una tensione di esercizio a 36 kV con cavi cordati ad elica che consente di minimizzare le perdite elettriche e di ridurre la fascia di rispetto per i campi elettromagnetici, determinata ai sensi della L.36/01 e D.M. 29.05.2008.

I cavi prescelti sono del tipo tripolare, con conduttori in alluminio, schermo metallico e guaina in PVC.

È prevista un'unica linea che unisce le cabine di trasformazione e le collega alla stazione esistente di proprietà del produttore per una lunghezza totale di cavidotto di 10.678,22 m.

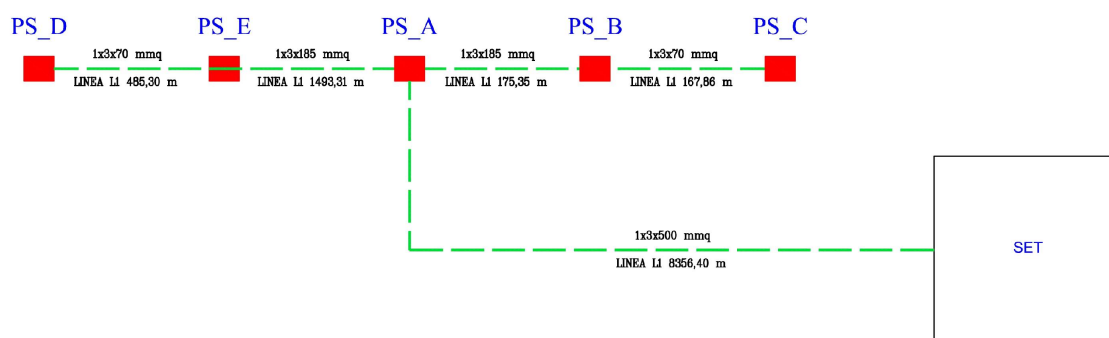


Figura 5.3.4 schema di collegamento AT

I cavi utilizzati per i cavidotti AT saranno del tipo ARE4H5EE cordati ad elica per minimizzare l'impatto elettromagnetico degli stessi.

L'installazione dei cavi dovrà soddisfare tutti i requisiti imposti dalla normativa vigente e dalle norme tecniche dei singoli enti proprietari delle infrastrutture attraversate ed in particolare dalle norme CEI 11-17 e 11-1.

All'interno dello scavo del cavidotto troverà posto anche la corda di rame nuda dell'impianto equipotenziale. La sezione tipo del cavidotto prevede accorgimenti tipici in questo ambito di lavori (allettamento dei cavi su sabbia, coppone di protezione e nastro di segnalazione al di sopra dei cavi, a guardia da possibili scavi incauti).

Sarà inoltre prevista la posa della fibra ottica necessaria per la trasmissione dati e relativo controllo dell'impianto.

Il cavidotto AT è posato prevalentemente lungo la viabilità esistente, entro scavi a sezione obbligata a profondità stabilita dalle norme CEI 11/17 e dal codice della strada.

Le sezioni tipo di scavo saranno diverse a seconda se la posa dovrà avvenire su terreno agricolo/strada sterrata o su strada asfaltata.

Nel caso posa su strada sterrata la profondità di scavo sarà di 1.10 m, prima della posa del cavo AT sarà realizzato un letto di posa con idoneo materiale sabbioso di spessore di circa 10 cm. Il cavo sarà rinfiancato e ricoperto con lo stesso materiale sabbioso per uno spessore complessivo di 50 cm. Al di sopra della sabbia verrà ripristinato il materiale originario dello scavo. Sul fondo dello scavo sarà posata la rete di terra realizzata con corda in rame nudo di 50 mmq di sezione. All'interno dello strato sabbioso sarà posato, inoltre, il cavo di fibra ottica. Tra lo strato di sabbia ed il ricoprimento sarà collocato una protezione meccanica formata da una coppella in pvc. Nello strato di ricoprimento sarà posto il nastro monitore in numero di file pari alle terne presenti nello scavo.

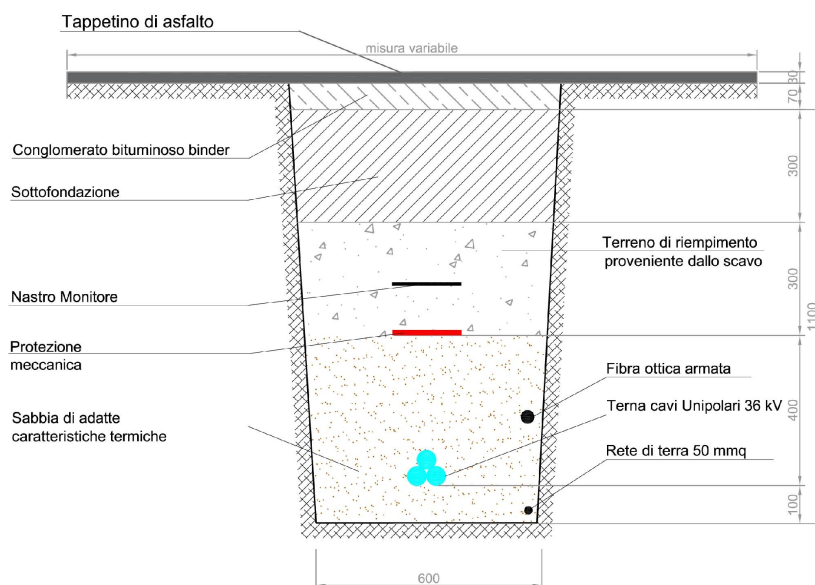
Nel caso di posa su strada asfaltata il ricoprimento sarà eseguito in parte con materiale da cava a formare la sottofondazione stradale. La chiusura dello scavo avverrà con uno strato di binder di spessore di 7 cm e lo strato finale di usura di spessore di 3 cm.

La larghezza dello scavo sarà di 60 cm in caso di una sola terna, di 80 cm in caso di 2 terne, 120 cm in caso di tre terne.

Di seguito si riporta un esempio di sezione tipo su strada asfaltata ed uno per un cavo su strada sterrata/terreno agricolo.

TRINCEA PER UN CAVO SU STRADA ASFALTATA

Sezione tipo 1A



TRINCEA PER UN CAVO SU STRADA STERRATA O TERRENO AGRICOLO

Sezione tipo 1B

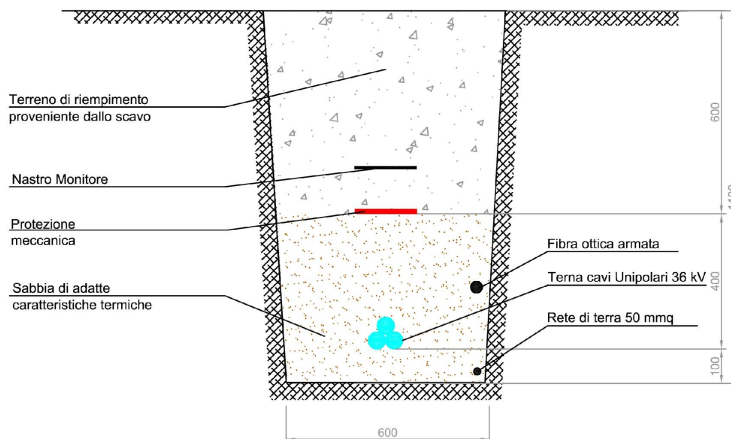


Figura 5.9 Sezione tipo cavidotti

5.4. TERRE E ROCCE DA SCAVO

Il cantiere per la costruzione dell'impianto fotovoltaico si configura come "cantiere di piccole dimensioni" ai sensi dell'art.2 comma 1 lettera t) del DECRETO DEL PRESIDENTE DELLA REPUBBLICA 13 giugno 2017, n. 120.

Il materiale proveniente dagli scavi sarà soggetto alle norme di cui al DL 152/2006 e al "Regolamento recante la disciplina semplificata della gestione delle terre e rocce da scavo" D.P.R. 13/06/2017 n° 120 e allegati, in particolare a quanto riportato nel Titolo IV "Terre e rocce da scavo escluse dall'ambito di applicazione della disciplina sui rifiuti".

Sulle terre e rocce provenienti dai movimenti di terra sarà eseguita una caratterizzazione dei cumuli finalizzata alla classificazione di pericolosità del rifiuto (All. H parte IV Dlgs 152/2006) e alla determinazione dell'idoneità al riutilizzo e all'eventuale discarica per lo smaltimento (DM 3 / 8 / 2005).

I materiali inerti che si originano dal processo produttivo di realizzazione dell'opera, all'esito del procedimento d'identificazione, qualificazione, destinazione e quantificazione, sia in sede progettuale che in sede esecutiva, se rispondenti alle caratteristiche tecnico, chimico, ambientali attese ed autorizzate, saranno utilizzati in ossequio alle prescrizioni del D.P.R. 13/06/2017 n° 120, dell'art. 185 comma 1 lett. C) del D.lgs. 152/06, come modificato dal D.lgs. 4/2008, esclusi dalla disciplina dei rifiuti.

Il materiale in esubero non riutilizzabile nello stesso sito di escavazione sarà gestito come rifiuto ai sensi della Parte IV del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 e trasportato a pubblica discarica autorizzata o a centro di recupero autorizzato.

5.5. SISTEMA DI CONTROLLO

Il sistema di controllo dell'impianto avviene tramite due tipologie: controllo locale e controllo remoto.

- a) Controllo locale: monitoraggi tramite PC centrale, posto in prossimità dell'impianto, tramite software apposito in grado di monitorare e controllare gli inverter e le altre sezioni di impianto;
- b) Controllo remoto: gestione a distanza dell'impianto tramite modem GPRS con scheda di rete Data-Logger montata a bordo degli inverter.

Il controllo in remoto avviene da centrale (servizio assistenza) con il medesimo software del controllo locale.

Le grandezze controllate dal sistema sono:

- Potenze dell'inverter;
- Tensione di campo dell'inverter;
- Corrente di campo dell'inverter;
- Radiazioni solari;
- Temperatura ambiente;
- Velocità del vento;
- Letture dell'energia attiva e reattiva prodotte.

La connessione tra gli inverter e il PC avviene tramite un box acquisizione (convertitore USB/RS485 MODBUS). Sullo stesso BUS si inserisce la scheda di acquisizione ambientale per la misura della temperatura ambientale, l'irraggiamento e la velocità del vento.

6. VERIFICHE DI COLLAUDO

L'impianto fotovoltaico e relativi componenti saranno realizzati nel rispetto delle norme tecniche applicabili.

Le verifiche e le prove di collaudo dell'impianto saranno in parte effettuate durante l'esecuzione dei lavori, in parte appena ultimato l'impianto.

La verifica tecnico-funzionale dell'impianto consiste nell'effettuare i controlli secondo la normativa ENEA, riassunta nella seguente tabella:

COMPONENTE	CONTROLLO
Disposizione componenti	<ul style="list-style-type: none"> • Disposizione componenti come riportate nel progetto esecutivo

Strutture di sostegno	<ul style="list-style-type: none">• Serraggio delle connessioni bullonate• integrità della geometria• Stato della zincatura sui profili in acciaio
Generatore fotovoltaico	<ul style="list-style-type: none">• Integrità della superficie captante dei moduli• Controllo di un campione di cassette di terminazione• Uniformità di tensioni, correnti e resistenza di isolamento delle stringhe fotovoltaiche
Quadro/i elettrici	<ul style="list-style-type: none">• Integrità dell'armadio• Efficacia dei diodi di blocco• Prova a sfilamento dei cablaggi in ingresso ed in uscita
Rete di terra	<ul style="list-style-type: none">• Continuità dell' impianto di terra
Collegamenti elettrici	<ul style="list-style-type: none">• Verifica, attraverso la battitura dei cavi, la correttezza della polarità e marcatura secondo gli schemi elettrici di progetto
Prove funzionali	<ul style="list-style-type: none">• Corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza e nelle varie modalità previste dal convertitore c.c/c.a

Prove di prestazione elettrica del sistema	<ul style="list-style-type: none"> • Prestazioni in corrente continua $P_{cc} > 0.85P_{nom} I/I_{stc}$ • Prestazione sezione conversione statica $P_{ca} > 0.9P_{CC}$ <p>Dove:</p> <p>P_{cc} = Potenza in kW misurata all'uscita del generatore con precisione migliore del 2%</p> <p>P_{nom} = Potenza in kW somma delle potenze di targa dei moduli installati</p> <p>I = Irraggiamento in W/m^2 misurato sul piano dei moduli con precisione migliore del 3%</p> <p>I_{stc} = valore di riferimento in W/m^2 pari a 1000</p> <p>P_{ca} = Potenza attiva in kW all'uscita del convertitore con precisione migliore del 2%</p>
--	--

Le verifiche tecniche di cui sopra saranno eseguite da un tecnico abilitato che utilizzerà la strumentazione riportata nella scheda tecnica di impianto.

Con questi controlli si garantisce che il rendimento della sezione in continua sia maggiore dell'85%, quello della sezione di conversione sia maggiore del 90%.

Al termine delle prove verrà rilasciata opportuna certificazione che attesti l'esito delle verifiche.

Le prestazioni dell'impianto a regime verranno monitorate in continuo dal sistema di controllo.

7. SICUREZZA DELL'IMPIANTO

7.1. PROTEZIONE DA CORTI CIRCUITI SUL LATO C.C. DELL'IMPIANTO

Gli impianti FV sono realizzati attraverso il collegamento in serie/parallelo di un determinato numero moduli FV, a loro volta realizzati attraverso il collegamento in serie/parallelo di celle FV inglobate e sigillate in un unico pannello d'insieme. Pertanto gli impianti FV di qualsiasi dimensione conservano le caratteristiche elettriche della singola cella, semplicemente a livelli di tensione e correnti superiori, a

seconda del numero di celle connesse in serie (per ottenere tensioni maggiori) oppure in parallelo (per ottenere correnti maggiori).

Negli impianti fotovoltaici la corrente di corto circuito dell'impianto non può superare la somma delle correnti di corto circuito delle singole stringhe.

Essendo le stringhe composte da una serie di generatori di corrente (i moduli fotovoltaici) la loro corrente di corto è di poco superiore alla corrente nel punto di massima potenza.

7.2. PROTEZIONE DA CONTATTI ACCIDENTALI LATO C.C.

Per ridurre il rischio di contatti pericolosi il campo fotovoltaico lato corrente continua è assimilabile ad un sistema IT cioè flottante da terra. La separazione galvanica tra il lato corrente continua e il lato corrente alternata è garantita dalla presenza del trasformatore BT/AT.

In tal modo perché un contatto accidentale sia realmente pericoloso occorre che si entri in contatto contemporaneamente con entrambe le polarità del campo. Il contatto accidentale con una sola delle polarità non ha praticamente conseguenze, a meno che una delle polarità del campo non sia casualmente a contatto con la massa.

Per prevenire tale eventualità gli inverter sono muniti di un opportuno dispositivo di rivelazione degli squilibri verso massa, che ne provoca l'immediato spegnimento e l'emissione di una segnalazione di allarme.

7.3. PROTEZIONE DALLE FULMINAZIONI

Un campo fotovoltaico correttamente collegato a massa, non altera in alcun modo l'indice ceraunico della località di montaggio, e quindi la probabilità di essere colpito da un fulmine.

I moduli fotovoltaici sono in alto grado insensibili alle sovratensioni atmosferiche, che invece possono risultare pericolose per le apparecchiature elettroniche di condizionamento della potenza. Per ridurre i danni dovuti ad eventuali sovratensioni i quadri di parallelo sottocampi sono muniti di varistori su entrambe le polarità dei cavi d'uscita. I varistori, per prevenire eventuali incendi, saranno segregati in appositi scomparti antideflagranti.

In caso di sovratensioni i varistori collegano una od entrambe le polarità dei cavi a massa e provocano l'immediato spegnimento degli inverter e l'emissione di un segnale d'allarme.

7.4. SICUREZZE SUL LATO C.A. DELL'IMPIANTO

La limitazione delle correnti del campo fotovoltaico comporta analogha limitazione anche nelle correnti in uscita dagli inverter. Cortocircuiti sul lato alternata dell'impianto sono tuttavia pericolosi perché possono provocare ritorni da rete di intensità non limitata. L'inverter è equipaggiato con una protezione generale di massima corrente e una protezione contro i guasti a terra.

7.5. PREVENZIONE DAL FUNZIONAMENTO IN ISOLA

In accordo a quanto prescritto dalla normativa italiana sarà previsto, incorporato nell'inverter, un dispositivo per prevenire il funzionamento in isola dell'impianto.

7.6. IMPIANTO DI MESSA A TERRA

La cabina elettrica è dotata di una rete di messa a terra realizzata secondo la vigente normativa. Le strutture di sostegno dei moduli sono collegate ad una rete di terra realizzata in prossimità delle strutture stesse.

8. PROGRAMMA DI REALIZZAZIONE E GESTIONE IMPIANTO

Il programma di realizzazione del parco fotovoltaico in oggetto, dal conseguimento della cantierabilità, alla messa in esercizio, fino alla dismissione dello stesso, è schematicamente descritto di seguito. Nella descrizione delle attività previste si porrà in particolare l'attenzione sugli aspetti che maggiormente comportano ripercussioni a livello ambientale.

8.1. LA FASE DI COSTRUZIONE

Con l'avvio del cantiere si procederà dapprima con l'apertura della viabilità di cantiere.

L'adeguamento dei passaggi agricoli e della viabilità minore produrrà le condizioni per l'effettiva esecuzione delle operazioni in condizioni di sicurezza.

Successivamente si passerà alla costruzione delle strutture di sostegno pannelli.

La posa delle fondazioni dei Tracker, che interesseranno strati superficiali di terreno non darà luogo alla generazione di materiale di risulta e, viste le caratteristiche puntuali delle stesse non avrà ricadute sulla circolazione superficiale e profonda delle acque in situ.

La fase di installazione dei pannelli prende avvio con il trasporto sul sito dei pezzi da assemblare.

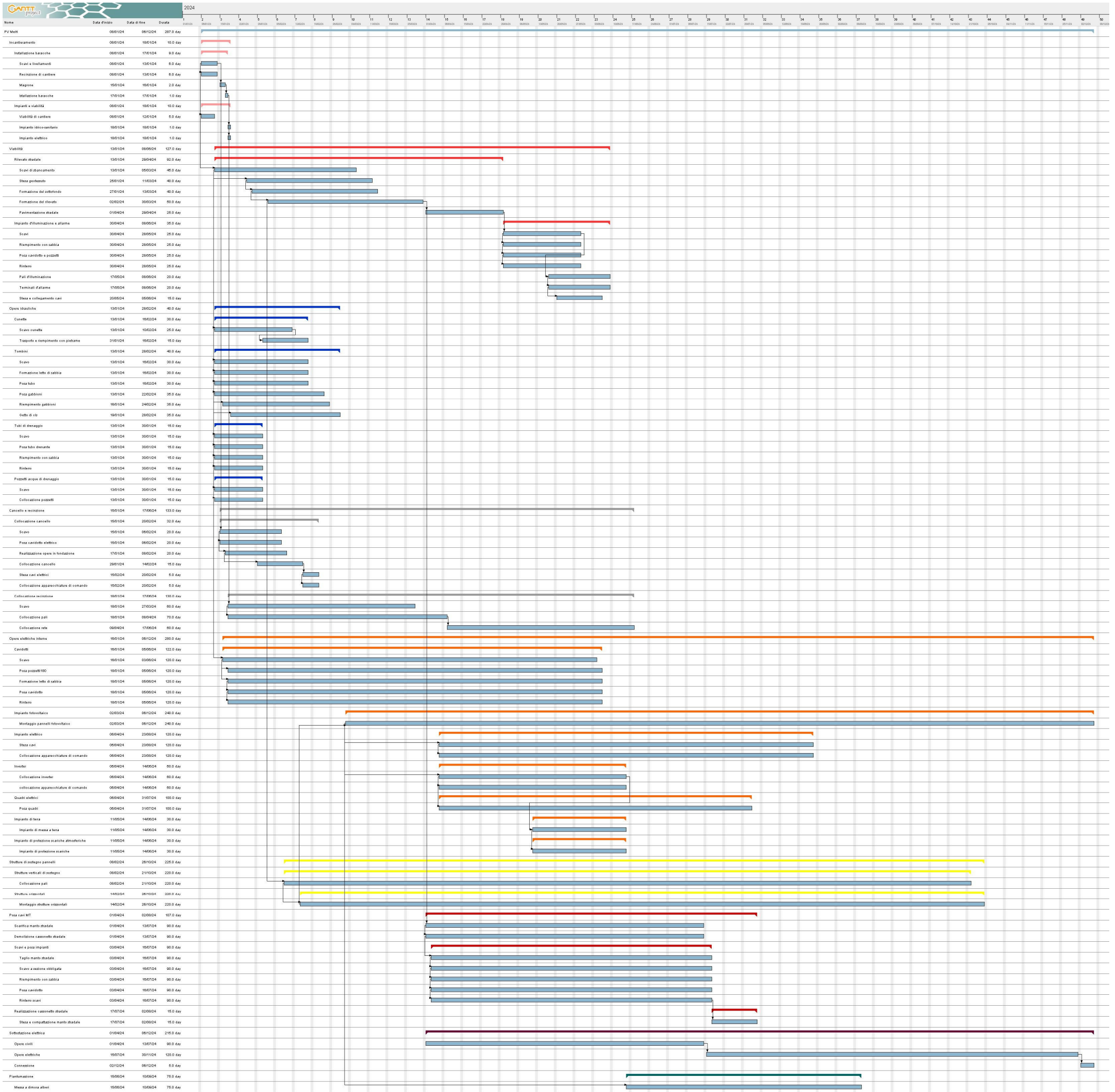
Il trasporto verrà effettuato in stretto coordinamento con la sequenza di montaggio dei singoli lotti. Le operazioni saranno effettuate con camion articolati standard, lo scarico e movimentazione in cantiere avverrà tramite caricatori telescopici gommati.

La costruzione del cavidotto comporta un impatto minimo per via della scelta del tracciato (prevalentemente in fregio alla viabilità già realizzata), per il tipo di mezzo impiegato (un escavatore con benna stretta) e per la minima quantità di terreno da portare a discarica, potendo essere in gran parte riutilizzato per il rinterro dello scavo a posa dei cavi avvenuta.

Si passerà quindi al completamento definitivo della viabilità e delle piazzole di servizio.

Il collegamento alla rete e le necessarie operazioni di collaudo precedono immediatamente la messa in esercizio commerciale dell'impianto.

Si riporta di seguito il cronoprogramma relativo ai lavori di costruzione del parco.



8.2. LA FASE DI ESERCIZIO

L'esercizio di un impianto fotovoltaico si caratterizza per l'assenza di qualsiasi utilizzo di combustibile e per la totale mancanza di emissioni chimiche di qualsiasi natura.

Il suo funzionamento richiede semplicemente il collegamento alla rete elettrica nazionale di alta tensione per immettere l'energia prodotta in rete e per consentire l'alimentazione dei sistemi ausiliari di stazione in assenza di produzione.

Attraverso il sistema di telecontrollo, le funzioni vitali dell'intero impianto sono tenute costantemente monitorate e opportunamente regolate per garantire la massima efficienza in condizioni di sicurezza.

Normali esigenze di manutenzione richiedono infine che la viabilità a servizio dell'impianto sia tenuta in un buono stato di conservazione in modo da permettere il transito degli automezzi.

8.3. ANALISI DEI POSSIBILI INCIDENTI

Nella scelta dei tracker si terrà conto dell'idoneità delle caratteristiche delle macchine, in relazione alle condizioni meteorologiche estreme del sito.

In tal senso:

- Sarà scelto, in fase esecutiva, un Tracker conforme alla Direttiva Macchine, e tutti i calcoli strutturali delle strutture e delle fondazioni saranno condotti in osservanza della normativa sismica vigente (DM 17/01/2018);
- Sarà assicurata la protezione dell'impianto in caso di incendio sia in fase di cantiere che di esercizio anche con l'utilizzo di dispositivi portatili (estintori). Ogni cabina sarà dotata di almeno due estintori, idonei allo spegnimento di eventuali incendi che si possano verificare durante tutta la vita utile delle stesse
- Sarà assicurato un adeguato trattamento e smaltimento degli olii derivanti dal funzionamento a regime del parco fotovoltaico (D.Lgs. n. 95 del 27 gennaio 1992, Attuazione delle Direttive 75/439/CEE e 87/101/CEE relative alla eliminazione degli olii usati).

In particolare il trasformatore della stazione elettrica sarà dotato di una fondazione che permetterà la raccolta dell'olio in caso di perdite dallo stesso trasformatore. L'olio raccolto sarà addotto ad una vasca impermeabile idonea a contenere il liquido ed a trattenerlo fino al corretto smaltimento.

8.4. LA FASE DI DISMISSIONE E RIPRISTINO

Terminata la vita utile dell'impianto fotovoltaico si procederà al recupero dell'area interessata. La dismissione dell'impianto è operazione semplice e può consentire un ripristino dei luoghi praticamente alle condizioni ante-opera.

I tracker ed i pannelli sono facilmente rimovibili senza necessità di alcun intervento strutturale e dimensionale sulle aree a disposizione; le linee elettriche, comunque smantellabili, sono tutte interrato.

Questa fase pertanto comprende lo smantellamento ed il prelievo dei componenti dalla zona ed il recupero dei tracciati di accesso, i quali potranno essere riconvertiti così da apportare qualche beneficio alla popolazione locale, avendo sempre cura alla integrazione nel contesto paesaggistico.

Inevitabilmente permarranno nella zona altre installazioni costruttive, l'edificio della cabina di trasformazione, il quale verrà riconvertito ad un uso coerente al proprio contesto naturale e sociale.

Si evidenzia che l'esercizio dell'impianto non avrà prodotto alcuna scoria o rifiuto da smaltire.

8.5. POSSIBILI RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE LEGATE ALLA REALIZZAZIONE DEL PROGETTO

La realizzazione del progetto determina sicure ricadute sul territorio sia dal punto di vista economico che dal punto di vista sociale-occupazionale:

- incremento di occupazione conseguente alle opportunità di lavoro connesse alle attività di costruzione, all'esercizio e alle attività di manutenzione e gestione del parco fotovoltaico;
- richiesta di servizi per il soddisfacimento delle necessità del personale coinvolto.

8.6. INCREMENTO OCCUPAZIONE DOVUTO ALLA RICHIESTA DI MANODOPERA (FASE DI CANTIERE E FASE DI ESERCIZIO)

La realizzazione del progetto della Parco fotovoltaico comporta una richiesta di manodopera essenzialmente ricollegabile a:

- attività di costruzione dell'impianto: le attività dureranno 8 mesi circa e il personale presente in sito varierà da alcune unità nelle prime fasi costruttive (primi mesi) ad un massimo di 60 unità nel periodo di punta;
- attività di esercizio: sono previsti complessivamente circa 12 tecnici impiegati per attività legate al processo produttivo e tecnologico e come manodopera coinvolta nell'indotto.

Sia in fase di realizzazione sia durante la fase di esercizio, incluse le necessarie attività di manutenzione, a parità di costi e qualità, si privilegeranno le imprese locali che intendessero concorrere agli appalti che saranno indetti dalla Proponente.

Per quanto riguarda la fase di cantiere si segnala che, considerando che per le attività di realizzazione è stimato un impegno di circa 20.000 ore/uomo, si prevede un significativo ricorso alla manodopera locale.

Per quanto riguarda la fase di esercizio si segnala che il progetto porterà vantaggi occupazionali derivanti dall'impiego continuativo di operatori preferibilmente locali che verranno preventivamente addestrati e che si occuperanno della gestione dell'impianto e delle attività di "primo intervento" durante la fase di funzionamento della centrale o di vigilanza.

La realizzazione del progetto, pertanto, potrà indurre in generale un impatto di valenza positiva sull'assetto economico e produttivo dell'area, trattandosi di una attività che produrrà reddito diretto e indotto e con caratteri peculiari all'interno di un ampio bacino d'utenza. Infatti, come avviene per qualunque iniziativa industriale, le attività connesse alla realizzazione ed esercizio dell'impianto comporteranno una domanda di servizi e attività collaterali che instaureranno una catena di rapporti, anche a carattere economico, con le imprese locali.

L'importanza economica dell'iniziativa associata all'elevato contenuto tecnologico dell'opera rende l'iniziativa estremamente interessante per i risvolti socio economici che determina.

9. CONCLUSIONI

l'Impianto è destinato ad avere un impatto positivo sul territorio e sulla comunità permettendo di produrre energia elettrica da fonte rinnovabile con impatto minimo sull'ambiente.

Tutte le opere sono progettate e saranno realizzate conformemente alle norme applicabili, e contribuiranno al raggiungimento degli obiettivi di produzione di energia pulita e decarbonizzazione sanciti dal Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC).