



REGIONE SICILIA

COMUNE DI ALCAMO

COMUNE DI MONREALE

PROGETTO:

Progetto definitivo per la realizzazione di un impianto agrovoltaico denominato "PV Alcamo - Monreale" di Pn pari a 40,20 MW e sistema di accumulo di capacità pari a 18MWh, da realizzarsi nei Comuni di Alcamo (TP) e Monreale (PA)

Progetto Definitivo

PROPONENTE:

DREN SOLARE 10 s.r.l.

SORESINA (CR)
VIA PIETRO TRIBOLDI 4 CAP 26015
P.IVA 01785310192



ELABORATO:

Relazione tecnica generale con allegato cronoprogramma

PROGETTISTI:

Ing. Riccardo Cangelosi

Ing. Gaetano Scurto

Scala:

Tavola:

RTG

Data:

19-10-2023

Rev.	Data	Revisione	Descrizione
00	19-10-2023		emissione



Sommario

SOMMARIO	1
1. PREMESSA	3
1.1. INQUADRAMENTO DEL PROGETTO	4
1.2. CARATTERISTICHE GEOLOGICHE DEL SITO	6
1.2.1 INQUADRAMENTO GEOLOGICO	7
1.2.2 INQUADRAMENTO GEO-MORFOLOGICO ED IDROGEOLOGICO	11
2. NORMATIVA E LEGGI DI RIFERIMENTO	12
3. DEFINIZIONI	14
4. DATI DI PROGETTO	15
5. PRODUCIBILITA' DELL'IMPIANTO	19
6. DESCRIZIONE DEL SISTEMA	23
6.1. GENERATORE FOTOVOLTAICO	23
6.1.1. <i>Moduli fotovoltaici in silicio monocristallino</i>	23
6.1.2. <i>String Box</i>	24
6.1.3. <i>Inverter fotovoltaici</i>	25
6.1.4. <i>Power station</i>	27
6.1.5. <i>Sistema di accumulo energy storage</i>	29
6.2. CONNESSIONE ALLA RTN	30
6.2.1. <i>Ubicazione degli impianti</i>	31
6.3. OPERE CIVILI	32
6.3.1. <i>Strutture di supporto dei moduli</i>	32
6.3.2. <i>Recinzione e zone di transito</i>	33
6.3.3. <i>Opere idrauliche</i>	34
6.3.4. <i>Cavidotto</i>	36
6.3.5. <i>EDIFICIO UTENTE</i>	39
6.3.6. <i>STAZIONE ELETTRICA SATELLITE</i>	40
6.4. SISTEMA DI CONTROLLO	44
7. VERIFICHE DI COLLAUDO	44
8. SICUREZZA DELL'IMPIANTO	46
8.1. PROTEZIONE DA CORTI CIRCUITI SUL LATO C.C. DELL'IMPIANTO	46
8.2. PROTEZIONE DA CONTATTI ACCIDENTALI LATO C.C.....	46
8.3. PROTEZIONE DALLE FULMINAZIONI.....	47
8.4. SICUREZZE SUL LATO C.A. DELL'IMPIANTO.....	47
8.5. PROTEZIONE DALLE SCARICHE ATMOSFERICHE	47
8.6. PREVENZIONE DAL FUNZIONAMENTO IN ISOLA.....	48
8.7. IMPIANTO DI MESSA A TERRA	48
9. PROGRAMMA DI REALIZZAZIONE E GESTIONE IMPIANTO	49
9.1. LA FASE DI COSTRUZIONE	49



9.2.	LA FASE DI ESERCIZIO.....	51
9.3.	ANALISI DEI POSSIBILI INCIDENTI.....	51
9.4.	LA FASE DI DISMISSIONE E RIPRISTINO	52
9.5.	POSSIBILI RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE LEGATE ALLA REALIZZAZIONE DEL PROGETTO.....	52
9.6.	INCREMENTO OCCUPAZIONE DOVUTO ALLA RICHIESTA DI MANODOPERA (FASE DI CANTIERE E FASE DI ESERCIZIO).....	52
10.	CONCLUSIONI	53



1. PREMESSA

Il presente documento ha lo scopo di illustrare le caratteristiche dell'impianto nell'ambito del progetto per la realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile solare denominato "PV Alcamo - Monreale" nel territorio dei comuni di Alcamo (TP) e Monreale (PA) (di seguito il "Progetto" o "l'Impianto").

Il progetto consiste nella realizzazione di un impianto agrovoltaico, con sistema di accumulo da 18 MWh, con una potenza di picco del generatore di 40,837 MWp e potenza nominale di 40,208 MWp. Si prevede l'installazione di n° 672 inseguitori solari ad un asse (tracker orizzontali monoassiali a linee indipendenti) a terra di tre lunghezze differenti, rispettivamente con 112, con 84 e con 56 moduli fotovoltaici bifacciali tipo "n" di ultima generazione, con tecnologia TOP Con.

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 agrovoltaico, 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, di tipo grid-connected, è costituito da 4 lotti ubicati su aree classificate agricole e sarà infisso al suolo con struttura in acciaio di tipo ad inseguimento mono assiale; l'energia elettrica prodotta dai moduli fotovoltaici 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) ed i trasformatori, che avranno la funzione di convertire, da continua ad alternata, l'energia proveniente dal campo fotovoltaico e trasformarla da BT a AT a 36 kV. Dagli inverter l'energia prodotta, tramite cavidotti AT a 36 kV, verrà trasportata ad un sistema di accumulo da 18 MWh, per



l'accumulo di parte dell'energia elettrica prodotta dal parco agrovoltaiico e successivamente trasportata alla stazione di trasformazione utente 36/220 kV (SEU). In questa stazione verranno collocati gli apparati di protezione e misura dell'energia prodotta.

La consegna dell'energia elettrica prodotta dall'impianto avverrà conformemente alla Soluzione Tecnica Minima Generale ("STMG") trasmessa da Terna S.p.A. (di seguito "Terna") al proponente con nota del 11/10/2022 cod. prat. 20220088730. Tale STMG elaborata da Terna, prevede che il Progetto venga collegato antenna a 36 kV con una nuova stazione elettrica di trasformazione (SE) 220/150/36 kV (sezione a 220 kV da realizzare già in classe di isolamento 380 kV) della RTN, da inserire in entra - esce su entrambe le terne della linea 220 kV RTN "Partanna – Partinico". In sede di discussione in seno al tavolo tecnico con Terna, si è optato per una soluzione che prevede la realizzazione di una nuova sottostazione elettrica satellite a 220/36 kV, sita in c.da Volta di Falce Comune di Monreale, in luogo di una semplice connessione in antenna.

La SE satellite avrà doppio sistema di sbarre e sezioni di utenza, con relativi edifici tecnici adibiti al controllo e alla misura dell'energia prodotta ed immessa in rete. Il collegamento tra la stazione di consegna e lo stallo nella nuova stazione elettrica sarà realizzato con cavidotto interrato in AT a 36 kV.

L'iniziativa s'inquadra nel piano di sviluppo di impianti per la produzione d'energia da fonte rinnovabile che la società "DREN SOLARE 10 s.r.l." intende realizzare nella Regione Sicilia per contribuire al soddisfacimento delle esigenze d'energia pulita e sviluppo sostenibile sancite sin dal Protocollo Internazionale di Kyoto del 1997 e ribadite nella "Strategia Energetica Nazionale 2017".

1.1. INQUADRAMENTO DEL PROGETTO

Il sito del Progetto è ubicato all'interno dei comuni di Alcamo (TP) e Monreale (PA), nella parte occidentale della Sicilia, a nord-est del territorio provinciale di Trapani, e a ovest del territorio provinciale di Palermo.

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

CTR n. 606080 – PIZZO MONTELONGO

CTR n. 606120 - SIRIGNANO

CTR n. 607050 – PONTE SPEZZAPIGNATTE

CTR n. 607090 – COZZO MARCHESE

Dal punto di vista meteorologico, il sito ricade in un'area a clima tipicamente meso-mediterraneo con inverni miti e poco piovosi ed estati calde ed asciutte. Le temperature minime invernali raramente scendono al di sotto di 10°C mentre le temperature estive massime oscillano tra i 28 °C e i 35 °C. I venti sono a regime di brezza senza una significativa direzione prevalente.

La zona è caratterizzata da un valore medio di 144 kWh/m² mese (fonte JRC - Photovoltaic Geographical 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.

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.

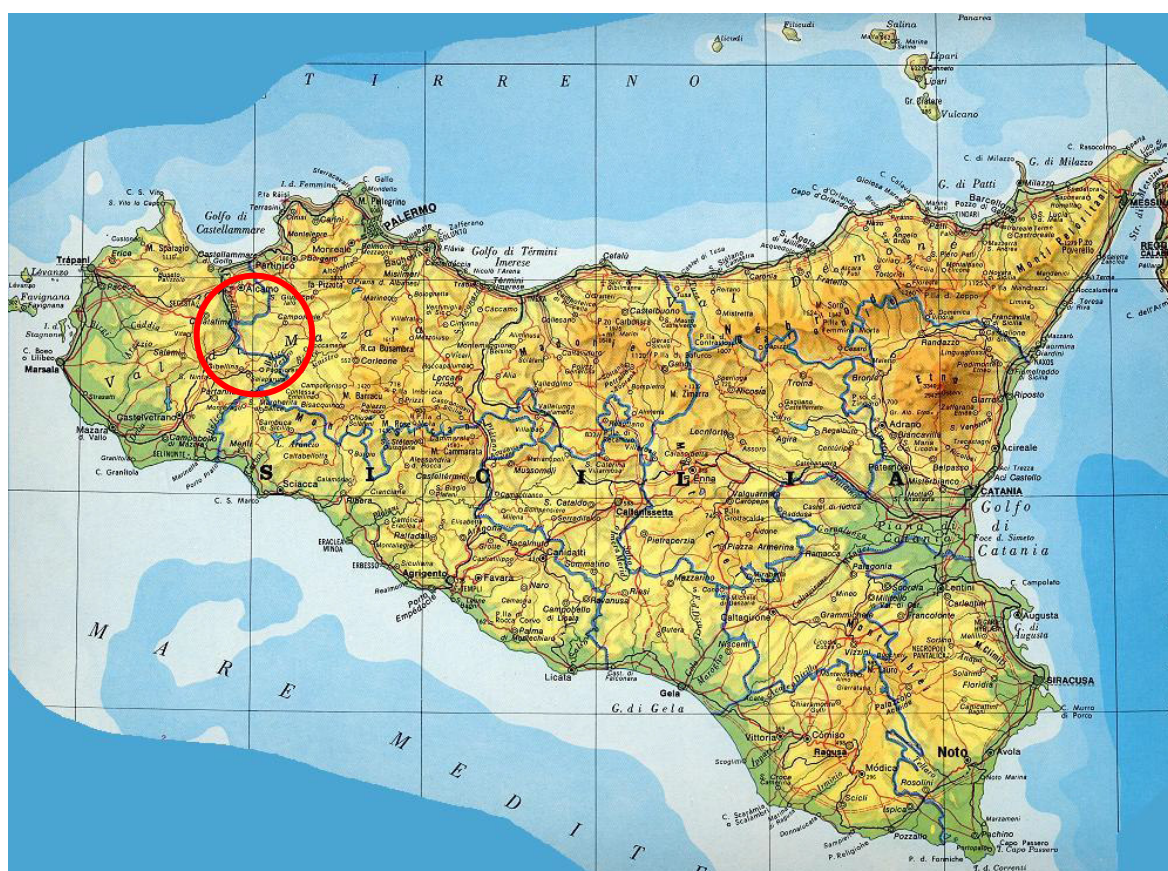


Immagine 1.1 inquadramento geografico sito d'interesse



Immagine 1.2 inquadramento impianto in progetto

1.2. 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 155 m. e i 300 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 geologiche e geomorfologiche riportate nella Relazione Geologica redatta dal Dott. Geol. Gualtiero Bellomo della "VAMIRGEOIND Ambiente geologia e geofisica s.r.l." allegata al presente progetto.



1.2.1 Inquadramento geologico

Lo studio geologico, di insieme e di dettaglio, è stato realizzato conducendo inizialmente la necessaria ricerca bibliografica sulla letteratura geologica esistente, la raccolta ed il riesame critico dei dati disponibili ed, infine, una campagna di rilievi effettuati direttamente nell'area strettamente interessata dallo studio. L'insieme dei terreni presenti, delle relative aree di affioramento e dei rapporti stratigrafici e strutturali è riportato nella carta geologica allegata alla presente relazione.

I tipi litologici affioranti nell'area studiata sono riferibili ad un ampio periodo di tempo che va dall'Olocene al Messiniano inferiore e che distinguiamo dal più recente al più antico:

- ✓ *DEPOSITI ALLUVIONALI (Olocene)*: si tratta prevalentemente di rocce sciolte costituite da limi, silt, ghiaie, sabbie e sabbie limose con inclusi sporadici blocchi con giacitura sub-orizzontale. I limi sono generalmente molli e ricchi in sostanza organica. Le sabbie presentano granulometria variabile da fine a grossolana e sono poco addensate. Le ghiaie sono caratterizzate da sporadici clasti calcarei arrotondati di dimensioni da millimetriche a decimetriche. Interessano alcuni limitati tratti del cavidotto e parte dell'impianto.
- ✓ *DEPOSITI ALLUVIONALI TERRAZZATI (Olocene)*: Sono prevalentemente costituite da ghiaie, sabbie, sabbie limose e limi sabbiosi con intercalazioni di strati e banchi calcarenitici. Non interessano le opere in progetto.
- ✓ *FM. TERRAVECCHIA (Tortoniano-Messiniano inf.)*: Questa formazione è stata introdotta da Schmidt di Friedberg nel 1962 e prende il nome dalla località tipo: il fianco settentrionale di Cozzo Terravecchia, circa 2 km a nord di S. Caterina Villaerosa. I depositi sono costituiti in basso da una sequenza conglomeratica più o meno potente, passante verso l'alto a sabbie, arenarie, molasse calcaree, molasse dolomitiche, quindi ad argille ed argille marnose, spesso silteose, ricche di livelli sabbiosi di potenza variabile, talora anche con lenti conglomeratiche. Si distinguono due litofacies tipiche:
 1. *Litofacies conglomeratica*: comprende le sequenze prevalentemente conglomeratiche presenti nella formazione. I conglomerati sono costituiti da conglomerati poligenici e ghiaie con elementi a spigoli arrotondati di natura arenacea e quarzarenitica. Non interessa le opere in progetto.
 2. *Litofacies sabbiosa*: comprende le sequenze prevalentemente sabbiose, arenacee presenti nella formazione. Si tratta di sabbie e/o arenarie in cui si distinguono sabbie, sabbie limose ed arenarie, di colore da giallastro al tabacco, limi sabbiosi e sabbie limose. In particolare si rinvencono sabbie quarzose da bruno giallastre a rossastre, in genere incoerenti o debolmente cementate, cui si alternano banchi di arenarie quarzose e sottili livelli conglomeratici con ciottoli appiattiti. Interessa la stazione di utenza e alcune aree di impianto e tratti del cavidotto.
 3. *Litofacies argilloso-marnosa*: Si tratta di argille ed argille sabbiose, di colore grigio e tabacco, con intercalati sottili livelli sabbiosi che ne marcano la stratificazione e da marne e marne argillose



con tenori variabili di sabbie quarzose con foraminiferi planctonici passanti verso l'alto a marne e marne sabbiose brune a foraminiferi. Dal punto di vista mineralogico sono costituite da un abbondante scheletro sabbioso in cui prevalgono quarzo, gesso, calcite, tracce di dolomite, feldspati, pirite, ossidi di ferro, mentre la frazione argillosa è costituita da kaolinite, illite e scarsa clorite, cui si aggiungono in minori quantità interlaminazioni illitiche-montmorillonitiche. La tessitura è brecciata e talora a scaglie; la stratificazione è marcata dai sottili livelli sabbiosi intercalati. Le argille spesso si presentano piuttosto tettonizzate con giunti variamente orientati con superfici lucide. Interessa alcune aree di impianto e tratti del cavidotto.

- *MARNE DI SAN CIPIRELLO (Langhiano sup. – Tortoniano inf.):* in generale di tratta di marne e marne argillose a foraminiferi planctonici, di colore grigio-scuro o grigio azzurrognolo, contenenti modesti tenori di sabbie quarzose che tendono ad aumentare verso l'alto. Non interessano le opere in progetto.

In conclusione, nell'area direttamente interessata dal progetto sono state individuate quattro situazioni geologicamente diverse, dettagliatamente rappresentate nelle colonne stratigrafiche tipo allegate.

In particolare:

- *Tipo 1 (Area impianto)* – Sabbie e sabbie limose con livelli di conglomerati di spessore pari a circa 8 m che ricoprono le argille ed argille limose. Queste si presentano alterate per i primi 4-5 m di spessore. Detti terreni appartengono alla Fm. Terravecchia;
- *Tipo 2 (Area impianto)* – Argille sabbiose della Fm. Terravecchia che si presentano alterate per uno spessore pari a 4-6 m;
- *Tipo 3 (Area impianto)* – Limi e limi sabbiosi alluvionali, di spessore variabile tra 5-6 m che ricoprono le argille ed argille limose della Fm. Terravecchia che si presentano alterate per uno spessore pari a 4-5 m;
- *Tipo 4 (Sottostazione e stazione di utenza)* – Sabbie e sabbie limose di spessore variabile tra 7-8 m che ricoprono le argille ed argille limose che si presentano alterate per i primi 4-6 m di spessore. Detti terreni appartengono alla Fm. Terravecchia.

I terreni sopra descritti sono ricoperti da uno spessore variabile tra 1,00 e 2,00 m di terreno vegetale e sovrastano i litotipi (alterati ed inalterati) dei complessi precedentemente descritti.








		COLONNA STRATIGRAFICA TIPO 1 (Area impianto)	
Stratigrafia	Profondità	Descrizione	
		Terreno vegetale (spessore variabile tra 1.00-2.00 m)	
		Sabbie e conglomerati - Fm. Terravecchia (spessore pari a circa 8 m) $\varphi' = 30^\circ$, $C' = 00,0 \text{ kN/m}^2$, $= 1,8 \text{ kN/m}^3$.	
		Argille ed argille limose - Frazione alterata - Fm. Terravecchia (spessore variabile tra 4-5 m) $\varphi' = 20^\circ$, $C' = 20,0 \text{ kN/m}^2$, $= 1,9 \text{ kN/m}^3$.	
		Argille - Frazione inalterata - Fm. Terravecchia $\varphi' = 25^\circ$, $C' = 20,0 \text{ kN/m}^2$, $= 2,0 \text{ kN/m}^3$.	

Immagine 1.3 – Colonna stratigrafica n.1




		COLONNA STRATIGRAFICA TIPO 2 (Area impianto)	
Stratigrafia	Profondità	Descrizione	
		Terreno vegetale (spessore variabile tra 1.00 - 2.00 m)	
		Argille ed argille limose - Frazione alterata - Fm. Terravecchia (spessore variabile tra 4-6 m)	
		$\varphi' = 20^\circ, C' = 20,0 \text{ kN/m}^2, = 1,9 \text{ kN/m}^3.$	
		Argille - Frazione inalterata - Fm. Terravecchia	
		$\varphi' = 25^\circ, C' = 20,0 \text{ kN/m}^2, = 2,0 \text{ kN/m}^3.$	

Immagine 1.4 – Colonna stratigrafica n.2



Stratigrafia		Profondità		Descrizione	
+				Terreno vegetale (spessore variabile tra 1.00 - 2.00 m)	
■				Limi e limi sabbiosi - Depositi alluvionali (spessore variabile tra 5-6 m) $\varphi' = 23^\circ, C' = 10,0 \text{ kN/m}^2, = 1,8 \text{ kN/m}^3$	
■				Argille ed argille limose - Frazione alterata - Fm. Terravecchia (spessore variabile tra 4-5 m) $\varphi' = 20^\circ, C' = 20,0 \text{ kN/m}^2, = 1,9 \text{ kN/m}^3$	
■				Argille - Frazione inalterata - Fm. Terravecchia $\varphi' = 25^\circ, C' = 20,0 \text{ kN/m}^2, = 2,0 \text{ kN/m}^3$	

Immagine 1.5 – Colonna stratigrafica n.3

1.2.2 Inquadramento geo-morfologico ed idrogeologico

Da un punto di vista geomorfologico, l'area vasta in cui sono ubicate le opere in progetto può essere divisa in tre settori:

- ⇒ un settore costituito da rilievi mammellonati e caratterizzato da versanti a media pendenza dove prevalgono i litotipi sabbioso-conglomeratici della Fm. Terravecchia in generale stabili;



- ⇒ un settore ad habitus geomorfologico regolare, caratterizzato da pendii dolci dove prevalgono i litotipi argillosi della stessa formazione con frequenti fenomeni geodinamici sia attivi che inattivi e/o quiescenti anche di notevoli proporzioni,
- ⇒ una zona di fondovalle stabile dove affiorano i termini alluvionali recenti e terrazzati caratterizzati dalla presenza di limi sabbiosi, sabbie e ghiaie.

Questa marcata differenziazione di origine "strutturale" viene ulteriormente accentuata dalla cosiddetta "erosione selettiva", ossia dalla differente risposta dei terreni agli agenti morfogenetici, che nel sistema morfoclimatico attuale sono dati essenzialmente dalle acque di precipitazione meteorica e da quelle di scorrimento superficiale.

Le litologie più coerenti vengono erose in misura più ridotta e tendono, quindi, a risaltare nei confronti delle circostanti litologie pseudo-coerenti o incoerenti.

I processi morfodinamici prevalenti nel sistema morfoclimatico attuale vedono, infatti, come agente dominante l'acqua, sia per quanto riguarda i processi legati all'azione del ruscellamento ad opera delle acque selvagge, che per i processi di erosione e/o sedimentazione operati dalle acque incanalate.

Sono essenzialmente i processi fluviali quelli che hanno esplicito e tutt'ora esplicano un ruolo fondamentale nell'evoluzione geomorfologica dell'area.

Per quanto riguarda i processi fluviali, il reticolato idrografico risulta organizzato in maniera abbastanza indipendente da discontinuità iniziali, con un pattern articolato dove affiorano i materiali fini da poco permeabili ad impermeabili, mentre diventa poco articolato in corrispondenza delle aree caratterizzate dalla presenza di litologie conglomeratiche permeabili, come desumibile dal rilievo aereo fotogeologico.

2. *NORMATIVA E LEGGI DI RIFERIMENTO*

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

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 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.

Decreto Legislativo 22 gennaio 2004, n. 42 Codice dei beni culturali e del paesaggio, ai sensi dell'articolo 10 della legge 6 luglio 2002, n. 137

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 e' 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. DATI DI PROGETTO

Il sito individuato per la realizzazione dell'impianto fotovoltaico si trova nel comune di Alcamo in provincia di Trapani (lotto A), presso la c/da Scippasuole, e nel comune di Monreale in provincia di Palermo (lotti B, C,D e stazione utente), presso le c/de Pigno, Frattacchia e Serra di cento, con quote variabili tra 130 e i 200 metri sul livello del mare.

Il progetto di parco agrovoltaico prevede 4 lotti, che insistono su zona agricola, per un'area totale di circa 79,14 ha comprensivi di:

- Area occupazione trackers 18,75 ha ca. pari a circa il 23,69% circa della superficie disponibile;
- Area fascia arborata di 10 m di separazione e protezione: 2,70 ha ca.;
- Area fasce di 10 m contermini agli impluvi: 7,28 ha ca.;
- Superficie coltivata come da Relazione Agrovoltaico.

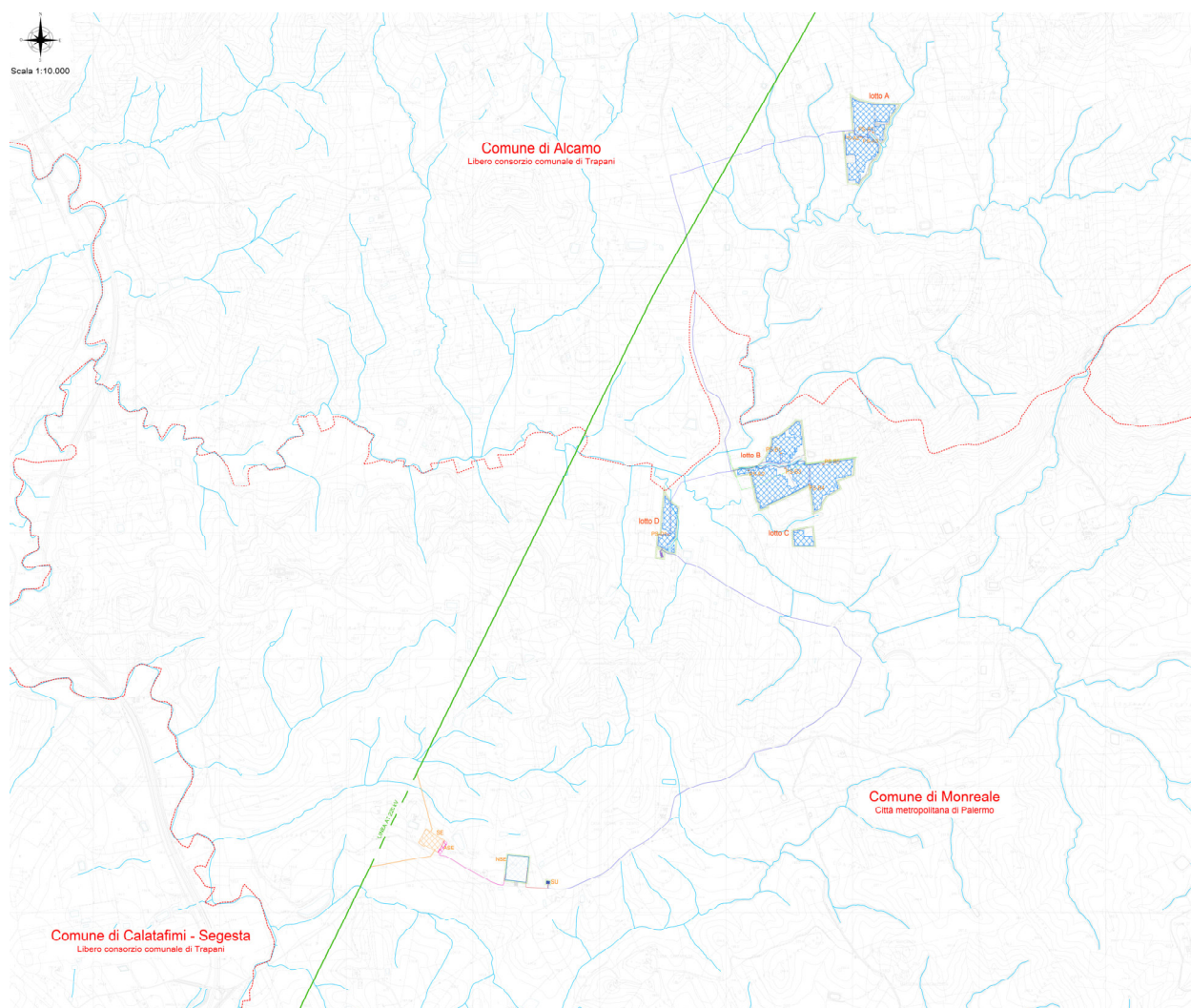


Figura 4.1 Layout impianto fotovoltaico su CTR

Nell'area di installazione delle strutture di sostegno dei pannelli fotovoltaici è previsto un piano di rotazione colturale che vede l'avvicinarsi sulle medesime superfici colture ortive a pieno campo (carciofo, pomodoro, melone) ed erbai mediante la semina di un mix di specie miglioratrici quali le leguminose da granella e da foraggio (Sulla, Veccia, Trifoglio), produttrici di ottimo fieno e ad alto potere florigeno (servizi ecosistemici all'entomofauna), nonché capaci di fissare al suolo l'azoto atmosferico con conseguente arricchimento dei suoli di questo importante macroelemento. Per un approfondimento si rimanda alla relazione agronomica allegata al progetto redatta dal Dottore Agronomo Fabio Interrante. L'impianto fotovoltaico in oggetto sarà composto da un totale di 69.216 moduli fotovoltaici bifacciali in silicio monocristallino di tipo "N", con tecnologia TOP Con e di potenza nominale di 590 W ciascuno, suddivisi in 9 sottocampi.



L'orientamento dei moduli varia in modo che il piano della superficie captante sia il più possibile perpendicolare ai raggi solari durante il moto apparente del sole nell'arco della giornata. Ciò avviene grazie all'utilizzo di una struttura porta moduli montata su un asse disposto orizzontalmente lungo una direttrice nord-sud, che consente al piano dei moduli di ruotare da Est a Ovest in base alla posizione del sole durante l'arco della giornata. Il movimento è ottenuto tramite motoriduttori auto-alimentati in corrente continua prelevata dagli stessi pannelli montati sull'inseguitore. L'orientazione base dei trackers sarà nord/sud. La distanza tra due strutture contigue sarà tale da evitare fenomeni di ombreggiamento ed è pari a 9,50 m. Per evitare il problema degli ombreggiamenti reciproci che con file di questi inseguitori si verificherebbero all'alba e al tramonto, viene impiegata la cosiddetta tecnica del *backtracking*: i moduli seguono il movimento del Sole solo nelle ore centrali del giorno, invertendo il movimento a ridosso dell'alba e del tramonto, quando raggiungono un allineamento perfettamente orizzontale.

Per raggiungere le tensioni e le correnti di innesco degli inverter, i moduli saranno collegati in serie per formare una stringa, che, a sua volta sarà collegata in parallelo con altre stringhe all'interno di quadri elettrici di campo chiamati *string-box*, che hanno funzioni anche di sezionamento e protezione. Da qui l'energia sarà trasmessa tramite cavi in bT alle power station.

Queste ultime, accolgono gli inverter che permettono la conversione dell'energia da corrente continua in corrente alternata, ed i trasformatori bT/AT che eseguiranno la trasformazione in alta tensione a 36.000 V dell'energia prodotta.

L'impianto è costituito da 9 sottocampi collegati in anello in media tensione, ognuno dei quali avrà una power station.

Da qui verrà addotta all'area di accumulo della capacità di 18 MW/h, per l'accumulo di parte dell'energia prodotta. L'area conterrà 6 batterie di accumulo, 3 inverter e un locale di controllo, tutti posti all'interno di container prefabbricati in acciaio delle dimensioni standard di 12,15x2,44 m.

Successivamente l'energia verrà convogliata alla Stazione Utente di collegamento in antenna a 36kV alla RTN, con un cavo interrato AT a 36 kV ad uno stallo posto all'interno di una nuova alla Stazione di elettrica satellite di trasformazione della RTN 220/36 kV in progetto.

Il tracciato 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 cabina di trasformazione, è di circa 10,800 km suddiviso in 2 linee separate che collegheranno in serie le cabine seguendo lo schema riportato nell'elaborato "08.A - Schemi elettrici impianto fv".

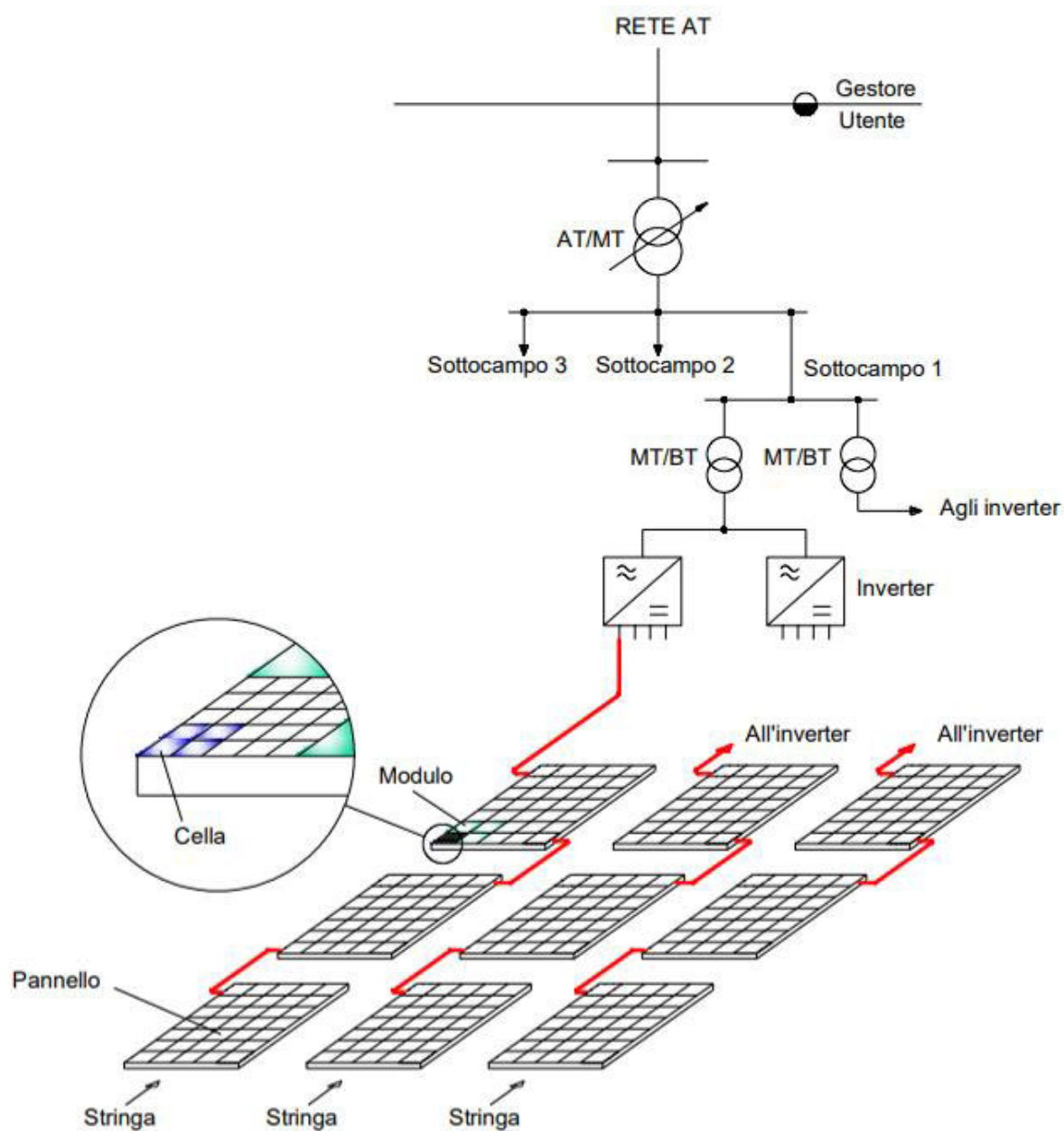


Figura 4.2 schema funzionale dell'impianto fotovoltaico
Nella tabella seguente si riportano i dati principali dell'impianto.



DATI DI PROGETTO			
Strutture di sostegno n.112 moduli fv		Inverter 4300	
Tipologia strutture	Inseguimento monoassiale	Tipologia	centralizzati
numero strutture isolate	533	Numero in progetto	3
Inclinazione falda	da -55° a +55°	Potenza max AC	4.299 KW
Interasse	9,50 m	Tensione max DC	1.500 V
		Tensione in AC nominale	630 V
Strutture di sostegno n.84 moduli fv		Inverter 4700	
Tipologia strutture	Inseguimento monoassiale	Tipologia	centralizzati
numero strutture isolate	62	Numero in progetto	5
Inclinazione falda	da -55° a +55°	Potenza max AC	4.709 KW
Interasse	9,50 m	Tensione max DC	1.500 V
		Tensione in AC nominale	690 V
Strutture di sostegno n.56 moduli fv		Power station 4.100 kVA	
Tipologia strutture	Inseguimento monoassiale	Tipologia power station	centralizzato
numero strutture isolate	77	numero in progetto	1
Inclinazione falda	da -55° a +55°	Taglie di potenza	4.095 KVA
Interasse	9,50 m	Installazione	in container prefabbricato
Pannelli		Power station 4.300 kVA	
Tipologia pannelli	silicio monocristallino	Tipologia power station	centralizzato
Numero in progetto	69.216	numero in progetto	3
Potenza di picco pannello	590 Wp	Taglie di potenza	4.299 KVA
Tolleranza potenza	0/+5%	Installazione	in container prefabbricato
Efficienza modulo	22,50%	Power station 4.700 kVA	
Inverter 4100		Tipologia power station	centralizzato
Tipologia	centralizzati	numero in progetto	5
Numero in progetto	1	Taglie di potenza	4.709 KVA
Potenza max AC	4.095 KW	Installazione	in container prefabbricato
Tensione max DC	1.500 V	Dati impianto	
Tensione in AC nominale	600 V	Potenza di picco generatore FV	40,837 MWp
		Potenza nominale impianto AC	40,208 MW

Tabella 4.1 Dati principali dell'impianto

5. 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.

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.

Uno dei fattori che incide sulla produzione annua è il rapporto tra la potenza installata in DC e la potenza massima erogabile in AC.

La somma delle potenze nominali degli inverter installati è 40,537 MW e il fattore DC/AC medio di impianto è pari a circa 1,016.

Il calcolo della produzione è stato effettuato sulla base del database solare PVGIS-SARAH che permette, in base ai dati locali medi di irraggiamento solare, ed in base alle caratteristiche dell'impianto, di ricavare la produzione attesa mensile ed annuale 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 le condizioni ottimali di producibilità rispetto a tutto il territorio nazionale.

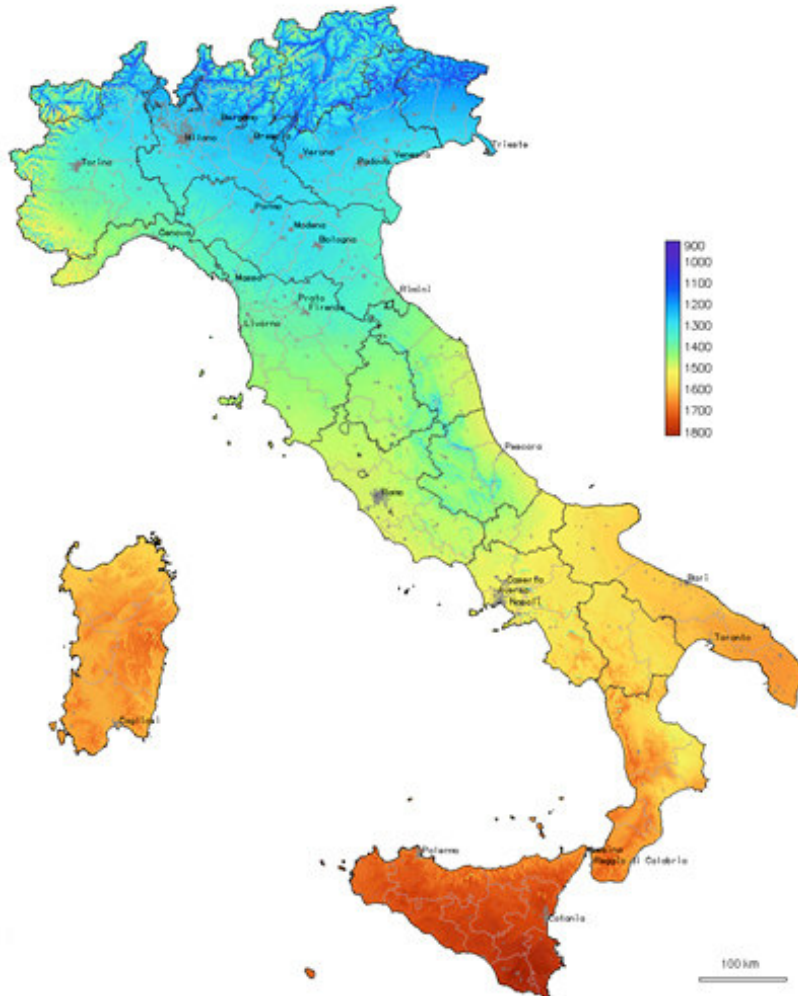


Fig. 5.1 Irraggiamento medio annuo in Italia

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.

Nella tabella seguente si riporta la stima effettuata.



Impianto agrivoltaico Alcamo-Monreale								
Lotto	Sottocampo	Tracker 112 pannelli	Tracker 84 pannelli	Tracker 56 pannelli	n. pannelli	potenza pannello	potenza nominale impianto	Stima produzione (MWh)
A	A1	60	6	2	7.336	590	4.299,00	8.013
	A2	61	2	6	7.336	590	4.299,00	8.013
	A3	59	9	2	7.476	590	4.299,00	8.013
B - C	B1	64	6	9	8.176	590	4.709,00	8.778
	B2	63	7	8	8.092	590	4.709,00	8.778
	B3	60	7	15	8.148	590	4.709,00	8.778
	B4	62	6	11	8.064	590	4.709,00	8.778
	B5	60	7	16	8.204	590	4.709,00	8.778
D	D1	44	12	8	6.384	590	3.766,56	7.021
		533	62	77	69.216		40.208,56	74.948,76

Tabella 5.1 Produzione stimata suddivisa per sottocampo

Il totale stimato di energia prodotta e immessa in rete per l'intero impianto è pari a 74.948,76 GWh all'anno.



6. **DESCRIZIONE DEL SISTEMA**

6.1. GENERATORE FOTOVOLTAICO

6.1.1. 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 contenitori 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 bifacciali in silicio monocristallino di tipo "N" con 144 mezze celle da 182 mm, di potenza nominale pari a 590 Wp, tipo Longi LR5-72HGD, con le seguenti caratteristiche tecniche:

- MAX POWER Pm(W) : 590W
- MAX-POWER VOLTAGE Vm(V) : 43,44 V
- MAX-POWER CURRENT Im(A) : 13,59 A
- MAX SYSTEM VOLTAGE (VDC) : 1500 V
- MODULES DIMENSIONS : 1134x2278x30 mm
- WEIGHT : 31,8 kg.



6.1.2. String Box

In un impianto fotovoltaico i moduli sono disposti in stringhe e campi a seconda del tipo di inverter utilizzato, della potenza totale e della tecnica caratteristiche 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 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.

Le stringhe previste sono di 28 moduli in serie permettendo in questo modo di ridurre i cavi in DC utilizzati.

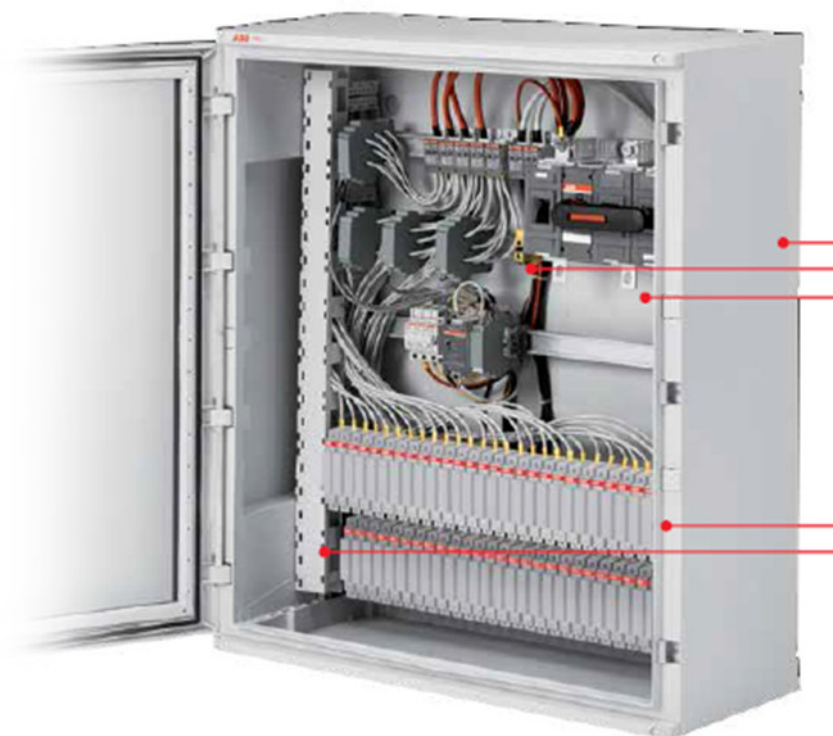


Figura 6.1 String box tipo

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 in cc: presenti

Grado protezione quadro: IP 66

Corrente massima output: 320 A

6.1.3. 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 1500V in corrente continua che massimizzando il numero di pannelli collegabili nella medesima stringa riduce i collegamenti elettrici da realizzare e le perdite di sistema.

Il progetto prevede l'installazione di 9 inverter distribuiti all'interno dei campi fotovoltaici per poter minimizzare le lunghezze dei cavi utilizzati e connessi tra di loro in una rete interna di media tensione.

Gli inverter scelti sono GAMESA ELECTRIC PV STATION, modello Proteus, delle seguenti potenze nominali 4.095 kVA, 4.299 KVA e 4.709 KVA.



Figura 6.2 – 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:



Inverter	Proteus PV 4.100	Proteus PV 4.300	Proteus PV 4.700
Potenza nominale AC	4095 kVA	4299 kVA	4709 kVA
Tensione max (VDC)	1500 V	1500 V	1500 V
Tensione AC	600 V	630 V	690 V
Frequenza di rete nominale	50 Hz	50 Hz	50 Hz
Grado protezione quadro	IP 55 class 1	IP 55 class 1	IP 55 class 1
Dimensione (mm.)	4.325x2.250x1.022	4.325x2.250x1.022	4.325x2.250x1.022

Il progetto prevede, come già detto, nove sottocampi. Ogni sottocampo comprende una power station in cui è installato n.1 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 moduli fotovoltaici in serie.

6.1.4. Power station

All'interno dell'impianto sono previste 9 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 a 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 sono scelte power station tipo GAMESA ELECTRIC PV STATION, delle seguenti potenze nominali n. 1 di 4.095 kVA, n. 3 di 4.299 KVA, e n. 5 di 4.709 kVA.

Di seguito si riporta uno schema esplicativo della composizione della Power station.

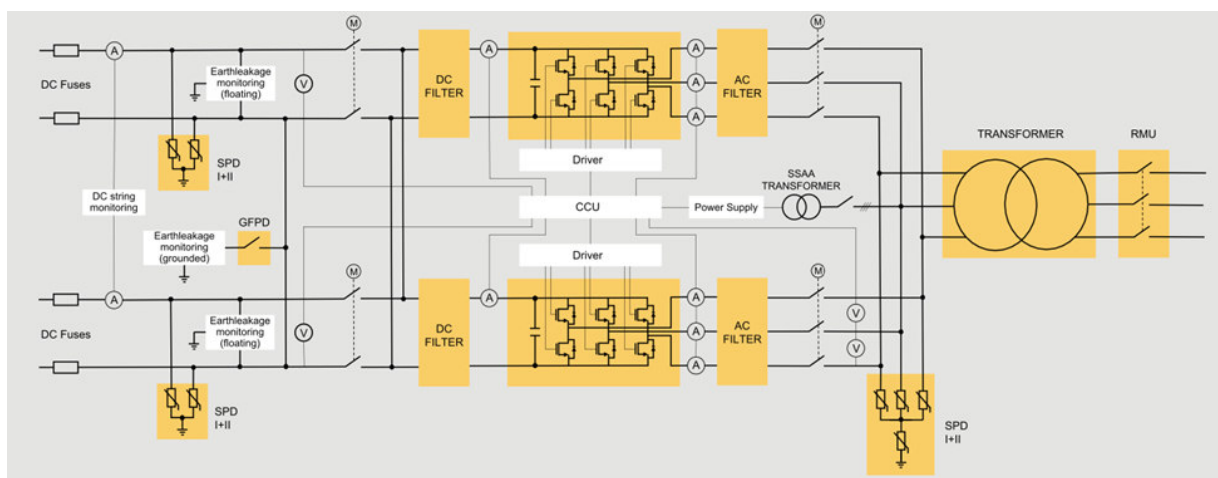


Figura 6.3 – Schema impianto fotovoltaico con power station

Questa cabina pre-assemblata contiene tutte le apparecchiature necessarie per la gestione delle linee in corrente continua, degli inverter, la trasformazione da 600/690 V a 36.000 V della tensione e la gestione delle linee AT. La potenza nominale di ogni trasformatore installato, a seconda della porzione dell'impianto servito, sarà di:

Power station	1xProteus PV 4.100	1xProteus PV 4.300	1xProteus PV 4.700
Potenza nominale AC	4095 kVA	4299 kVA	4709 kVA
Tensione lato bT	600 V	630 V	690 V
Tensione lato MT	< 34,5 kV	< 34,5 kV	< 34,5 kV
Tipologia trasformatore	ONAN	ONAN	ONAN
Potenza trasformatore	4200 kVA	4500 kVA	4900 kVA
Materiale spire	alluminio	alluminio	alluminio
Tensione nominale interruttori MT	36,0 kV	36,0 kV	36,0 kV
Corrente nominale interruttori MT	600 A	630 A	690 A
Standard costruttivi	IEC 60076, IEC 61439-1, IEC 62271-200, IEC 62271-202		

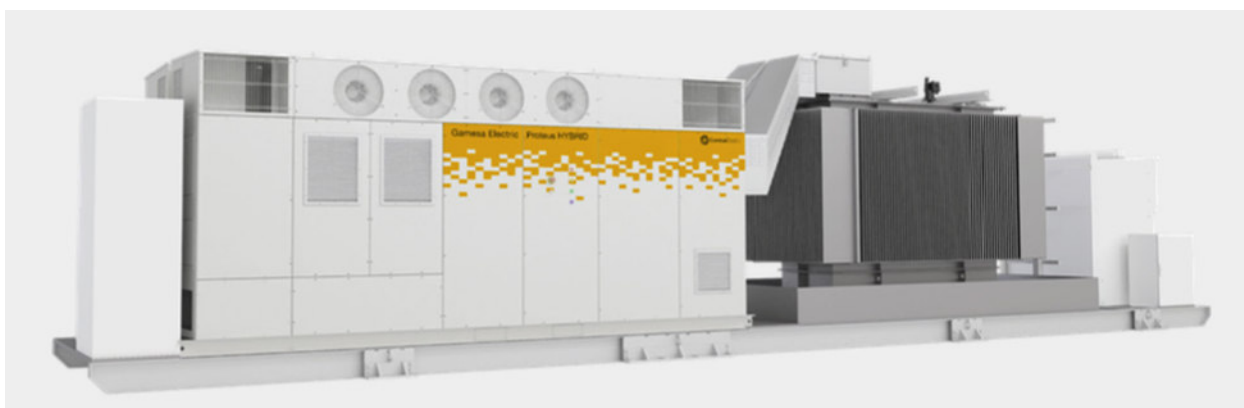


Figura 6.4 – Vista Power station tipo



Il progetto prevede, come già detto, nove sottocampi. Ogni campo comprende una power station a cui sono collegati 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 pannelli in serie.

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

Impianto agrivoltaico Alcamo-Monreale												
Lotto	Sottocampo	Tracker 112 pannelli	Tracker 84 pannelli	Tracker 56 pannelli	n. pannelli	potenza pannello	potenza sottocampo	numero stringhe da 28 pannelli	string box tipo 1	n. stringhe in string box tipo 1	string box tipo 2	n. stringhe in string box
A	A1	60	6	2	7.336	590	4.328,24	262	17	15	1	7
	A2	61	2	6	7.336	590	4.328,24	262	17	15	1	7
	A3	59	9	2	7.476	590	4.410,84	267	17	15	1	12
B - C	B1	64	6	9	8.176	590	4.823,84	292	19	15	1	7
	B2	63	7	8	8.092	590	4.774,28	289	19	15	1	4
	B3	60	7	15	8.148	590	4.807,32	291	19	15	1	6
	B4	62	6	11	8.064	590	4.757,76	288	19	15	1	3
	B5	60	7	16	8.204	590	4.840,36	293	19	15	1	8
D	D1	44	12	8	6.384	590	3.766,56	228	15	15	1	3
		533	62	77	69.216		40.837,44	2.472	164			

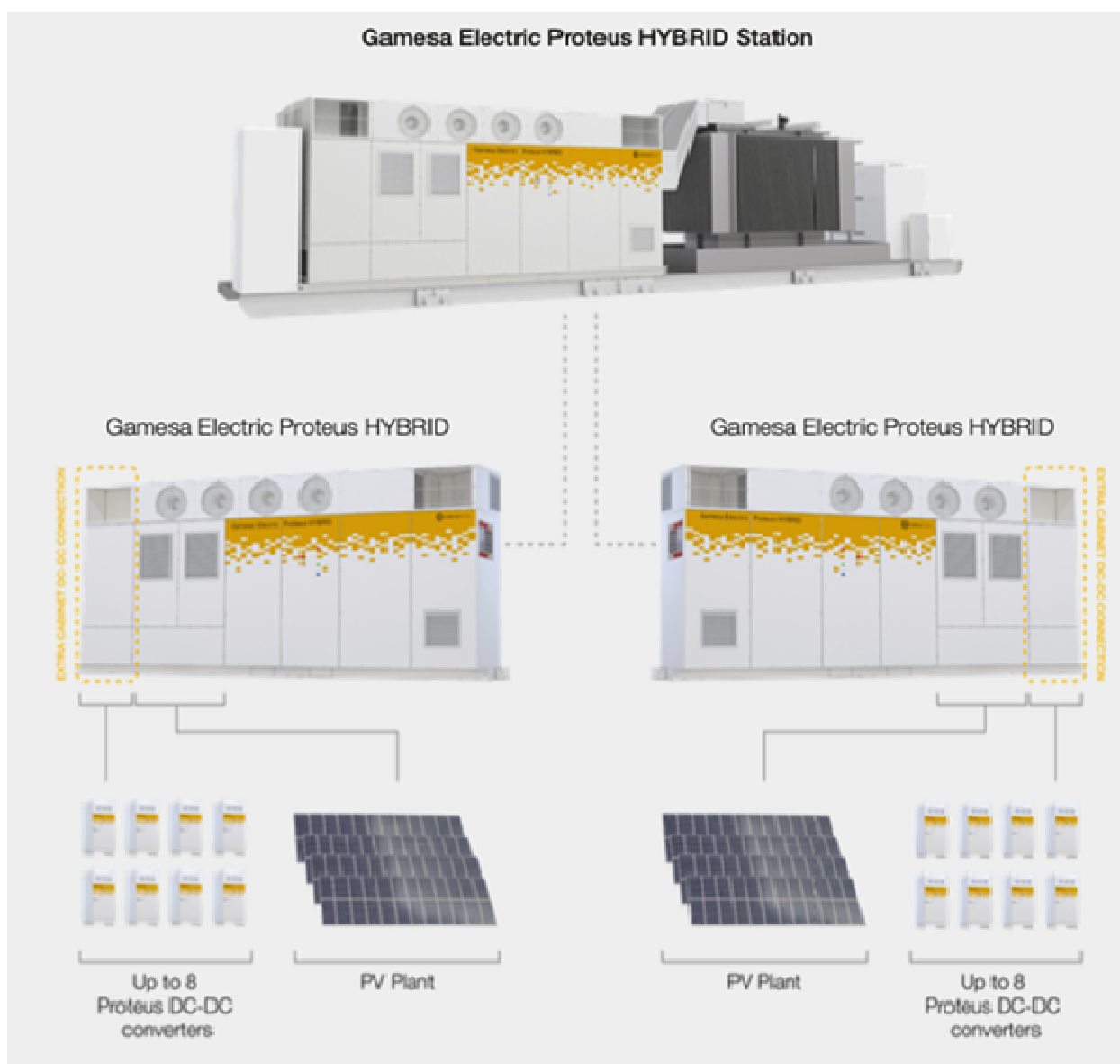
Tabella 6.1 Suddivisione stringhe per sottocampo

6.1.5. Sistema di accumulo energy storage

Sarà previsto un sistema di accumulo dell'energia prodotta dall'impianto inserito tra le power station e la cabina AT. L'energy storage permetterà l'accumulo di energia prodotta da fonti rinnovabili, resa poi fruibile, in un secondo momento, anche quando gli impianti non sono in funzione. Tramite degli inverter ibridi, adatti per i sistemi storage, verrà convogliata l'energia in appositi accumulatori. Le apparecchiature previste per la trasformazione dell'energia sono degli inverter per batterie tipo GAMESA Proteus PCS-E con potenza nominale 4180/4910/5150 KVA. I sistemi previsti per l'accumulo



dell'energia sono degli Storage Libess Container 40 Piedi 3MWh. La capacità nominale di accumulo dello storage sarà di 18 MWh.



6.2. CONNESSIONE ALLA RTN

La STMG elaborata da Terna, prevede che il Progetto venga collegato antenna a 36 kV con una nuova stazione elettrica di trasformazione (SE) 220/36 kV della RTN, da inserire in entra - esce su entrambe le terne della linea 220 kV RTN "Partanna – Partinico". In sede di discussione in seno al



tavolo tecnico con Terna, si è optato per una soluzione che prevede la realizzazione di una nuova sottostazione elettrica satellite a 220/36 kV, in luogo di una semplice connessione in antenna.

La SE satellite avrà doppio sistema di sbarre e sezioni di utenza, con relativi edifici tecnici adibiti al controllo e alla misura dell'energia prodotta ed immessa in rete.

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 utente di collegamento da un lato e lo stallo dedicato in Stazione Elettrica satellite 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 satellite;

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

- Nuova Stazione Elettrica satellite (NSE) di Trasformazione a 220/36 kV, che conterrà lo stallo di arrivo produttore a 36 KV;
- Ampliamento stazione di trasformazione (ASE) " Monreale" della RTN 220 kV in progetto;
- Raccordi interrati AT 220 kV in progetto.

6.2.1. Ubicazione degli impianti

Le aree interessate dalla realizzazione della Stazione Elettrica ricadono in c.da Volta di Falce all'interno del territorio Comunale di Monreale, in provincia di Palermo, in adiacenza alla strada provinciale n° 46 e prossima all'elettrodotto 220kV "Partinico-Partanna".

Tale area è ubicata a Sud-Ovest del territorio comunale di Monreale. Essa ricade, topograficamente, nella tavola 258 IV S.O della Carta d'Italia serie 25V edita dall'IGM in scala 1:25.000 e nella sezione n° 606120 – "Sirignano" della Carta Tecnica Regionale in scala 1:10.000.

Gli impianti di utenza per la connessione del presente impianto fotovoltaico sono previsti nei pressi della suddetta nuova stazione RTN.



L'area è individuata al N.C.T. del Comune di Monreale (PA) ai seguenti:

- n° 155 del Comune di Monreale (PA) p.lle 666, 667, 668, 888, 889, 487, 653, 656, 662, 663, 669, 670, 671, 673, per la Stazione elettrica e l'inserimento in entra-esce su entrambe le terne della linea RTN a 220 kV "Partinico-Partanna";
- n° 155 del Comune di Monreale (PA) p.lle 490, 485, 917, 486, 365, 890, 900, 366, 489, 919 per l'ampliamento della stazione elettrica;
- n° 155 del Comune di Monreale (PA) p.lle 117, 116, 642, 643, 648, 647, 648, 615, 644, 645, per la Stazione elettrica satellite di Terna;
- n° 155 del Comune di Monreale (PA) p.lle 72 per la stazione di connessione utente e il cavo AT di connessione alla stazione elettrica.

6.3. OPERE CIVILI

6.3.1. Strutture di supporto dei moduli

Come detto le strutture di sostegno dei pannelli saranno del tipo ad inseguimento monoassiale.

Questa caratteristica comporta che le strutture di sostegno dei pannelli avranno un sistema meccanico che permetterà la rotazione del piano dei pannelli nella direzione est-ovest, lungo un asse orizzontale disposto in direzione nord-sud.

Si prevede di utilizzare tracker di diverse lunghezze, rispettivamente da 112, 84 e 56 moduli fotovoltaici. Ogni tracker sarà indipendente e verrà movimentato mediante un unico motore elettrico.

I tracker avranno un interasse in direzione est-ovest 9,50 m.

La dimensione massima delle strutture in direzione nord-sud sarà rispettivamente di circa 67,12 m. per quelli da 112 moduli, di circa 48,70 m. per quelli da 84 moduli e di circa 32,60 m. per quelli da 56 moduli.

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 3.80 m.



Immagine 4.1 Tipologia di struttura di sostegno moduli

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.

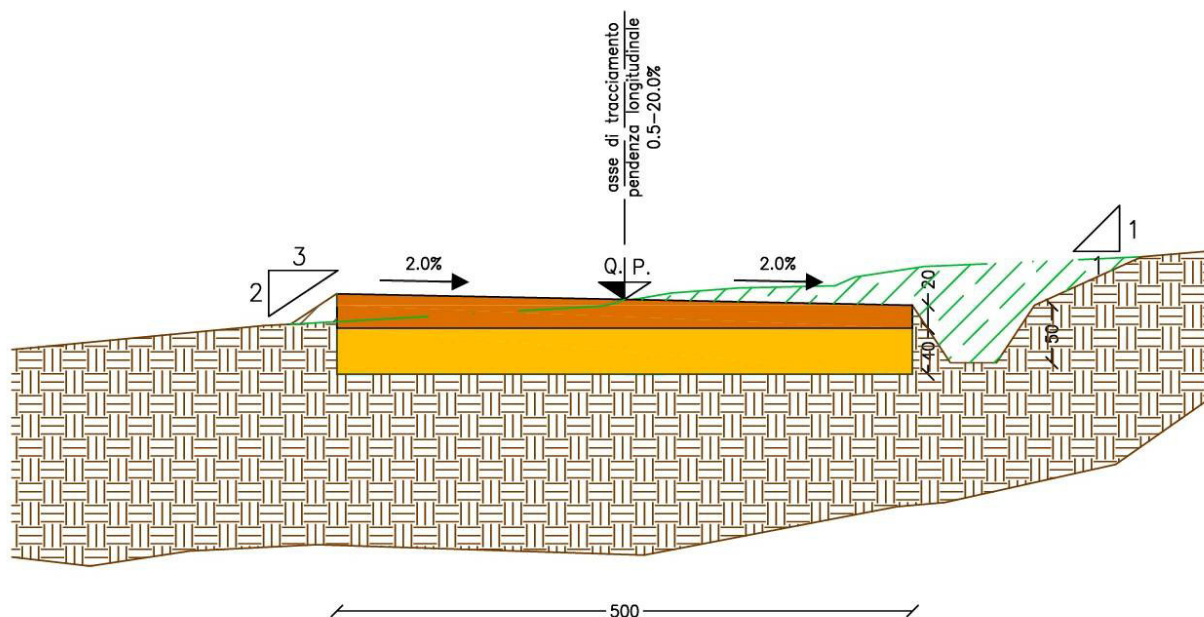
In fase esecutiva, a seguito di approfondimento geologico, si potrà optare per una fondazione più superficiale o più profonda e con eventuale pre-foro.

6.3.2. Recinzione e zone di transito

Il lotto sarà dotato di una recinzione in pali e rete metallica, di circa 2,00 m di altezza, con aperture a livello del terreno da 0,50x0,20 m ogni 50 metri, per consentire il passaggio alla piccola fauna locale e di cancelli carrabili di circa 10 m in acciaio zincato, scorrevoli, con travi e pilastri.

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

All'interno di ogni lotto verranno realizzate delle strade carrabili di 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.



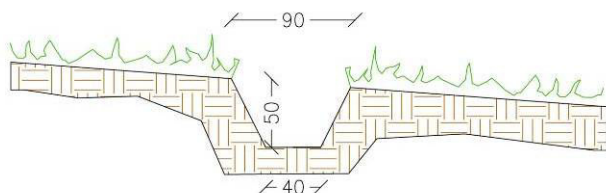
Per quanto riguarda la viabilità esterna, si prevede di realizzare, ove mancante, o risistemare, ove presente, le strade di accesso ai lotti, formate da uno strato inferiore di tout-venant e di uno superiore di misto granulometrico compattato permeabile.

6.3.3. 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.

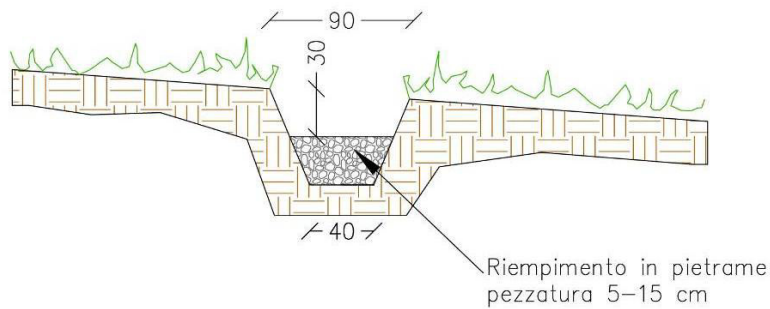
Le cunette saranno di tre tipi:

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

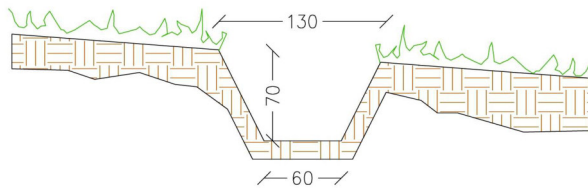




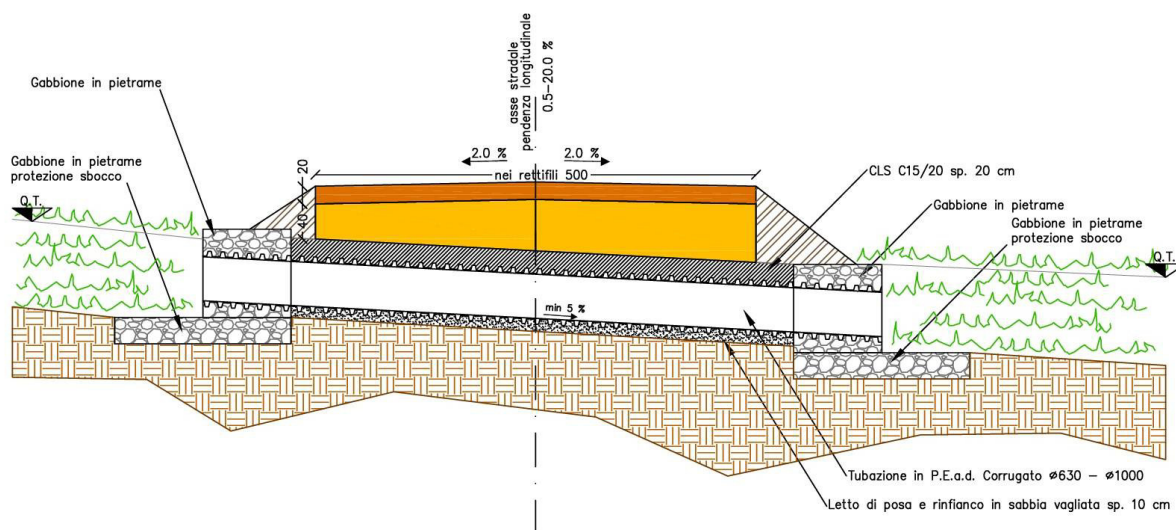
- tipo C2: a sezione trapezoidale di dimensioni 0,40x0,90x0,50 m., con un riempimento di 0,20 m. in pietrame;



- 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..



6.3.4. Cavidotto

La rete elettrica di raccolta dell'energia prodotta è prevista in media tensione con una tensione di esercizio a 36 kV 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.

Il cavidotto sarà interrato e la sezione dei cavi di collegamento tra l'impianto di produzione e la stazione produttore è stata calcolata in modo da essere adeguata alla corrente transitante nelle condizioni di funzionamento alla potenza nominale degli impianti. I cavi prescelti sono del tipo tripolare, con conduttori in alluminio, schermo metallico e guaina in PVC.

I cavi utilizzati saranno del tipo ARE4H5EE cordati ad elica per minimizzare l'impatto elettromagnetico degli stessi. La lunghezza complessiva del cavidotto, sino alla stazione di consegna, è di circa 9,600 km, in due linee separate che collegheranno in serie le Power station seguendo lo schema riportato nell'elaborato 08.B - "Schema elettrico unifilare linea BT AT".

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 collocata 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.

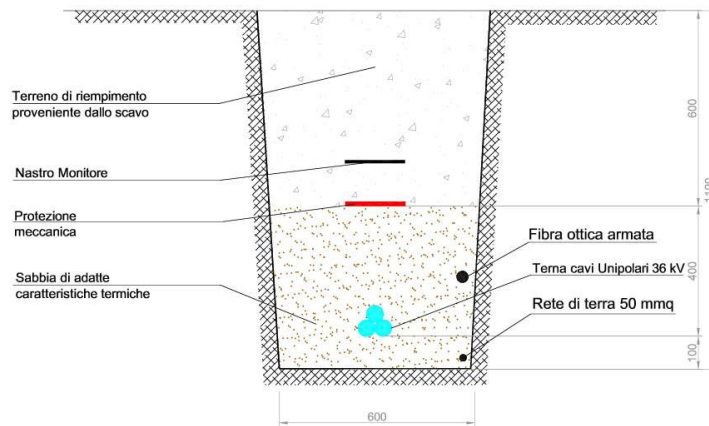
Nel caso di posa su strada asfaltata il ricoprimento sarà eseguito in parte con materiale da cava a formare la sottofondazione stradale. La chiusura dello scavo avverrà con uno strato di binder di spessore di 7 cm e lo strato finale di usura di spessore di 3 cm.

La larghezza dello scavo su strada asfaltata sarà compresa tra i 60 e i 120 cm secondo il numero di terne che variano da 1 a 6, così come meglio specificato nell'elaborato grafico "03.D - Tipici sezioni cavidotto".

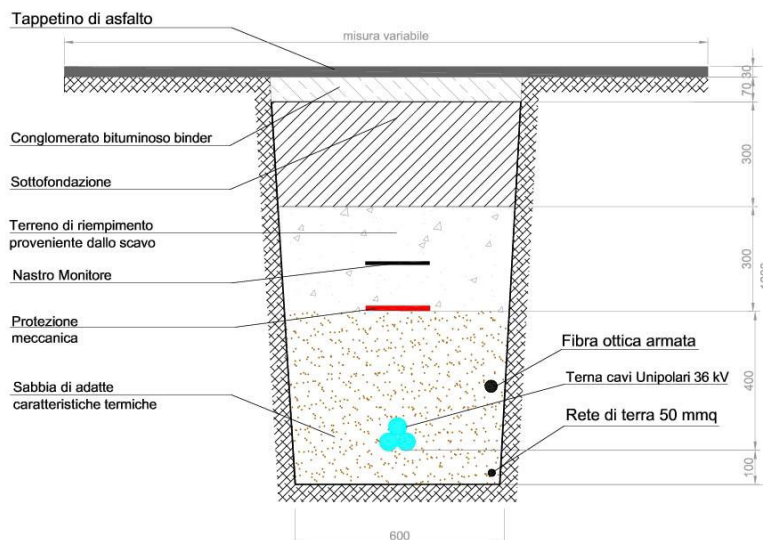
Di seguito si riporta un esempio di sezione tipo su strada sterrata/terreno agricolo ed uno per un cavo su strada asfaltata.



TRINCEA PER UN CAVO SU STRADA STERRATA O TERRENO AGRICOLO
Sezione tipo 1B



TRINCEA PER UN CAVO SU STRADA ASFALTATA
Sezione tipo 1A





6.3.5. EDIFICIO UTENTE

All'interno della stazione utente di collegamento saranno ubicati tre edifici prefabbricati della "DREN SOLARE 10 s.r.l." destinati alle apparecchiature:

1. Cabina quadri AT che conterrà il trasformatore e i quadri AT;
2. Cabina quadri di monitoraggio e controllo che conterrà il gruppo elettrogeno e i quadri di monitoraggio e controllo;
3. Cabina di misura che conterrà il contatore e quadri elettrici di gestione.

Gli edifici saranno a struttura portante in c.a. e tamponamento in muratura rivestito con intonaco civile od eventualmente in prefabbricato. La copertura sarà a tetto piano, opportunamente coibentata ed impermeabilizzata. Il pavimento dei locali apparati è previsto del tipo modulare flottante sopraelevato.

Per garantire un adeguato isolamento termico è previsto l'uso di materiali isolanti idonei, in funzione della zona climatica, nel rispetto delle Norme di cui alla legge n. 373 del 4.4.75 e successivi aggiornamenti nonché alla legge n. 10 del 9.1.91 e s.m.i.

I cunicoli per la cavetteria sono realizzati con prefabbricati; le coperture, sono del tipo in PRFV e sono carrabili per 2000 kg.

Le tubazioni per cavi AT e bt sono in PVC serie pesante e rinfiancate con calcestruzzo. Lungo il percorso ed in corrispondenza di deviazioni, sono inseriti pozzetti ispezionabili realizzati in calcestruzzo armato gettato in opera, con copertura in PRFV.

Di seguito si riporta la pianta dell'edificio tipo:

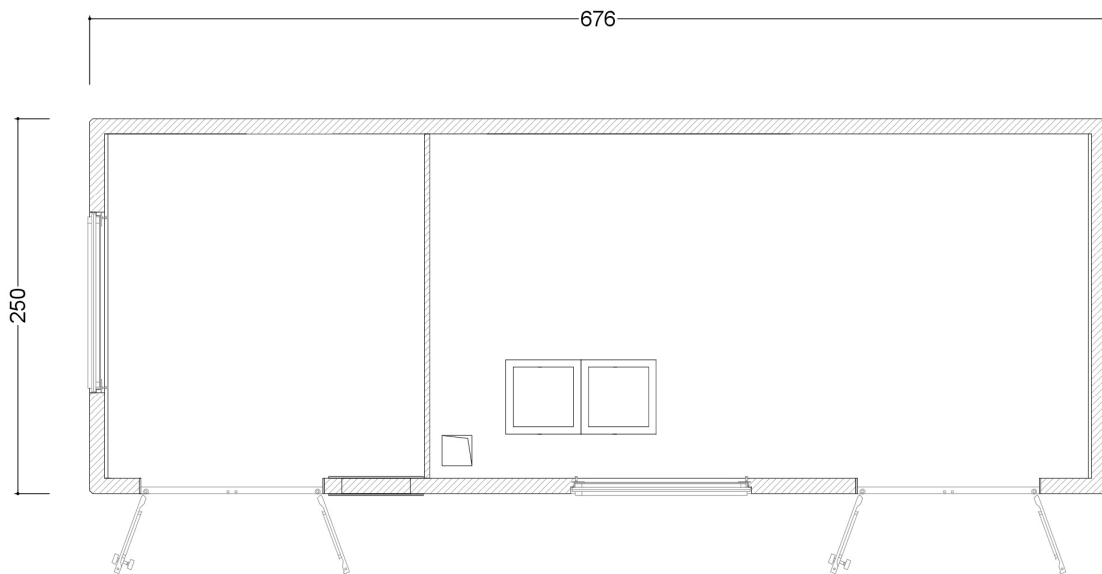


Figura 5.2.8.1.1 – locale utente a servizio degli impianti di utenza per la connessione

La disposizione elettromeccanica delle apparecchiature AT è descritta negli allegati al presente progetto.

6.3.6. STAZIONE ELETTRICA SATELLITE

La Soluzione Tecnica Minima Generale elaborata da Terna, prevede che il Progetto venga collegato antenna a 36 kV con una nuova stazione elettrica di trasformazione (SE) 220/36 kV della RTN, da inserire in entra - esce su entrambe le terne della linea 220 kV RTN "Partanna – Partinico". In sede di discussione in seno al tavolo tecnico con Terna, si è optato per una soluzione che prevede la realizzazione di una nuova sottostazione elettrica satellite a 220/36 kV, in luogo di una semplice connessione in antenna.

La SE satellite avrà doppio sistema di sbarre e sezioni di utenza, con relativi edifici tecnici adibiti al controllo e alla misura dell'energia prodotta ed immessa in rete.

La viabilità di nuova formazione all'interno della nuova SE satellite sarà progettata e realizzata nel rispetto dell'ambiente fisico in cui verrà inserita; sarà di norma realizzata previo scorticamento del terreno vegetale esistente per circa uno spessore di 40-50 cm, con successiva realizzazione di un sottofondo di ghiaia a gradazione variabile, e posa di uno strato in misto granulare stabilizzato opportunamente compattato.

In nessun caso è prevista la posa di conglomerato bituminoso.



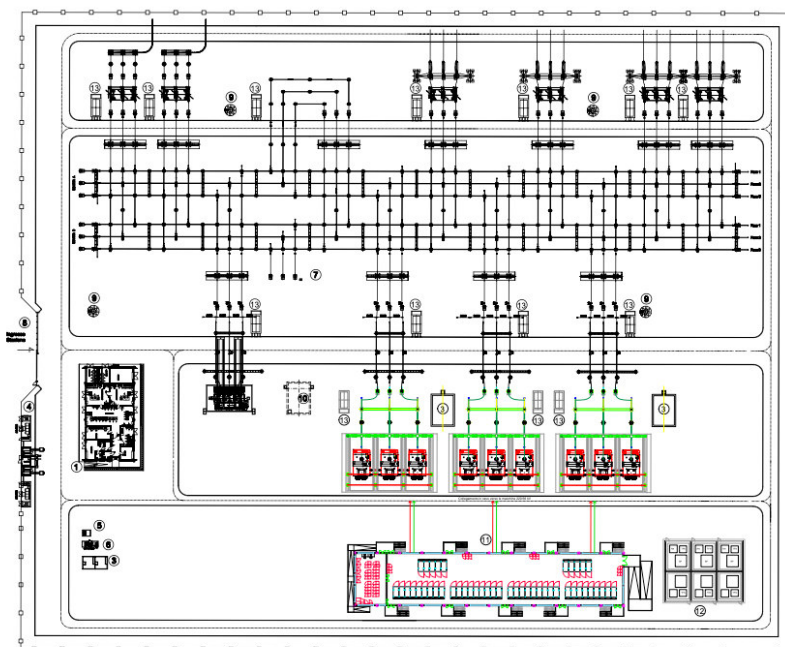
Le principali apparecchiature AT, costituenti l'ampliamento funzionale alla realizzazione del collegamento in satellite, saranno le seguenti: trasformatori di potenza, interruttori tripolari, sezionatori tripolari orizzontali con lame di messa a terra, trasformatori di corrente e di tensione (induttivi e capacitivi) per misure e protezione, scaricatori di sovratensione. Dette apparecchiature saranno rispondenti alle Norme tecniche CEI ed avranno le seguenti caratteristiche nominali principali:

- Tensione nominale: 220 kV;
- Sezione di sbarre a 220 kV;
- Trasformatori di potenza: 250.000 kVA con rapporto di trasformazione AT/AT: 220+/-10x1,25% / 36 kV; Potenza di targa: 250 MVA; Tipo di raffreddamento: ONAN/ONAF;
- Bobine di Petersen, Trasformatore Formatore di neutro, Resistenza di Neutro
- Interruttori tripolari in SF6;
- Sezionatori orizzontali con lame di messa a terra;
- Trasformatori di corrente per misura e protezione;
- Trasformatori di tensione capacitivi;
- Scaricatori di sovratensione;
- Trasformatori di tensione induttivi.

Le prestazioni verranno definite in sede di progetto esecutivo ed in base al piano tecnico delle opere benestariato da Terna.

Il quadro di raccolta a 36 kV è adibito alla raccolta dell'energia prodotta ed afferisce al trasformatore di potenza 36/220 kV; è inoltre prevista una sezione per il prelievo di energia per i servizi ausiliari di montante e una sezione per un eventuale rifasamento. Tale quadro sarà alloggiato in un apposito edificio, nel quale troveranno alloggiamento anche le seguenti apparecchiature:

- Quadri MT e BT;
- Comando e controllo;
- Magazzini;





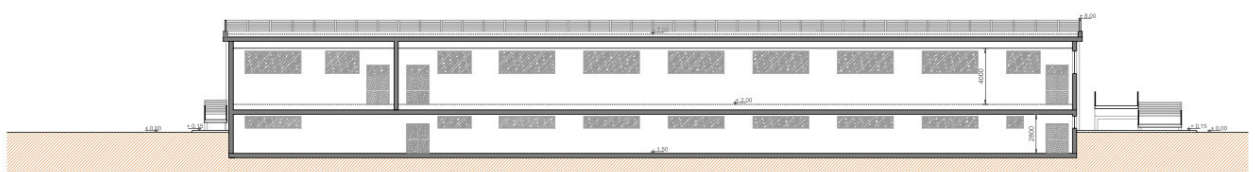
- I servizi di telecomunicazione;
- Il locale misure;
- I servizi ausiliari;
- Depositi e locali igienici.

I fabbricati verranno ubicati lungo le mura perimetrali della stazione di Trasformazione di consegna, ad una distanza minima di 10 metri da ogni parte in tensione. La struttura portante degli stessi sarà in c.a. con muri di tamponamento in mattoni forati, con successiva applicazione di intonaco. L'isolamento termico sarà garantito per effetto dell'applicazione di uno strato isolato, nel rispetto della funzione della cabina e delle condizioni climatiche al contorno, garantendone la dovuta inerzia termica.

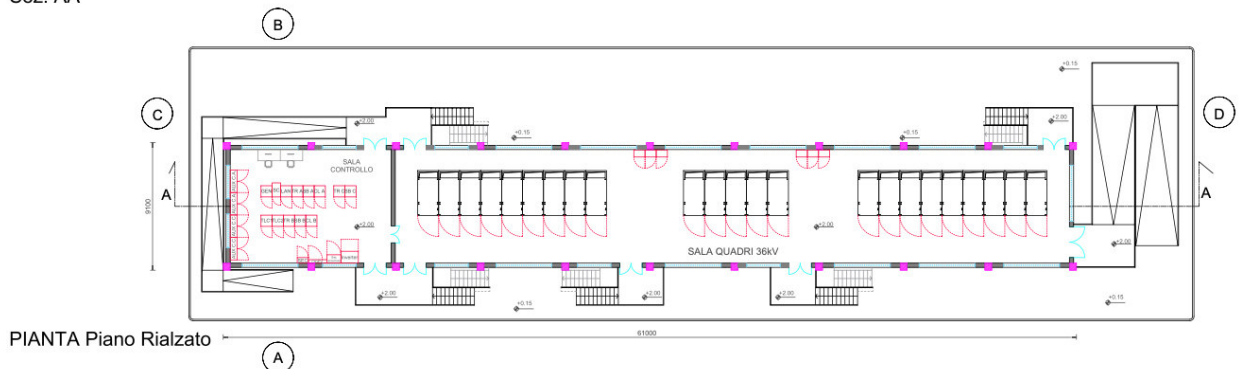
Le chiusure verticali, in particolare per i serramenti, saranno costituite di materiale metallico tenendo conto delle necessità tecnologiche di protezione dei ponti termici.

La chiusura orizzontale, in particolar modo la copertura, verrà realizzata con un tetto piano: il modello tecnologico terrà conto degli agenti atmosferici per cui verranno installate guaine impermeabili di resine elastomeriche.

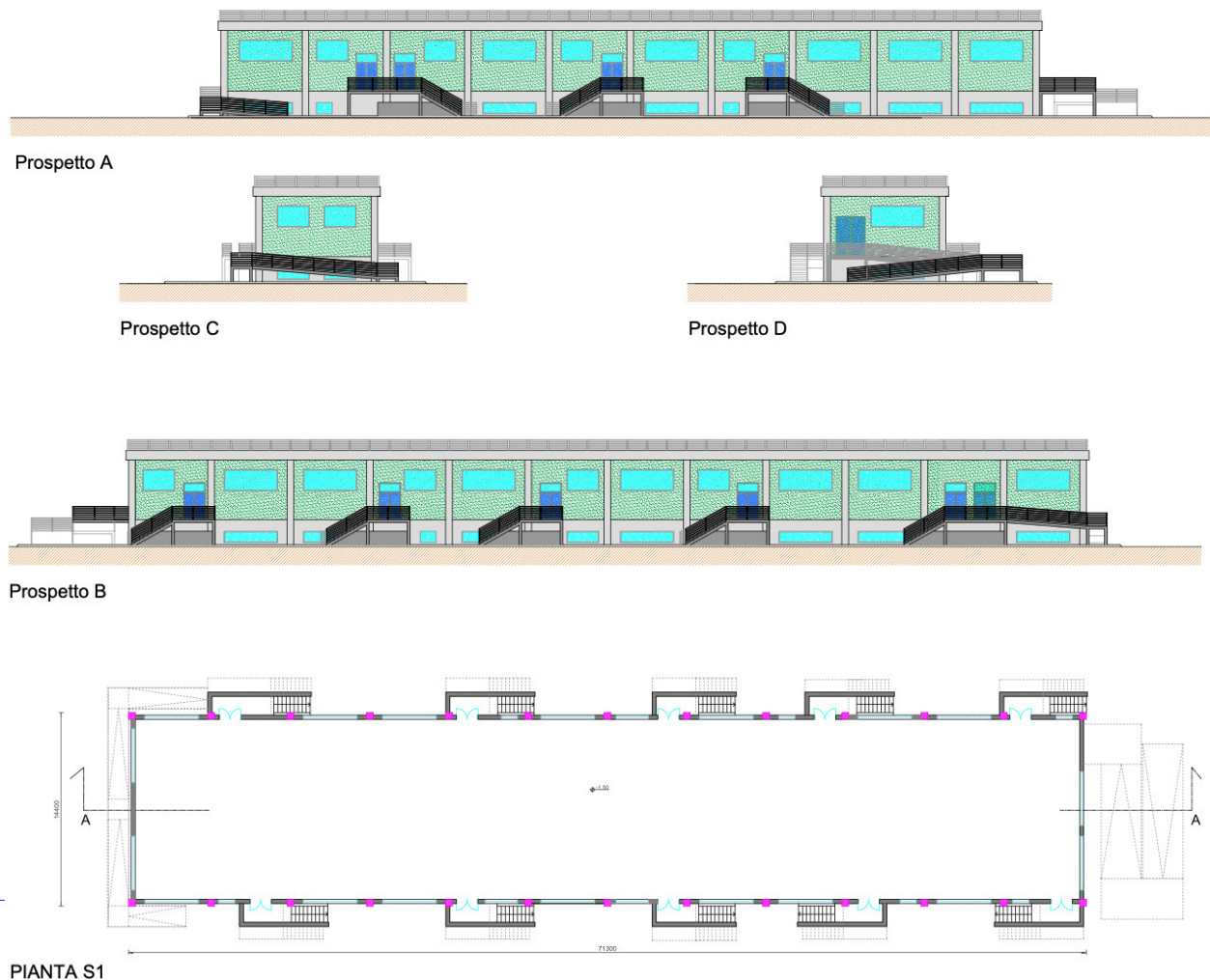
La pianta si presenterà in forma rettangolare con altezza fuori terra di circa 8,00 m, necessaria a contenere i quadri di protezione e controllo, i servizi ausiliari, i telecomandi, il locale misura, deposito e servizi igienici e il quadro 36kV, come da tavola EG 20 0100 del progetto unificato di Terna.



Sez. AA



PIANTA Piano Rialzato



I gruppi di misura dell'impianto Agro-Fotovoltaico (collegato in parallelo con la rete) consentono di determinare:

- L'energia prelevata/impressa in rete;
- L'energia fotovoltaica prodotta.

Il gruppo di misura dell'energia prelevata/impressa in rete, ad inserzione indiretta con TA e TV, sarà ubicato nel locale di misura della cabina di consegna a valle del Dispositivo Generale.

I sistemi di misura dell'energia elettrica saranno in grado di rilevare, registrare e trasmettere dati di lettura, per ciascuna ora, dell'energia elettrica immessa/prelevata o prodotta in rete nel punto di installazione del contatore stesso.

I sistemi di misura saranno conformi alle disposizioni di ARERA e alle norme CEI; l'ambiente sarà



accessibile soltanto da personale strettamente autorizzato; inoltre, i sistemi di misura saranno suggellati dall'Agenzia delle Dogane, al fine di evitare manomissioni e/o alterazioni dei dati di misura.

6.4. 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.

7. 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</p> <ul style="list-style-type: none"> migliore del 2%



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.

8. SICUREZZA DELL'IMPIANTO

8.1. 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 di 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.

8.2. 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.

8.3. 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.

8.4. Sicurezze sul lato c.a. dell'impianto

La limitazione delle correnti del campo fotovoltaico comporta analogia 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.

8.5. Protezione dalle scariche atmosferiche

In un tipo di impianto, così complesso come una centrale solare, è necessario valutare il rischio dei danni da fulminazione in conformità alla CEI EN 62305-2 (CEI 81-10/2) e CEI EN IEC 62858 (CEI 81-31) e di rispettare le conclusioni risultanti nella progettazione. La protezione di una centrale solare ha lo scopo di proteggere sia gli edifici operativi, che il campo dei pannelli contro i danni da incendio (fulminazione diretta) e i sistemi elettrici ed elettronici (inverter, sistema di supervisione, condotta principale del generatore) contro l'effetto dell'impulso elettromagnetico del fulmine (LEMP).

La prima misura di protezione che sarà adottata, suggerita congiuntamente dalla Norma CEI 82-4 (CEI EN 61173) e dalla Norma CEI 81-10/4:2013 (CEI EN 62305-4), consiste nel ridurre i fenomeni induttivi su entrambi i circuiti (quello DC e quello AC) del sistema fotovoltaico. Per ottenere tale riduzione è necessario adottare cavi di lunghezza più breve possibile. Ad esempio, nel lato DC dell'impianto si può



cercare di ridurre la lunghezza dei cavi dei poli positivo e negativo, che dovrebbero anche essere avvolti insieme per ridurre la superficie delle spire; mentre nel lato AC si possono ridurre le lunghezze del conduttore di protezione PE e dei conduttori di fase e neutro, che dovrebbero a loro volta, essere avvolti insieme in modo da evitare inutili spire di grande superficie nel sistema. Una simile misura di protezione viene definita "**precauzione di posa**" dalla Norma CEI 81-10/2:2013 (CEI EN 62305-2). Per ottenere una precauzione di posa più efficace, è necessario che l'area delle spire dovute ai cavi di interconnessione (lato DC) e di potenza (lato AC) non ecceda complessivamente $0,5 \text{ m}^2$, secondo la Norma CEI 81-10/2:2013 (CEI EN 62305-2); sfortunatamente tale valore non sembra facile da raggiungere, principalmente a causa della scatola di giunzione dei pannelli solari (denominata Junction-Box) con cavi di interconnessione (poli positivo e negativo) che distano 10 cm tra di loro e sono lunghi ciascuno circa 1m.

Il fatto che l'area delle spire dal lato DC sia difficilmente riducibile al di sotto di certi valori pone l'inverter, dal lato DC del sistema, a rischio di guasti dovuti a sovratensioni. Usando le formule per valutare la tensione indotta (U_i), come suggerito dall'Allegato A della Norma CEI 81-10/4:2013 (CEI EN 62305-4), è possibile calcolare il numero di moduli connessi in serie/parallelo che formano una spira di area sufficiente ad avere una U_i maggiore di 1,5 kV causata da un fulmine vicino (distanza 250 m; $I_{MAX} = 30 \text{ kA}$; $T_1 = 0,25 \mu\text{s}$).

Per un numero elevato di moduli, come nel nostro caso si ricorre all'utilizzo di idonei SPD (Surge Protection Device), progettati per un Lightning Protection Level (LPL) di tipo I, in modo da ridurre al minimo la componente di molto la componente di rischio.

L'installazione degli SPD avverrà all'ingresso degli inverter e di ciascun quadro elettrico.

Anche i quadri di campo saranno muniti di scaricatori di sovratensione (SPD) su entrambe le polarità di uscita. Tali SPD, al fine di prevenire eventuali incendi, sono inseriti in appositi scomparti anti-deflagranti.

8.6. 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.

8.7. 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.



9. 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.

9.1. 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.

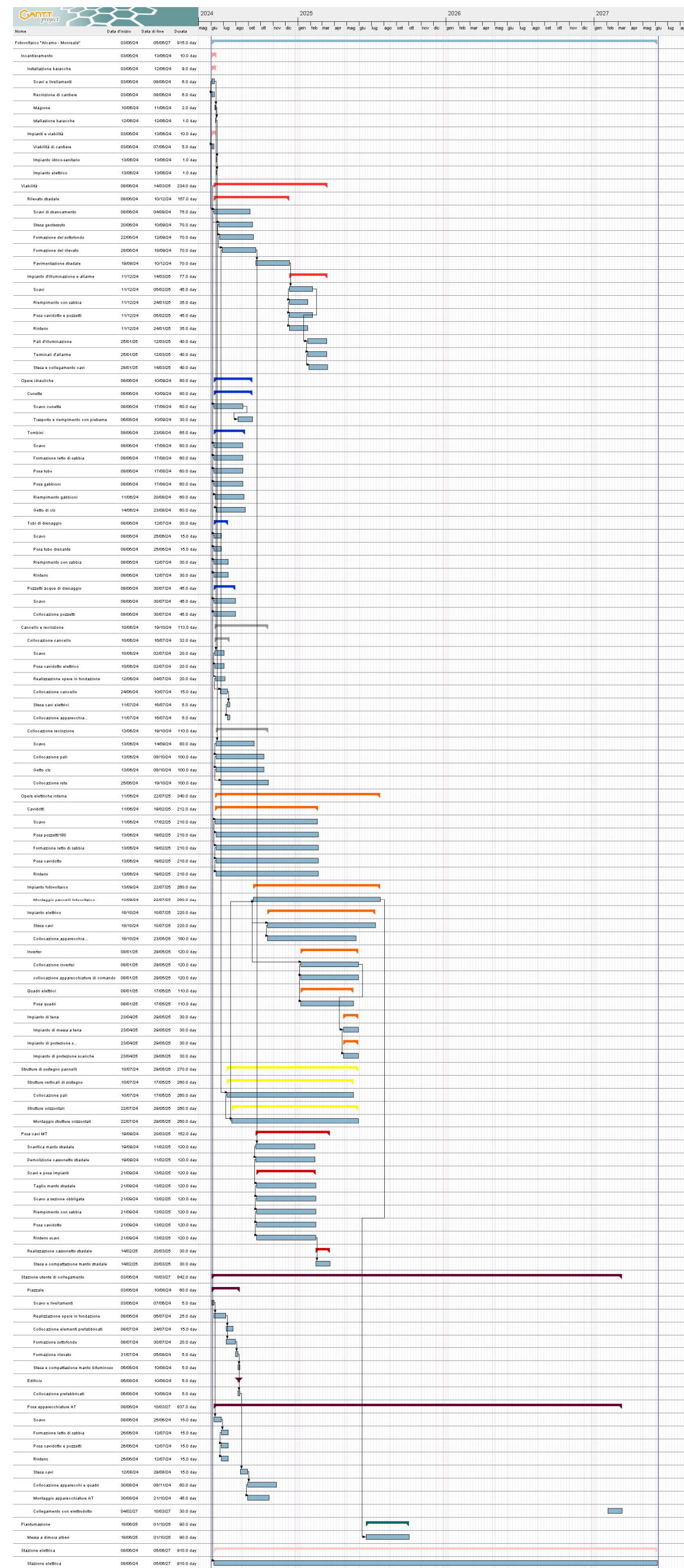
Il trasporto verrà effettuato in stretto coordinamento con la sequenza di montaggio dei singoli lotti. Le operazioni saranno effettuate con camion articolati standard, lo scarico e movimentazione in cantiere avverrà tramite caricatori telescopici gommati.

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.





9.2. 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.

9.3. 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 caso di utilizzo di trasformatori con isolamento in olio anziché in resina, saranno previste fondazioni che permetteranno la raccolta dell'olio in caso di perdite; l'olio raccolto sarà addotto ad una vasca impermeabile idonea a contenere il liquido ed a trattenerlo fino al corretto smaltimento.



9.4. 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.

9.5. 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.

9.6. 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 12 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 8 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 60.000 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 degli impianti 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.

10. CONCLUSIONI

Le opere in progetto permetteranno di perseguire gli obiettivi di produzione d'energia da fonte rinnovabile che la società “DREN SOLARE 10 s.r.l.” intende realizzare nella Regione Sicilia per contribuire al soddisfacimento delle esigenze d'energia pulita e sviluppo sostenibile sancite sin dal Protocollo Internazionale di Kyoto del 1997 e ribadite nella “Strategia Energetica Nazionale 2017”.

Le opere che saranno realizzate avranno un impatto positivo sul territorio e sulla cittadinanza locale e nazionale permettendo di produrre energia elettrica da fonte rinnovabile avendo un impatto minimo sull'ambiente circostante.

Tutte le opere sono progettate e saranno realizzate nel pieno rispetto della normativa applicabile.