

REALIZZAZIONE IMPIANTO AGRIVOLTAICO A TERRA DA 5,53 MW IN IMMISSIONE - SU TRACKER DI TIPO AD INSEGUIMENTO MONOASSIALE

“TRUNCU REALE PV01”

COMUNE DI SASSARI

RELAZIONE DESCRITTIVA

Proponente:

Località: COMUNE DI SASSARI

Cagliari, 12/2023

Sommario

1. PREMESSA ED INQUADRAMENTO TERRITORIALE	3
2. ANALISI QUADRO LEGISLATIVO	8
3. STUDIO VINCOLISTICO DELL'AREA DI PROGETTO.....	9
4. STIMA PRODUCIBILITÀ SOLARE	16
5. TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA.....	20
6. IMPIANTO FTV DA 5.533,44 KW	21
7. MODULI FOTOVOLTAICI	22
8. INVERTER.....	25
9. POWER STATION.....	27
10. STRUTTURE DI SOSTEGNO PANNELLI FOTOVOLTAICI - TRACKER.....	28
11. CAVI ELETTRICI.....	29
12. CAVI IN CORRENTE ALTERNATA LATO BT.....	29
13. CAVI IN CORRENTE ALTERNATA LATO MT.....	30
14. PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI.....	30
15. PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI INDIRETTI	30
16. CRITERIO DI CALCOLO DELLE CADUTE DI TENSIONE.....	31
17. PROCEDIMENTO DI CALCOLO	32
18. PROTEZIONE DELLE CONDUTTURE	32
19. IMPIANTO DI TERRA ED EQUIPOTENZIALE	33
20. SISTEMA DI MONITORAGGIO E INFORMAZIONE.....	33
21. CANALA METALLICA CONTENIMENTO CAVI.....	34
22. SICUREZZA DEI LAVORATORI	35
23. PREVENZIONE INCENDI	35
24. OPERE CIVILI	36
25. BILANCIO SCAVI E RIPORTI	36
26. RIQUALIFICAZIONE AMBIENTALE.....	37

1. PREMESSA ED INQUADRAMENTO TERRITORIALE

La presente relazione fa parte del progetto esecutivo **“REALIZZAZIONE IMPIANTO AGRIVOLTAICO DA 5,53 MW IN IMMISSIONE – SU TRACKER DI TIPO AD INSEGUIMENTO MONOASSIALE, DENOMINATO “TRUNCU REALE PV01” – COMUNE DI SASSARI”**.

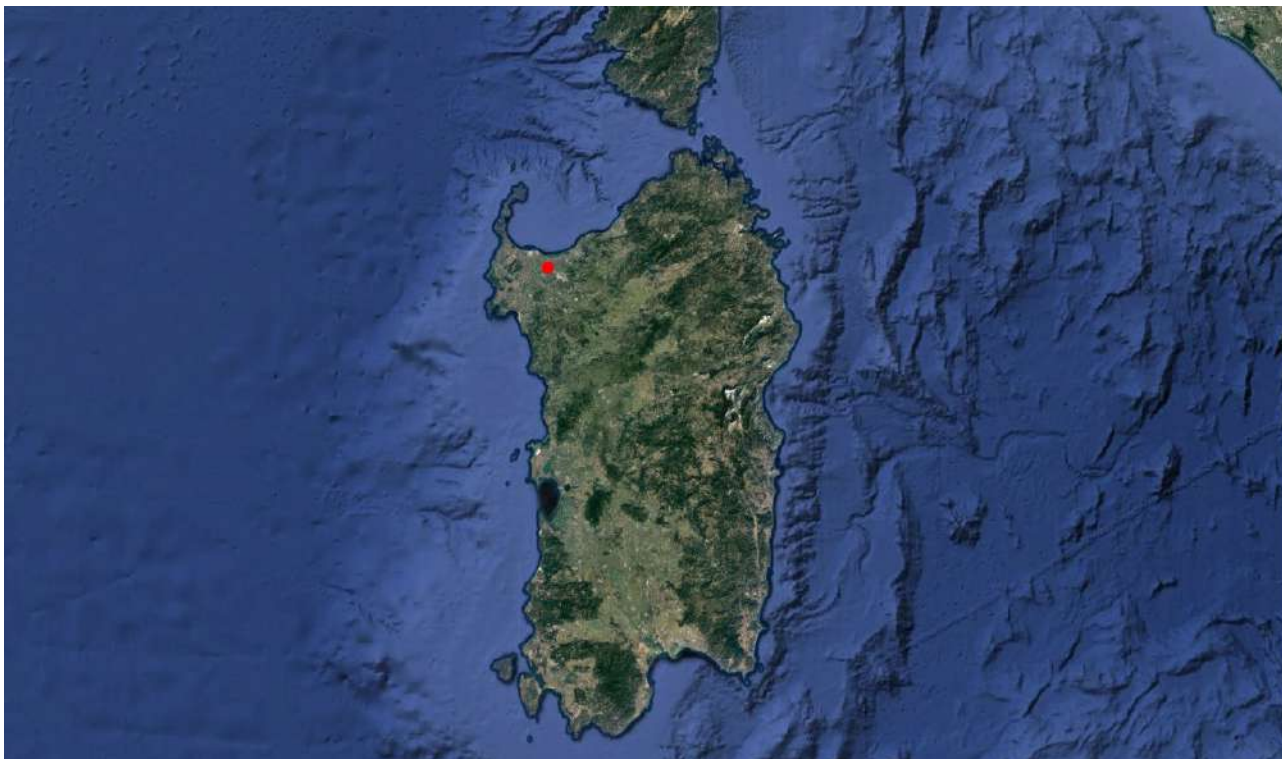


Fig.1: Collocazione geografica del progetto

L'area di intervento è ubicata all'interno di terreni siti nel Comune di Sassari, il cui abitato è localizzato ad una altitudine di circa 225 m. s.l.m., con un territorio di 546,1 km² ed una popolazione di circa 121.817 abitanti.

Dal punto di vista topografico, l'area in esame risulta inclusa nella cartografia catastale al foglio 18, particelle 268 del comune di Sassari, terreni localizzati nella ZONA AGRICOLA E secondo quanto documenta il Certificato di Destinazione Urbanistica (CDU).

Il sito interessato alla realizzazione dell'impianto agrivoltaico, si trova ad un'altitudine media di 55 m s.l.m. e ricopre un'area lorda di 8,6 Ha e disterà circa:

- 7 km lineari dal centro urbano di Porto Torres;
- 13 km lineari dal centro urbano di Sassari.

Vertice superiore sinistro	40°46'29.00"N
	8°25'36.72"E
Vertice inferiore destro	40°46'18.03"N
	8°25'42.84"E



Fig.2: Particella catastale



Fig.3: Altimetria da Sardegna Mappe

L'intervento contempla la realizzazione di un impianto agrivoltaico di potenza nominale in immissione pari a 5,53 kWp di picco per la produzione di energia elettrica posato sul terreno livellato mediante l'installazione di inseguitori solari.

L'impianto rispetta le distanze previste dalle normative e dalle linee guida e dista:

- 30/40 m almeno da strade statali e provinciali
- 6 m almeno tra pannelli e recinzione
- 12 m da confine catastale

Sono state previste delle strade interne al progetto, lungo la recinzione per facilitare la percorrenza del sito.

È stata calcolata la superficie coperta totale: considerando le dimensioni di un pannello 3 SUN B60 della CORE-H, da 655 W pari, le cui dimensioni sono 2172 x 1303 x 35 mm.

Di conseguenza i 7424 pannelli sistemati sui tracker 32 x 2 occuperanno una superficie pari a 21.158,4 mq, mentre i 1024 pannelli sistemati sui tracker 16 x 2 occuperanno una superficie pari a 2.918,4 mq, per un totale di mq di pannelli pari a 24.076,80.

Di conseguenza, su un totale di circa 8,60 ha, la superficie pannellata sarebbe pari a 2,40 ha, con un indice di copertura pari a circa 0,28.



Fig.4: Posizionamento impianto su ortofoto



Fig.5: Inquadramento impianto e percorso su base Ortofoto

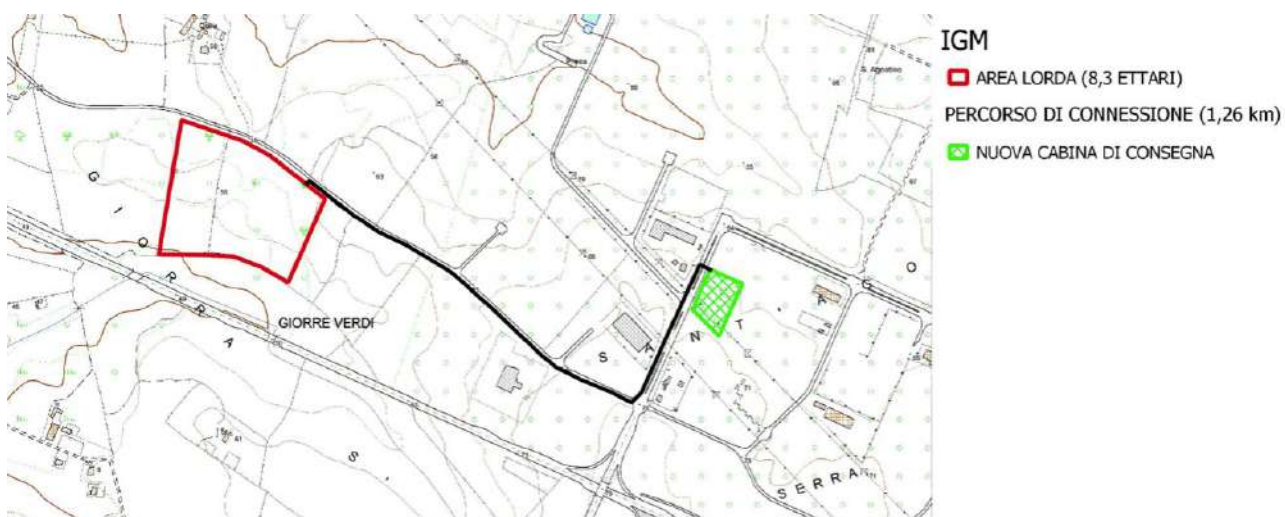


Fig.6: Inquadramento impianto e percorso su base IGM



Fig.7: Inquadramento impianto e percorso su base CTR

In fase progettuale sono state attentamente valutate le relazioni tra le opere in oggetto e gli atti di

pianificazione e programmazione territoriale e settoriale che regolamentano il territorio interessato dall'intervento. Per il dettaglio dei contenuti, delle strategie e degli obiettivi previsti nei vari strumenti di pianificazione e programmazione nonché della verifica della compatibilità ambientale dell'opera in progetto si rimanda agli elaborati grafici del progetto.

Le distanze definite dalle indicazioni del piano urbanistico sono state rispettate, sia nel caso di confine con strada che con altri lotti; l'impianto è stato posizionato mantenendo le fasce di rispetto lungo tutti i suoi confini. Si è tenuto conto anche dell'eventuale ombreggiamento dei pannelli per definire l'area di buffer entro la quale non sono presenti i tracker.

Nella progettazione è stata inserita anche un'opera di mitigazione dell'impatto visivo e inserimento di essenze arboree lungo tutta la superficie a confine (aree di rispetto) e le aree non utilizzate per l'impianto o le strutture strettamente connesse.

L'obiettivo è, non solo mitigare, ma apportare un miglioramento sostanziale in termini di superfici, e della qualità degli interventi stessi.

Attraverso lo studio di una nuova componente di verde si vuole arricchire la presenza delle essenze per tipologie e quantità con l'uso esclusivo di essenze autoctone, caratterizzate principalmente da vegetazione a macchia, da boschi e da praterie.

2. ANALISI QUADRO LEGISLATIVO

Il progetto seguirà il **Procedimento Autorizzativo Unico Regionale**, seguendo quanto enunciato nel *Decreto-legge 31 Maggio 2021, n.77, detto Decreto Semplificazioni bis*.

Il D.L. Semplificazioni bis è stato convertito in legge ed in data 30 luglio 2021 è stata pubblicata in Gazzetta Ufficiale la legge di conversione n. 108 del 29 luglio 2021 che ha apportato al testo definitivo del decreto alcune integrazioni e modifiche in materia di energie rinnovabili.

Con l'introduzione dell'*art. 26-bis* al Testo Unico Ambiente, relativo ai progetti sottoposti a VIA di competenza regionale, viene ribadita come procedura autorizzativa da adottare la PAUR, riducendo ulteriormente le tempistiche per l'ottenimento.

Con la *L.R. 8 febbraio 2021, n. 2*, pubblicata nel Buras n. 10 dell'11 febbraio 2021, è stato disciplinato il provvedimento unico regionale in materia ambientale (PAUR), il quale recepisce le disposizioni del D.Lgs. 3 aprile 2006, n. 152 (Norme in materia ambientale).

La VIA verrà istruita conformemente a quanto stabilito dall'articolo 3 delle *"Direttive regionali in materia di valutazione di impatto ambientale (VIA) e di provvedimento unico regionale in materia di PAUR"*, di cui all'"Allegato alla Delib.G.R. n. 11/75 del 24.03.2021".

Il progetto, cui la presente relazione fa riferimento, verrà sottoposto alla procedura di valutazione di impatto ambientale (V.I.A.) regionale, e rientra nel campo di applicazione di cui all'*Allegato B1* (della suddetta Deliberazione del 24.03.2021): *"categorie di opere da sottoporre alla procedura di verifica di assoggettabilità alla VIA regionale" punto 2) "Industria energetica ed estrattiva", comma b) "impianti industriali non termici per la produzione di energia, vapore ed acqua calda con potenza superiore a 1MW. Centrali solari termodinamiche con potenza elettrica superiore a 1 MW"*.

Relativamente alla normativa di riferimento, per la realizzazione dell'impianto agrivoltaico, sono stati consultati e rispettati tutti i vincoli di carattere nazionale, regionale, provinciale e comunale.

Nello specifico è stata valutata:

- L'assenza di rischio idrogeologico dell'area di intervento;
- Il basso grado di pericolosità sismica con relativa compatibilità dell'intervento proposto;
- L'assenza nell'area d'intervento di Aree ufficiali Protette (EUAP) quali Parchi Nazionali, Aree Naturali Marine Protette, Riserve Naturali Marine, Riserve Naturali Statali, Parchi e Riserve Naturali Regionali;
- l'eventuale incidenza sulla rete Natura 2000 (costituita ai sensi della Direttiva Habitat dai Siti di Importanza Comunitari (SIC) e dalle zone di Protezione Speciale (ZPS) previste dalla Direttiva "Uccelli");
- l'assenza di Important Bird Areas (IBA) con relativa compatibilità dell'intervento proposto;
- l'assenza nell'area d'intervento di aree Ramsar ovvero di aree umide di importanza internazionale.

3. STUDIO VINCOLISTICO DELL'AREA DI PROGETTO

Sulla base delle indicazioni regionali, è stata verificata l'analisi dei vincoli riferendosi a:

- vincoli di natura idrogeologica (L.183/1989)
- vincoli su beni storico-artistici-archeologico-architettonici (L.1089/39)
- vincoli paesaggistici.

Mentre risulta presente sull'area una formazione di macchia mediterranea spontanea e una pineta artificiale assimilabile a microbosco per cui è stato presentato un progetto di rimboschimento.

Di seguito descritti:

- **Vincoli per le aree di rilevanza naturalistico ambientale:** Il sito non rientra tra le aree di parco, di riserva e monumenti naturali, nonché di aree di particolare rilevanza naturalistico-ambientale.

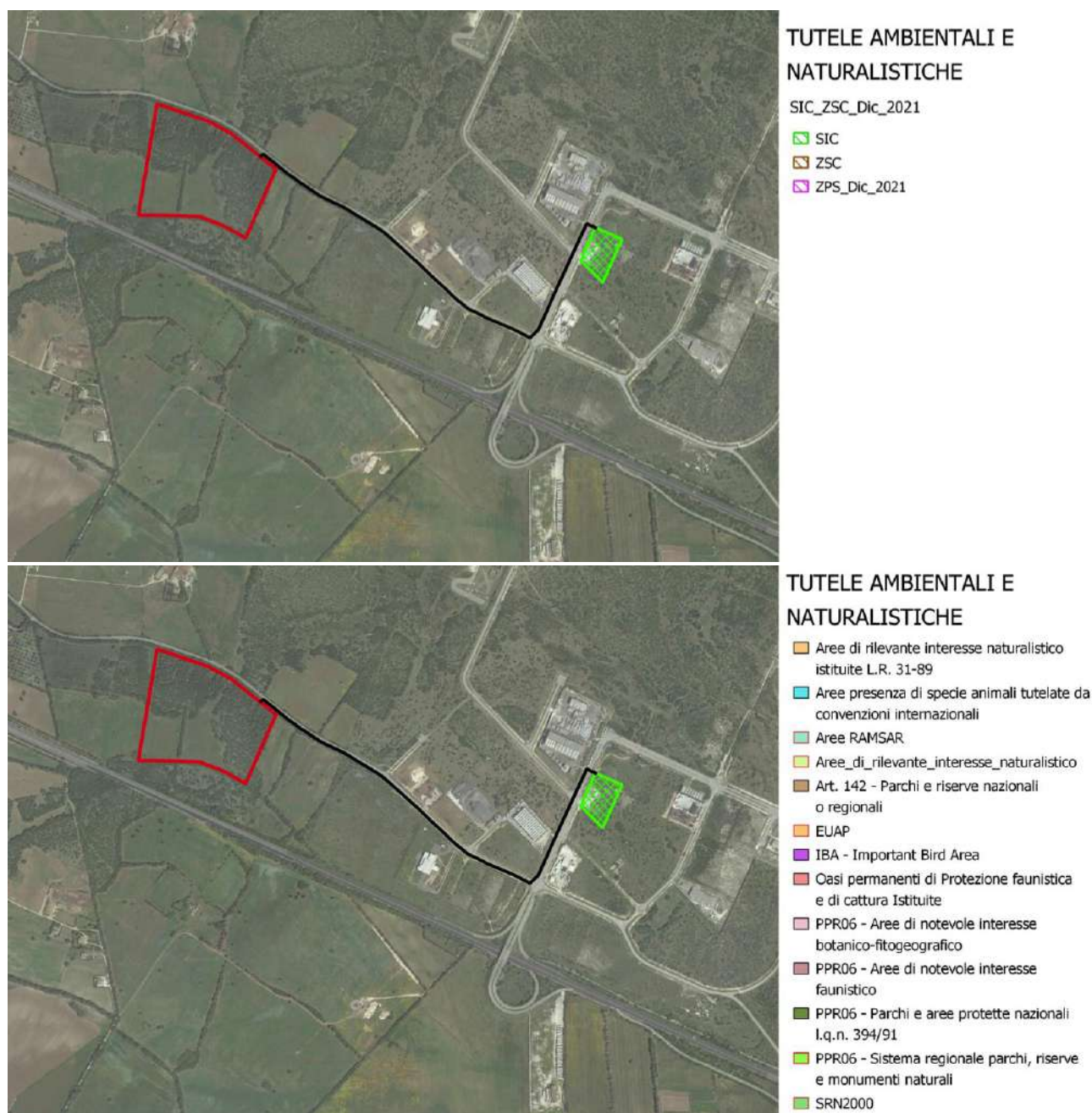


Fig.8: Aree di tutela ambientale e naturalistica

- **Vincoli di tipo idrologico e idrogeologico:** L'area risulta essere esente da rischi o pericoli idrogeologici.

Le perimetrazioni individuate nell'ambito del P.A.I. delimitano le aree caratterizzate da elementi di pericolosità idrogeologica, dovute a instabilità di tipo geomorfologico o a problematiche di tipo idraulico, sulle quali si applicano le norme di salvaguardia; nel caso in esame, le fasce di rispetto risultano essere lontane dall'area designata.



Fig.9: PAI rischio geomorfologico



Fig.10: PAI rischio idraulico



Fig.11: PAI pericolo geomorfologico



Fig.12: PAI pericolo idraulico



Fig.13: PAI – Piano Stralcio Fasce Fluviali



Fig.14: PAI – Piano di Gestione Rischio Alluvioni

- **Vincoli di tipo storico-artistico-archeologico:** Nell'area non risultano essere presenti vincoli su beni storico-artistici-archeologico-architettonici né beni ex galassini di valenza paesaggistica.

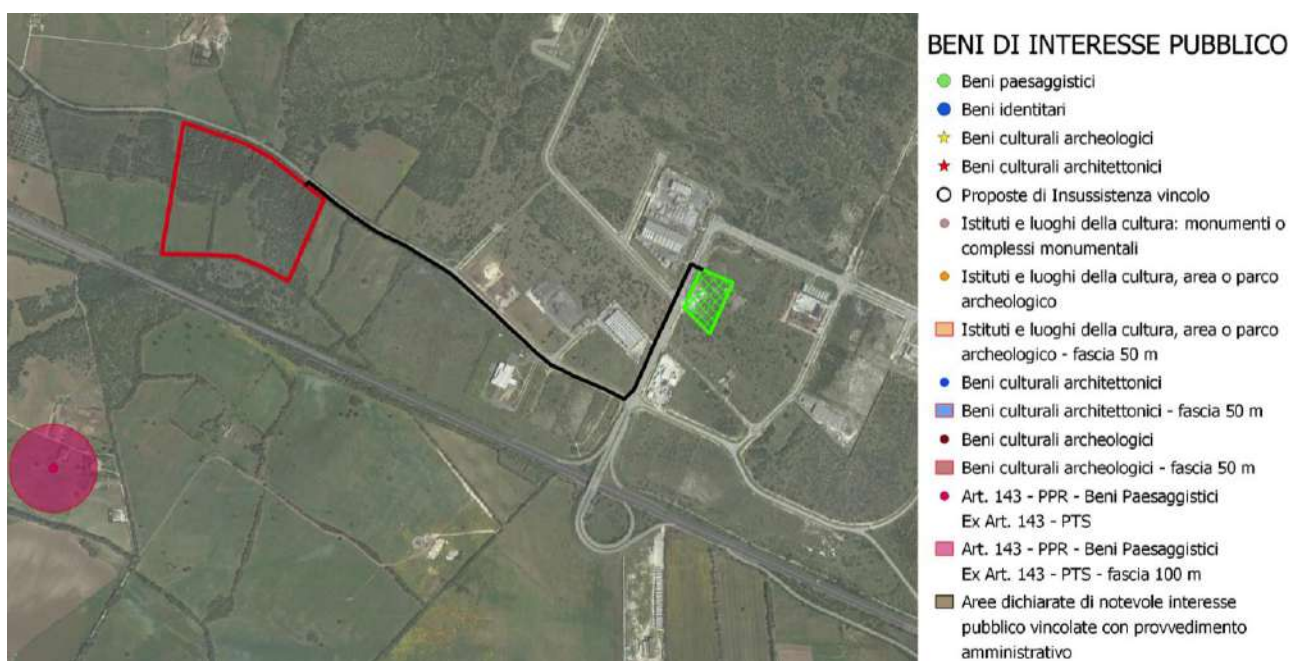


Fig.15: Art. 143 PPR – Beni di interesse paesaggistico e beni di interesse culturale e archeologico

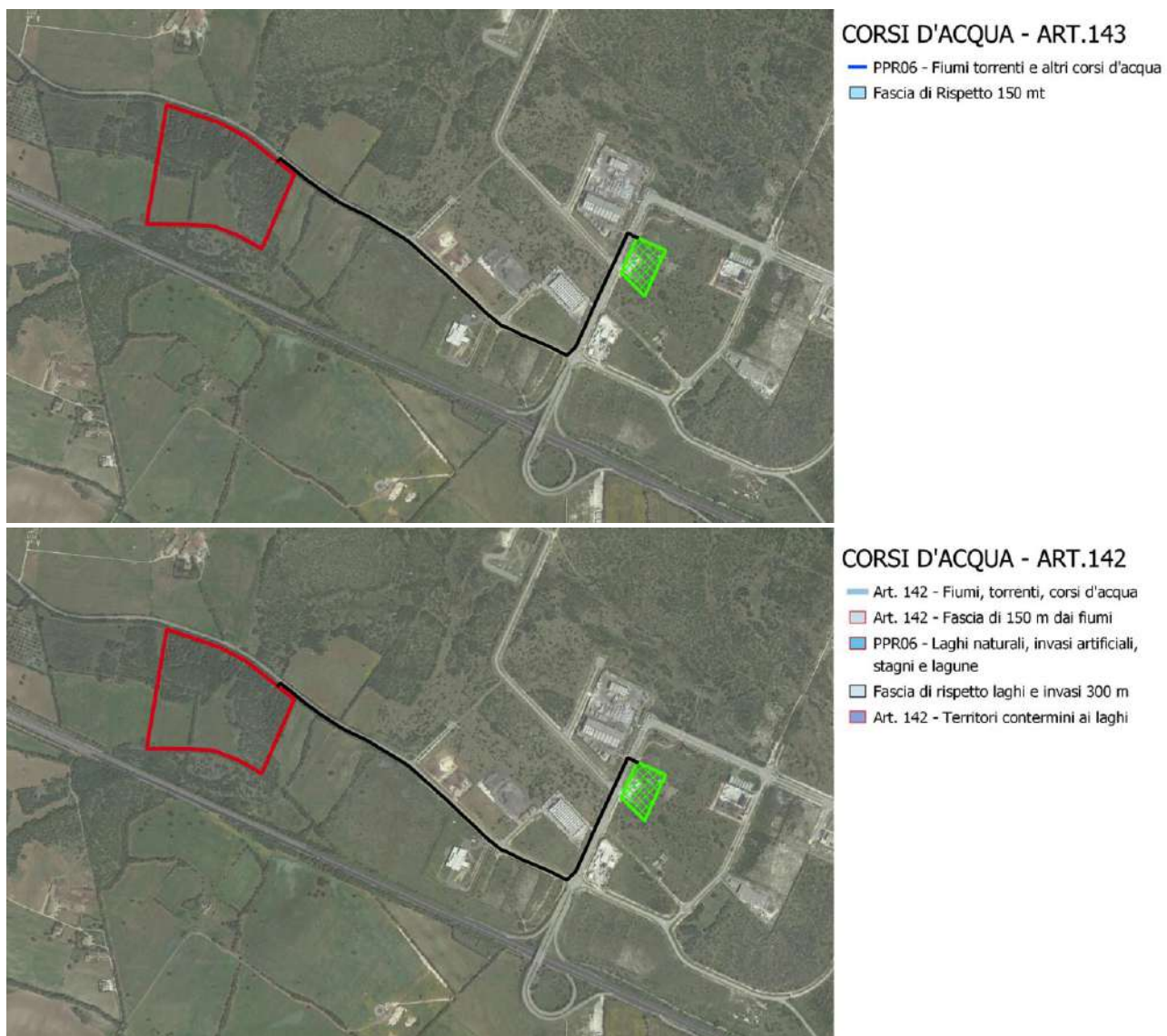


Fig.16: Art. 143 PPR – Fiumi e torrenti

- **Vincoli di tipo urbanistico territoriale:** L'area di interesse è classificata in due zone territoriali omogenee:
 1. E2 - sottozona agricola di primaria importanza e delle grandi aziende;
 2. D3 - Zona di insediamenti produttivi.

L'area di progetto rispetta le fasce di rispetto da strade statali e provinciali, mentre l'accesso può avvenire tramite strade provinciale

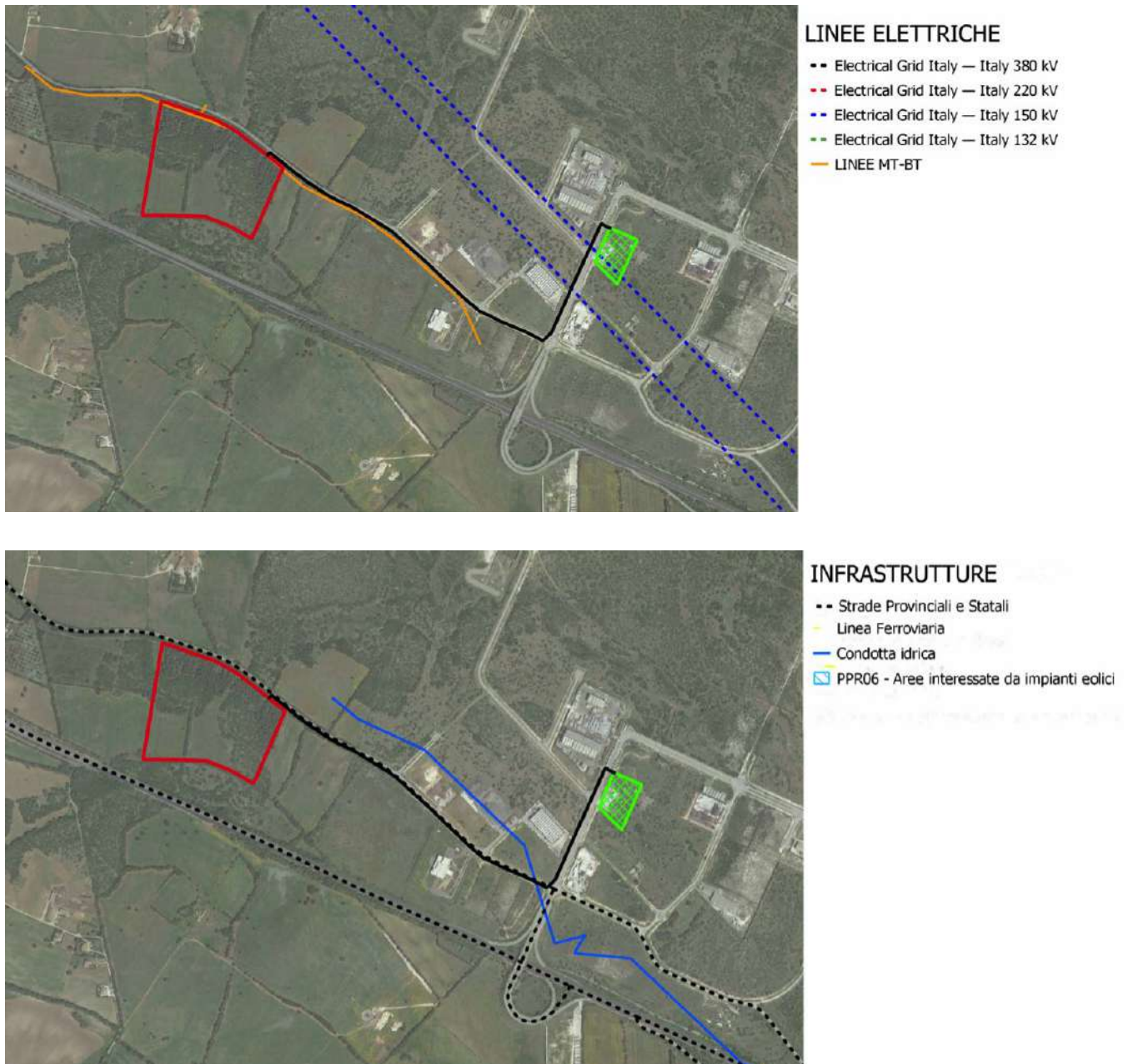


Fig.20: Infrastrutture presenti: linee elettriche, rete stradale, impianti ferroviari e condotte idriche

4. STIMA PRODUCIBILITÀ SOLARE

Per energia solare si intende l'energia emessa dal Sole con continuità, sotto forma di energia radiante. L'energia viene irradiata nello spazio sotto forma di radiazione elettromagnetica. La radiazione solare che raggiunge il suolo terrestre viene attenuata dalla diffusione e dall'assorbimento ad opera dell'atmosfera. Per questo motivo l'energia solare che raggiunge il suolo terrestre non si degrada qualitativamente durante il tragitto dal Sole alla Terra, ma si diluisce, e quindi, può essere convertita quasi interamente in energia utilizzabile

La radiazione solare globale in Italia è il parametro meteorologico che misura la radiazione solare globale, il cui valore è ottenuto dalla somma della radiazione solare diretta e della radiazione globale diffusa ricevuta dall'unità di superficie orizzontale in Italia. Le unità di misura utilizzate sono i MJ/m² per i valori medi che si registrano a larga scala, oppure i cMJ/m² per approfondimenti più dettagliati sui valori che si registrano nelle singole stazioni piranometriche.

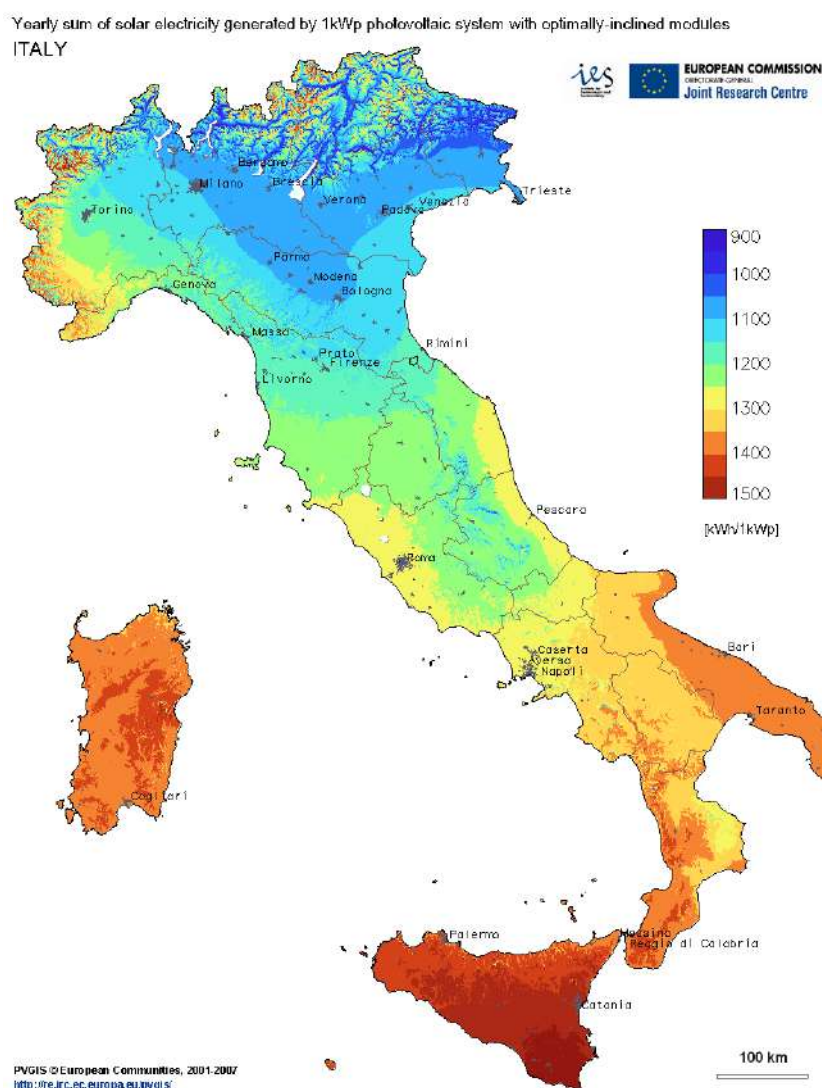


Fig.21: Radiazione globale SOLARE - Italia

Dati medi per la regione Sardegna

Radiazione solare annua (kWh/m2)			
	orizzontale	verticale	ottimale
minima	1581	1150	1803
media	1610	1185	1839
massima	1653	1222	1891

Produzione annua per kilowatt picco (kWh/1kWp)			
	orizzontale	verticale	ottimale
minima	1159	846	1312
media	1187	881	1349
massima	1223	914	1391

Angolo di inclinazione ottimale per i moduli fotovoltaici (in gradi)	
	Angolo
minimo	33
medio	34
massimo	34

La produzione di un impianto agri-voltaico dipende principalmente da 5 fattori:

- Località del sito di installazione
- Orientamento del piano fotovoltaico
- Inclinazione del piano fotovoltaico
- Ombreggiamenti
- Caratteristiche tecniche del sistema

Come è lecito attendersi, la produzione di un impianto fotovoltaico è fortemente influenzata dalla località dove verrà installato. In Sardegna questi impianti sono particolarmente vantaggiosi, grazie all'intensità della radiazione solare e al numero dei giorni di sole. La Sardegna, infatti, è uno dei migliori posti dove installare un impianto agrivoltaico in Italia e in Sardegna in genere ancora di più.

Nel caso specifico di Sassari, sono state effettuate le seguenti analisi:

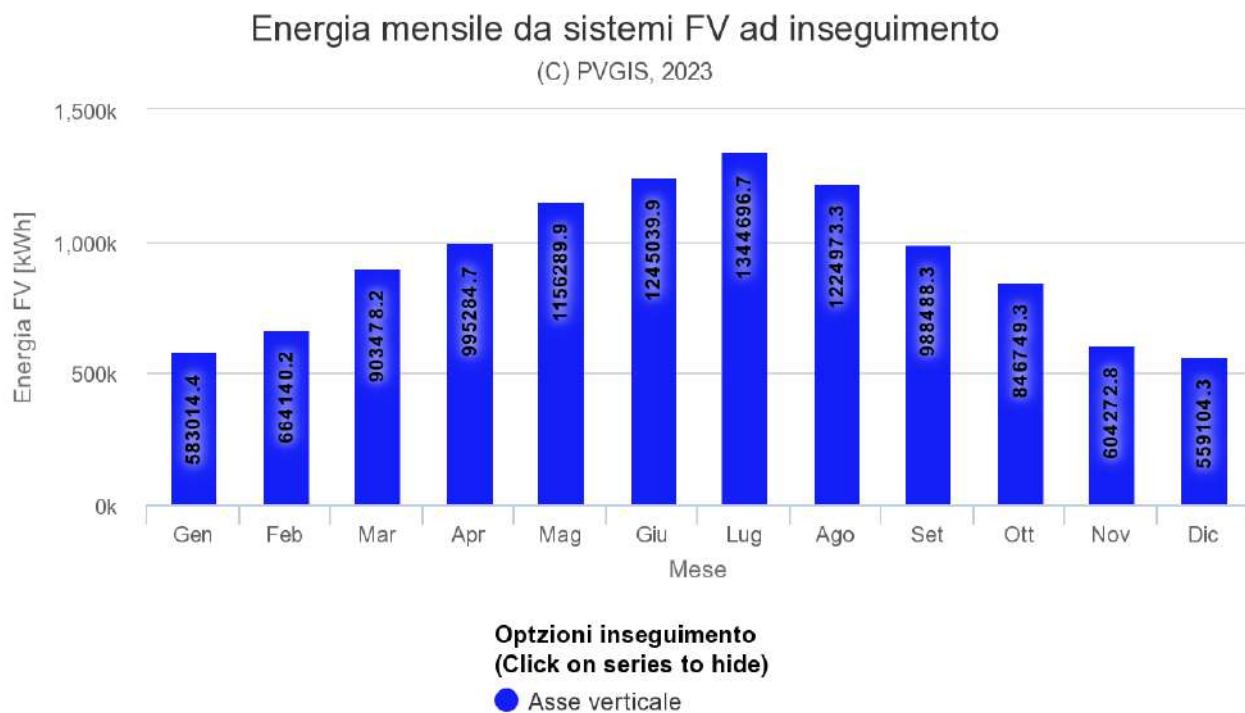


Fig.22: Energia mensile da sistemi FTV ad inseguimento

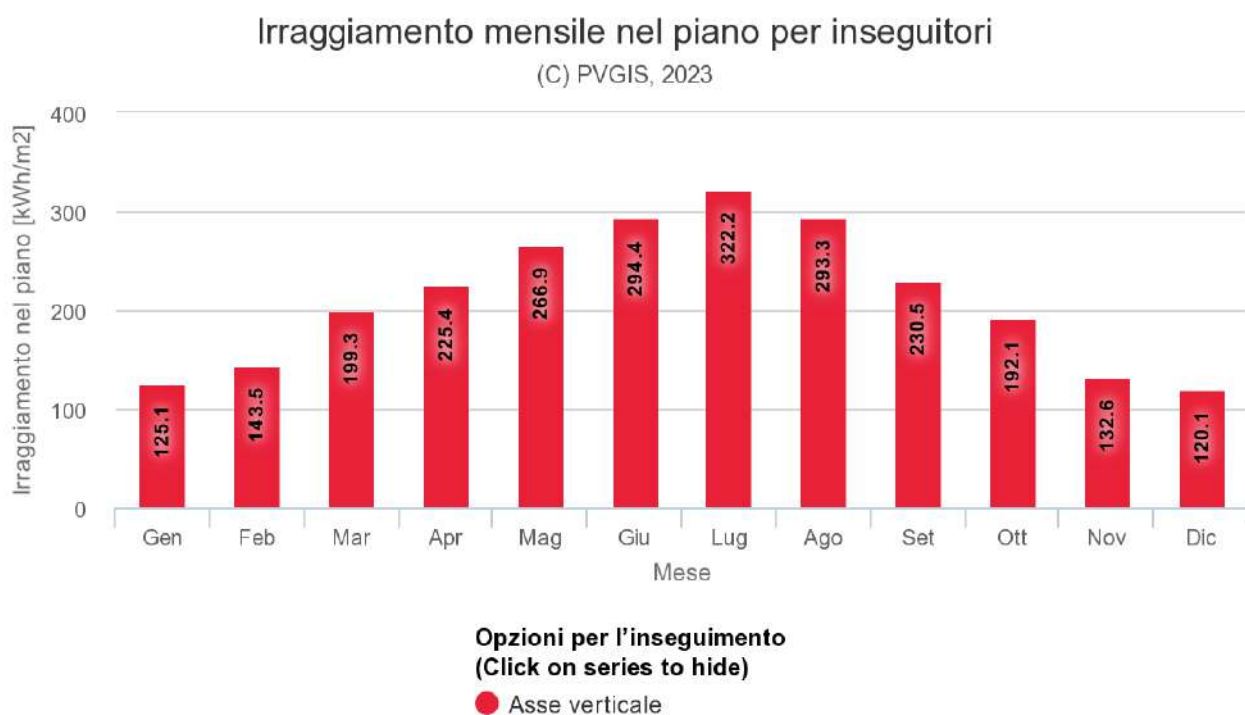


Fig.23: Irradiazione mensile nel piano per angolo fisso

Stima del rendimento energetico :	
Luogo [Lat/Lon]:	40.773,8.428
Orizzonte:	Calcolato
Database solare:	PVGIS-SARAH2
Tecnologia FV:	Silicio cristallino
FV installato [kWp]:	5530
Perdite di sistema [%]:	14
Slope angle [°]:	54 (opt)
Produzione annuale FV [kWh]:	11115531.8
Irraggiamento annuale [kWh/m2]:	2545.29
Variazione interannuale [kWh]:	378725.5
Variazione di produzione a causa di:	
Angolo dell'incidenza [%]:	-1.44
Effetti spettrali [%]:	0.89
Temperatura e irradianza bassa [%]:	-7.65
Perdite totali [%]:	-21.03

Fonte: PVGIS ©Unione Europea, 2001-2023

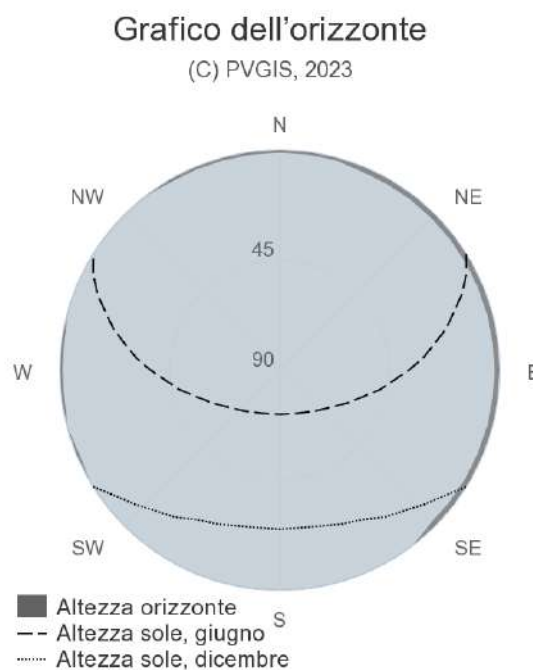


Fig.24: Grafico dell'orizzonte - fonte: PVGIS ©Unione Europea, 2001-2023

5. TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA

Un **impianto fotovoltaico** è costituito da un insieme di apparecchiature che consentono di trasformare direttamente l'energia solare in energia elettrica. Gli impianti per la produzione di energia elettrica mediante tecnologia fotovoltaica presentano significativi vantaggi, tra i quali:

- assenza di qualsiasi tipo di emissioni inquinanti;
- risparmio dei combustibili fossili;
- estrema affidabilità in quanto non vi sono parti in movimento (vita utile superiore a 25 anni);
- minimi costi di manutenzione;
- modularità del sistema.

Gli impianti fotovoltaici possono essere suddivisi in:

- impianti autonomi funzionanti in isola detti “*stand-alone*”;
- impianti collegati in parallelo alla rete elettrica pubblica, detti “*grid connected*”.

Nella fattispecie, un impianto fotovoltaico connesso alla rete del Gestore è, in linea di principio, costituito dai seguenti componenti:

- **Modulo fotovoltaico (o Pannello solare):** capta la radiazione solare durante il giorno e la trasforma in energia elettrica in corrente continua;
- **Inverter:** trasforma l'energia elettrica da corrente continua a corrente alternata rendendola idonea alle esigenze della rete elettrica a monte e delle utenze a valle (es. stabilizzazione di tensione, sincronia delle forme d'onda di tensione e corrente, ecc.);
- **Misuratori di energia:** servono a controllare e contabilizzare la quantità di energia elettrica prodotta e scambiata con la rete.

Nel nostro caso la tipologia dell'impianto fotovoltaico è la seguente:

- **inseguitori monoassiali** (detti anche “*tracker*”), ossia strutture poste con asse longitudinale Nord-Sud e angolo di rotazione Est-Ovest fino a $\pm 60^\circ$, che consentono quindi di seguire il sole nell'arco della giornata. Rispetto alle strutture fisse, i tracker consentono di captare molta più energia solare nelle ore mattutine e pomeridiane in cui il sole è più basso, andando complessivamente a massimizzare la producibilità dell'impianto a parità di potenza installata e occupazione del suolo, in certe condizioni di latitudine e conformazione del sito.

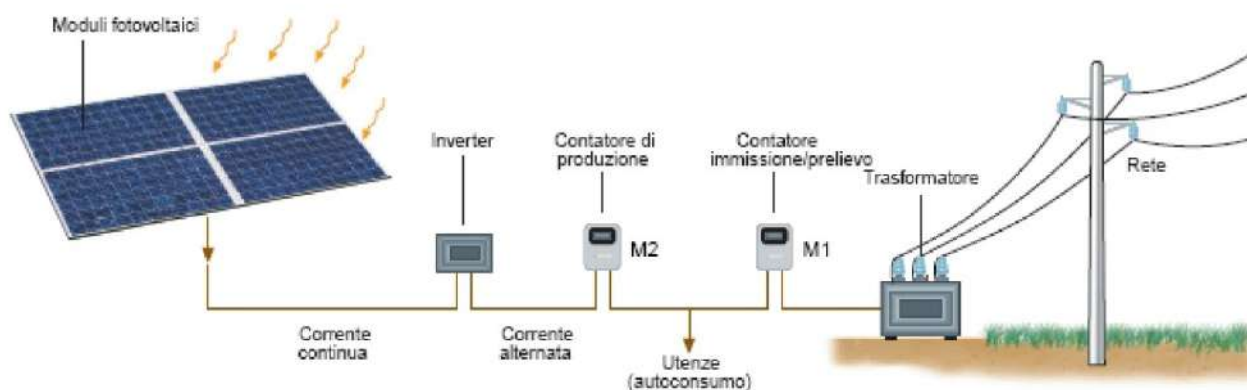


Fig.25: Grafico Sistema fotovoltaico

6. IMPIANTO FTV DA 5.533,44 kW

L'impianto sarà costituito da **8448** moduli fotovoltaici monocristallini da **655 Wp** di tipo bifacciale, organizzati in stringhe e collegati in serie tramite 3 Power Station (di TIPO 4 da 1600 kVA) posizionate in maniera baricentrica rispetto alle strutture di supporto dei pannelli.

La tipologia e la configurazione delle strutture fotovoltaiche è caratterizzata da 116 tracker da 32x2 m e 32 da 16x2 m, per un totale di 148.

Tali strutture sono state conteggiate in fase esecutiva e dal computo metrico emergono le quantità puntuali.

Sono stati eseguiti dei sopralluoghi allo scopo di definire le modalità di installazione e individuare le soluzioni più idonee alla connessione dell'impianto agrivoltaico alla rete pubblica di distribuzione dell'energia elettrica.

Nel corso dei sopralluoghi sono scaturite le scelte che hanno portato a ridefinire il numero di pannelli da installare e le modalità di riqualificazione ambientale.

Di seguito la descrizione generale dell'installazione.

I moduli fotovoltaici costituenti l'impianto andranno posizionati a terra come individuato nell'elaborato *Planimetria Generale Impianto*.

L'impianto verrà connesso in antenna tramite realizzazione di una nuova cabina di consegna collegata alla cabina primaria AT/MT Truncu Reale.

Dalle cabine di trasformazione le linee verranno raccolte all'interno della cabina di raccoglimento completa di interruttori MT, e quadro generale, quadro di distribuzione con le varie utenze.

Dalla cabina di raccoglimento la linea arriverà alla stazione AT/MT, secondo le indicazioni di eDistribuzione.

Le strutture di fissaggio sono state conteggiate in fase esecutiva e dal computo metrico emergono le quantità puntuali.

All'interno della cabina elettrica verrà realizzato il quadro elettrico nel quale verranno installati gli interruttori di sezionamento.

Si rimanda alla relazione tecnica specialistica per i criteri di dimensionamento elettrico e le verifiche.

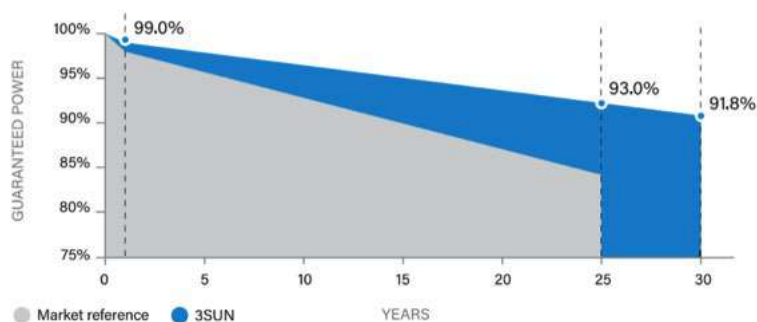
7. MODULI FOTOVOLTAICI

Nel presente progetto si utilizzeranno dei moduli fotovoltaici tipo 3 SUN B 60 da 655 W, moduli da 2172 x 1303 x 35 mm, tra i più recenti disponibili in commercio, le cui caratteristiche di massima sono riportate nelle schede tecniche seguenti.

CORE-H è uno dei più innovativi e grandi fabbricanti di moduli fotovoltaici integrati al mondo. L'azienda produttrice si impegna nella promozione di un'economia a basse emissioni di carbonio e di un'impronta ecologica caratterizzata da un prodotto all'avanguardia, senza piombo e fluoro, con un ridotto utilizzo di silicio e basso consumo di acqua ed energia.

CORE-H è prodotto in Europa, infatti celle e moduli sono progettati e realizzati in Italia.

Il prodotto viene garantito nel tempo secondo questo schema:



Le celle dei presenti pannelli sono mono-cristallino, n-type Si HJT, G12 (210 x 210mm).

Il numero di celle è 120 1/2 cells (6 x 10) x 2. Ogni pannello pesa circa 36 kg ed è incorniciato da alluminio anodizzato.

Riportiamo di seguito le caratteristiche peculiari principali estratte dalla scheda tecnica dei pannelli:

MAXIMUM RATINGS

Operating Temperature	°C	-40~+85
Warehousing Storage Temperature	°C	-20~+50
Maximum System Voltage (IEC/UL)	V _{DC}	1500
Maximum Series Fuse	A	35

BIFACIAL PERFORMANCES

Bifaciality Factor		95 % ± 5%								
Power @STC	W	640	645	650	655	660	665	670	675	680
Power @BSTC	W	722	728	733	739	745	750	756	762	767

Bifacial Characteristics measured under:

STC = AM 1.5, 1000 W/m², Cells Temperature 25°C

BSTC = Bifacial Standard Test Condition according to IEC 60904-1-2:2019

TEMPERATURE RATINGS

Nominal Module Operating Temperature	°C	44 ± 2
P_{max} Temperature Coefficient	%/°C	-0.24 ± 0.04
I_{sc} Temperature Coefficient	%/°C	0.044
V_{oc} Temperature Coefficient	%/°C	-0.20

Fig.26: Caratteristiche tecniche dei pannelli 3 SUN B 60 da 655 W della CORE-H.

ELECTRICAL CHARACTERISTICS

	UNIT	3SHBGH-AA-640		3SHBGH-AA-645		3SHBGH-AA-650		3SHBGH-AA-655		3SHBGH-AA-660		3SHBGH-AA-665		3SHBGH-AA-670		3SHBGH-AA-675		3SHBGH-AA-680	
		STC	NMOT	STC	NMOT	STC	NMOT	STC	NMOT	STC	NMOT	STC	NMOT	STC	NMOT	STC	NMOT	STC	NMOT
P_{max} - Power at Maximum Power Point	W	640	484	645	488	650	491	655	495	660	499	665	503	670	507	675	510	680	514
V_{mp} - Voltage at Maximum Power Point	V	35.81	34.07	35.90	34.16	35.99	34.24	36.08	34.33	36.17	34.41	36.25	34.49	36.33	34.57	36.41	34.64	36.49	34.72
I_{mp} - Current at Maximum Power Point	A	17.87	14.20	17.96	14.27	18.06	14.35	18.15	14.42	18.25	14.50	18.35	14.58	18.44	14.65	18.54	14.73	18.64	14.81
V_{oc} - Open Circuit Voltage	V	43.32	41.20	43.44	41.31	43.55	41.42	43.66	41.52	43.77	41.63	43.88	41.73	43.98	41.83	44.09	41.94	44.20	42.04
I_{sc} - Short Circuit Current	A	19.00	15.33	19.10	15.41	19.20	15.49	19.30	15.57	19.40	15.65	19.49	15.72	19.59	15.80	19.68	15.88	19.78	15.96
Module efficiency	%	22.6		22.8		23.0		23.1		23.3		23.5		23.7		23.9		24.0	

Fig.27: Caratteristiche elettriche dei pannelli 3 SUN B 60 della CORE-H.

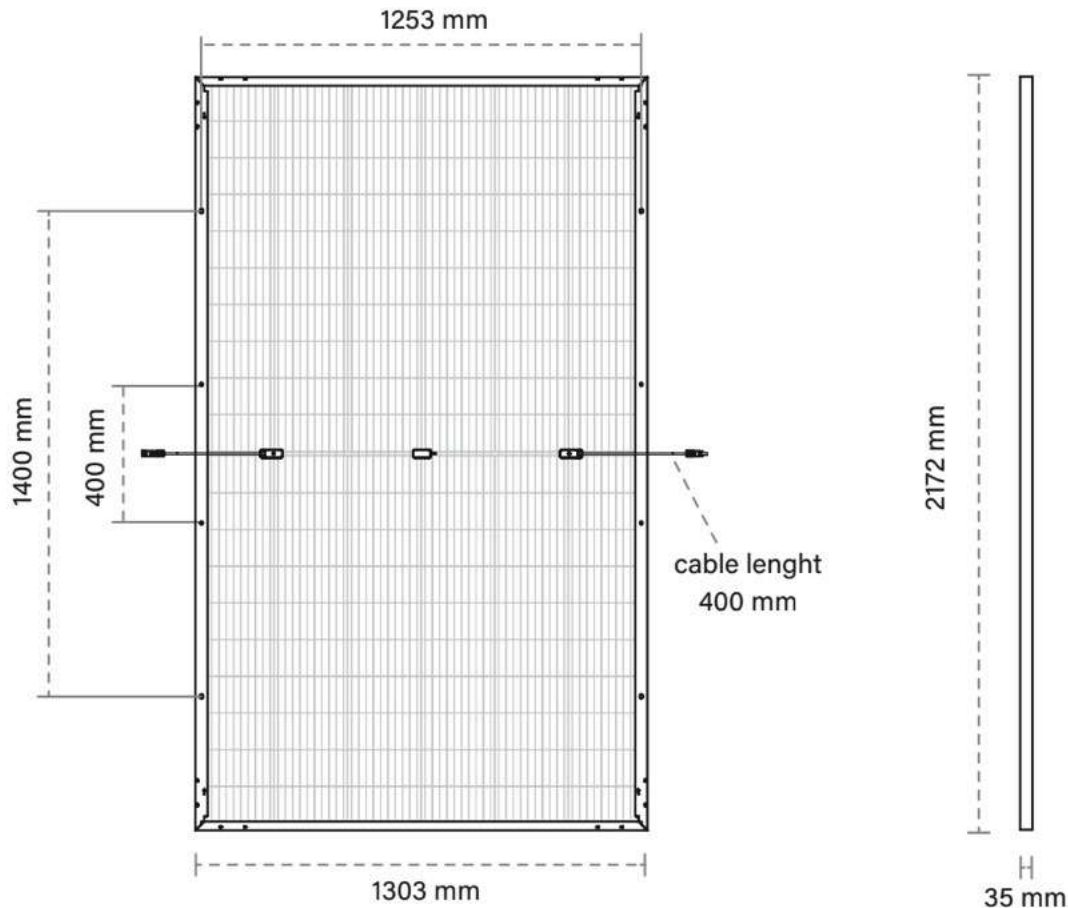


Fig.28: Rappresentazione grafica pannelli 3 SUN B 60 da 655 W della CORE-H.

I moduli sono protetti su ogni fronte da una lastra di vetro semi-temperato di 2.0 mm.

La giunzione è possibile tramite 3 diodi di bypass IP68.

I moduli previsti avranno certificazione secondo la UNI 9177 di classe 1 di reazione al fuoco e secondo la IEC 61730, classe A.

8. INVERTER

I sistemi di conversione adottati per tale tipologia di impianto sono composti dal componente principale **inverter** e da un insieme di componenti, quali filtri e dispositivi di sezionamento protezione e controllo, che rendono il sistema idoneo al trasferimento della potenza dal generatore alla rete, in conformità ai requisiti normativi, tecnici e di sicurezza applicabili.

L'inverter è costituito principalmente da:

- Sezione d'arrivo dal campo fotovoltaico con organo di sezionamento e misure e controllo d'isolamento;
- Convertitore statico, provvisto di ponte IGBT a commutazione forzata, logiche di comando, protezioni, autodiagnostica e misure;
- Sezione d'uscita in corrente alternata, comprendente il trasformatore di isolamento e i dispositivi di comando del parallelo.

Gli inverter, dimensionati sulle specifiche elettriche del generatore fotovoltaico, saranno del tipo HUAWEI SUN 2000 - 215 KTL – H0, specificamente ottimizzato per connessione in rete.

Il SUN2000 è un inverter a stringa collegato alla rete elettrica FV che converte l'alimentazione CC generata dalle stringhe FV in alimentazione CA e immette l'elettricità nella rete elettrica.

- Nove circuiti di tracciamento del punto di massima potenza (MPPT) indipendenti; configurazione flessibile in stringhe.
- linee di monitoraggio smart ad alta precisione delle stringhe FV: Aiuta a identificare e correggere le eccezioni in modo tempestivo.
- Rete MBUS: Utilizza la linea elettrica esistente per la comunicazione e non richiede un cavo di comunicazione aggiuntivo, il che riduce i costi di costruzione e manutenzione e migliora l'affidabilità e l'efficienza della comunicazione.
- Diagnosi curva Smart I-V: Implementa la scansione I-V e la diagnosi di integrità per le stringhe FV. In questo modo, potenziali rischi e guasti possono essere rilevati in tempo, migliorando la qualità di funzionamento e manutenzione dell'impianto (O&M).



Fig.29: Huawei SUN 2000 - 215 KTL – H0

Il parallelo delle stringhe sarà effettuato all'interno dell'inverter adatto a sopportare la corrente totale in arrivo dal campo FV.

L'inverter sarà equipaggiato in ingresso lato CC, scaricatori di tipo II e riconoscimento guasto di stringa.

Inoltre, l'inverter sarà protetto riguardo alle anomalie di funzionamento che si possono verificare: sovracorrenti, sovratensioni, sovratemperatures, corto circuiti in ingresso o in uscita.

L'inverter dovrà altresì essere corredato di una porta di comunicazione per segnalare eventuali allarmi verso un sistema di acquisizione remoto tipo RS485.

In prossimità dell'inverter saranno apposti i cartelli monitori di pericolo previsti dalle normative.

9. POWER STATION

Le stazioni utilizzate sono della marca, le SUNWAY 2000 1600V 640 LS e consentono una configurazione ottimale per l'impianto fotovoltaico, essendo state poste in maniera baricentrica alla disposizione dei pannelli.

Tali stazioni presentano le seguenti caratteristiche:

- trasformatore MT/BT 30/800 potenza nominale 2MVA
- preassemblate, completamente allestite e collaudate per ridurre al minimo i costi di impianto;
- sono costruite con pannelli in lamiera sandwich e fondazioni integrate in cemento armato vibrato per un facile trasporto;
- hanno Modbus integrato su RS485 e TCP / IP su connessione dati Ethernet, porte in fibra ottica integrate.

10. STRUTTURE DI SOSTEGNO PANNELLI FOTOVOLTAICI - TRACKER

I moduli fotovoltaici saranno installati su “*tracker*”, inseguitori monoassiali in acciaio zincato, in grado di ruotare automaticamente attorno all’asse orizzontale per seguire l’orbita solare e, pertanto, garantire istantaneamente il massimo irraggiamento possibile al generatore fotovoltaico. Il motore per la rotazione sarà alimentato direttamente dalla potenza proveniente dai moduli fotovoltaici. La struttura sarà orientata con asse NORD/SUD come indicato nelle tavole grafiche e con inseguimento solare EST-OVEST.

Tale percorso assume due valori caratteristici, in termini di altezza del sole, in due date precise dell’anno:

- il **21 giugno** (solstizio di estate), assume l’altezza massima per un angolo di azimuth pari a 180° (direzione Sud);
- il **21 dicembre** (solstizio di inverno), assume l’altezza minima per il medesimo valore dell’angolo di azimuth.

Questo sistema permette di **catturare maggiore energia solare**, in questo modo quella captata durante un’intera giornata e superiore rispetto all’impiego di normali pannelli fotovoltaici.

L’inseguitore solare fotovoltaico quindi ha lo scopo di inseguire i raggi del sole e di massimizzare al contempo l’efficienza dell’intero sistema di pannelli solari. Grazie all’inseguitore è possibile durante la giornata mantenere in modo costante il punto di fuoco che viene generato dal sole. L’allineamento con i raggi solari permette dunque di ottenere una maggiore efficienza per la conversione in energia elettrica a parità di superficie.

Il movimento degli inseguitori è garantito da appositi motori fissati direttamente alla struttura di tipo monofase che attraverso un sistema di riduttori e paranchi assicurano il movimento delle vele da est ad ovest. L'intero sistema garantisce una certa resistenza al vento, in maniera da evitare spostamenti indesiderati.

L’altezza delle strutture permetterà comunque l’uso dei terreni sottostanti, secondo le indicazioni dell’esperto in materia agronomica, come prato-pascolo ed eventualmente potrà essere conciliato con l’attività di produzione di energia anche l’apicoltura tramite il posizionamento di arnie.

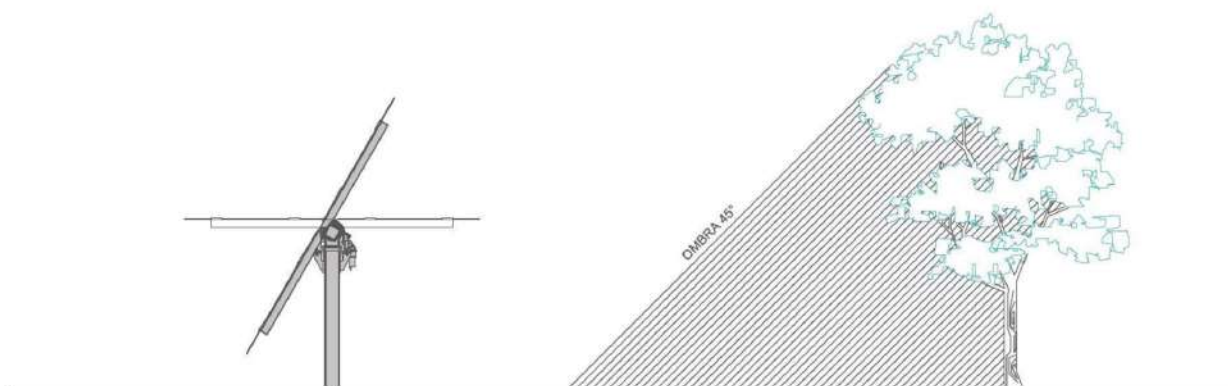


Fig.30: Posizionamento Tracker, adeguata distanza dai fattori di ombreggiamento.

Generalmente è necessaria una maggiore manutenzione rispetto a una struttura fisso tradizionale, sebbene i progressi tecnologici e l'affidabilità in elettronica e meccanica hanno drasticamente ridotto i problemi a lungo termine per i sistemi di tracciamento.

11. CAVI ELETTRICI

I cavi di interconnessione tra i moduli fotovoltaici, saranno di tipo “solare” FG21M21 1500V di sezione 4 mmq, e 6 mmq, così come quelli colleganti le stringhe all’inverter. I cavi a valle dell’inverter (lato AC) saranno del tipo FG7OR 0,6/1kV, adatti per posa in esterno, di sezione opportuna al trasporto dell'energia.

Le terminazioni sui quadri saranno debitamente segnalate ed etichettate.

I cavi saranno alloggiati entro canala metallica, tipo “Bocchiotti”.

I canali saranno a sezione circolare, la stessa è stata sarà dimensionata in modo che sia pari a due volte la sezione realmente occupata dai cavi.

Le giunzioni e derivazioni saranno realizzate solo all'interno di quadri o scatole di parallelo.

L'ingresso ai quadri avverrà mediante passacavo a tenuta stagna.

La dimensione dei tubi sarà tale da risultare pari a 1,3 volte il diametro del fascio dei cavi in esso posati. È prevista la posa di opportune tubazioni di riserva.

Le condutture saranno interrotte ogni 20-25 m da pozzetti giunti rompitratta.

Le linee verranno dimensionate prevedendo una caduta massima totale pari al 2%.

Si realizzeranno con l'impiego di cavi unipolari e multipolari con conduttori in corda di rame, isolati in PVC con guaina in EPR, non propaganti l'incendio e a bassa emissione di gas corrosivi, tipo FG7 0.6-1kV, in riferimento alle norme CEI20-13 e 20.-22II.

12. CAVI IN CORRENTE ALTERNATA LATO BT

Il collegamento tra gli inverter solari installati a bordo delle strutture portamoduli ed il relativo Power Center sarà realizzato con cavo in alluminio con guaina a doppio isolamento tipo ARG16R16 0,6/1kV, conforme ai requisiti previsti dal Regolamento Prodotti da Costruzione (CPR UE 305/11), adatto all'alimentazione elettrica in costruzioni ed altre opere di ingegneria civile con l'obiettivo di limitare la produzione e la diffusione di fuoco e di fumo. Adatto per alimentazione e trasporto di energia e/o segnali con posa fissa sia all'interno, che all'esterno su passerelle, in tubazioni, canalette o sistemi simili. Tale cavo può essere direttamente interrato e rimanere in acqua anche se non in modo permanente.

Tale tipologia di cavo sarà posata come segue:

- In tubazioni PVC a doppia parete, corrugata esterna e liscia interna, resistente a raggi UV ed a severe condizioni ambientali, alta resistenza allo schiacciamento (450N), in posa interrata dagli inverter alle rispettive cabine di trasformazione
- In posa libera all'interno della vasca sottostante le cabine di impianto
- In tubazioni PVC a vista ovvero in passerelle portacavi all'interno dei locali dei cabinati di impianto

Per la distribuzione dei circuiti ausiliari e per l'alimentazione dei tracker si utilizzerà cavo in rame con guaina a doppio isolamento tipo FG16OR16 0,6/1kV, conforme ai requisiti previsti dal Regolamento Prodotti da Costruzione (CPR UE 305/11), adatto all'alimentazione elettrica in costruzioni ed altre opere di ingegneria civile con l'obiettivo di limitare la produzione e la diffusione di fuoco e di fumo. Adatto per alimentazione e trasporto di energia e/o segnali con posa fissa sia all'interno, che all'esterno su passerelle, in tubazioni, canalette o sistemi simili. Tale cavo può essere direttamente interrato e rimanere in acqua anche se non in modo permanente.

13. CAVI IN CORRENTE ALTERNATA LATO MT

È previsto l'utilizzo di cavo in alluminio con guaina tipo ARG7H1R 18/30kV, adatto per il trasporto di energia, idoneo per posa in aria libera, in tubo o canale. Ammessa la posa interrata anche non protetta, in conformità all'art. 4.3.11 della norma CEI 11-17. I cavi di MT saranno posati prevalentemente in tubazione interrata in tubazioni PVC a doppia parete, corrugata esterna e liscia interna, resistente a raggi UV ed a severe condizioni ambientali, alta resistenza allo schiacciamento (450N), ad una profondità non superiore di circa 1m. Per i collegamenti interni al locale utente (es. collegamento tra cella protezione trafo e trasformatore servizi ausiliari) il cavo di media tensione sarà posato all'interno della vasca sottostante il locale utente.

14. PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI

Le parti attive sono previste completamente ricoperte con isolamento che ne impedisce il contatto, può essere rimosso solo mediante distruzione ed è in grado di resistere agli sforzi meccanici, termici ed elettrici cui può essere soggetto nell'esercizio.

Le parti attive sono comunque racchiuse entro involucri o dietro barriere orizzontali a portata di mano come prescritto nella Norma CEI 64-8 Sez. 412 Art. 412.2, tali involucri e barriere devono garantire rispettivamente un grado di protezione minimo di IP 2X (oppure IP XX B) e IP 4X (oppure IP XX D); se all'esterno grado di protezione minimo IP55. In ogni caso il grado di protezione deve essere idoneo al luogo di utilizzo.

15. PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI INDIRETTI

La protezione contro i contatti indiretti viene assicurata mediante interruzione automatica della alimentazione e mediante l'utilizzo di componenti elettrici di Classe II o con isolamento equivalente. Affinché possa avvenire l'interruzione automatica della alimentazione, Art. 413.1 Sez. 413 Norma CEI 64-8, l'impianto deve avere le seguenti caratteristiche:

Le masse devono essere collegate ad un conduttore di protezione che deve venire poi collegato a terra nelle condizioni previste per i vari sistemi, nel nostro caso TT; le masse simultaneamente accessibili devono essere collegate allo stesso impianto di terra.

Si devono collegare al collettore (detto anche nodo) principale di terra che diventa il collegamento equipotenziale principale i seguenti elementi metallici:

I conduttori di protezione

I conduttori di terra

I tubi alimentanti servizi (acqua, ecc..) se, praticamente possibile, le armature principali del cemento armato si deve effettuare il collegamento equipotenziale supplementare che collega tutte le masse e le masse estranee simultaneamente accessibili con resistenza verso terra inferiore a 1000Ω.

Dopodiché vengono impiegati idonei interruttori differenziali posti a monte delle parti da proteggere. Il dispositivo di protezione deve interrompere automaticamente l'alimentazione al circuito o al componente elettrico in modo che in caso di guasto tra una parte attiva ed una massa o un conduttore di protezione non possa persistere, per una durata sufficiente a causare un rischio di effetti fisiologici dannosi in una persona in contatto con parti simultaneamente accessibili, una tensione di contatto presunta superiore a 50V.

Le protezioni dovranno essere coordinate in modo tale da soddisfare la condizione prescritta dalle Norme

CEI 64-8, la condizione è la seguente:

$$R_A \times I_a \leq 50$$

dove:

RA = somma delle resistenze del dispersore e dei conduttori di protezione delle masse espressa in ohm.

Ia = corrente che provoca l'intervento automatico del dispositivo di protezione.

Se si utilizzano interruttori differenziali, Ia rappresenta il valore più elevato tra la somma delle correnti differenziali nominali $\sum I_{\Delta n}$ degli interruttori differenziali installati su ciascuna fase. Se si utilizzano interruttori automatici o fusibili Ia rappresenta la corrente che provoca l'intervento entro 5 s.

La somma $\sum I_{\Delta n}$ nel nostro caso è pari a $1 \times 0,5A = 0,5A$ laddove è prevista l'installazione di due inverter in parallelo e $1 \times 0,3A$ per un unico inverter pertanto la resistenza RA dovrà essere obbligatoriamente inferiore a 100 ohm nel primo caso e 166 ohm nel secondo.

16. CRITERIO DI CALCOLO DELLE CADUTE DI TENSIONE

La scelta delle sezioni di ciascuna linea è stata fatta utilizzando come base il criterio della massima caduta di tensione ammissibile e procedendo poi alla verifica della massima temperatura ammissibile.

Mentre la tipologia delle condutture è stata identificata sulla base delle disposizioni contenute nelle relative Norme CEI in considerazione delle caratteristiche degli ambienti di installazione ed è riportata sugli elaborati grafici di progetto. I cavi costituenti l'impianto saranno essenzialmente di tre tipi:

In rame isolati in PVC qualità R2 del tipo N07V-K, non propaganti l'incendio e a ridotta emissione di gas corrosivi; conformi ai requisiti essenziali della direttiva BT 73/23 CEE e 93/68 CEE, conformi alle Norme CEI 20-22 II, 20-35, 20-52 e tabella UNEL 35752, questi nelle installazioni non interrate.

In rame isolati in gomma etilpropilenica ad alto modulo di qualità G7 del tipo FG16(O)R16 0.6/1 kV, non propaganti l'incendio e a ridotta emissione di gas corrosivi; conformi ai requisiti essenziali della direttiva BT 73/23 CEE e 93/68 CEE, conformi alle Norme CEI 20-13, 20-37 pt.2, 20-22 II, 20-35, 20-52 e tabelle UNEL 35375 – 35376 – 35377, questi nelle installazioni interrate.

In rame isolati in HEPR ad alto modulo di qualità G21 del tipo FG21M21 0.6/1 kV, non propaganti l'incendio e a ridotta emissione di gas corrosivi; conformi ai requisiti essenziali CEI 20-91 febbraio 2010; V1 ottobre 2010 e V2 marzo.

In riferimento alle indicazioni riportate nella Guida CEI 82-25, ne deriva che, per la massima caduta di tensione ammessa, in condizioni regolari di esercizio, si può utilizzare il valore fissato del 2% totale, pertanto possiamo dimensionare, per dove possibile, la caduta di tensione per l'1% lato alternata e l'altro 1% lato continua.

17. PROCEDIMENTO DI CALCOLO

Le formule assunte a base dei calcoli sono:

$$\Delta V_T = k(rI' + xI'')L$$

per le condutture percorse da un'unica corrente, o per la valutazione maggiorativa di carico totale concentrato all'estremità;

$$\Delta V_T = k(\Delta V_r + \Delta V_x) = k[r(\sum_i L_i I'_i) + x(\sum_i L_i I''_i)] = k(r\Gamma I' + x\Gamma I'')$$

per le condutture alimentanti carichi distribuiti lungo linea; la formula fornisce la caduta di tensione nel punto più sollecitato;

Con il seguente significato dei simboli:

r	Resistenza unitaria chilometrica a 80 °C [ohm/km]
x	Reattanza unitaria chilometrica [ohm/km], nulla per la parte in corrente continua
$I'_i = I_i \cos \varphi$	Componente della corrente in fase con la tensione [A]
$I''_i = I_i \sin \varphi$	Componente della corrente in quadratura con la tensione [V]
L_i	Distanza di ciascuna erogazione dall'origine della conduttura a sezione costante espressa in chilometri [km]
ΔV_r	Caduta di tensione assoluta resistiva [V]
ΔV_x	Caduta di tensione assoluta reattiva [V]
ΔV_T	Caduta di tensione assoluta complessiva [V]
k	Vale 1.73 per linee trifasi, 2 per linee monofasi
$\Gamma = \frac{\sum_j L_j I'_j}{\sum_j I'_j}$	Distanza baricentrica per carichi uniformemente distribuiti espressa in chilometri [km]

Calcolando alla piena potenza e alla temperatura di esercizio i calcoli hanno fornito sempre valori massimi al disotto dei limiti imposti.

18. PROTEZIONE DELLE CONDUTTURE

Per ciò che attiene alla scelta della protezione delle condutture dalle sovracorrenti, si è proceduto seguendo le indicazioni delle Norme CEI 64-8/4.

Le caratteristiche degli interruttori, riportate sugli elaborati di progetto, previsti a monte di ciascuna dorsale e linea terminale sono state scelte utilizzando i valori ottenuti dal calcolo, nel rispetto delle prescrizioni imposte dal cap. 43 della Norma CEI 64-8/4, risultando sempre:

Contro il sovraccarico:

$$I_b < I_n < I_z$$

$$I_f < 1,45 I_z$$

dove I_b è la corrente d'impiego, I_n è la corrente nominale dell'apparecchio, I_z è la portata del conduttore e I_f è la corrente che assicura il sicuro intervento del dispositivo di protezione entro il tempo convenzionale.

Contro il cortocircuito:

al fine di assicurare la protezione contro il cortocircuito il potere di interruzione dei dispositivi di protezione non deve essere inferiore alla corrente di cortocircuito presunta nel punto di installazione, in particolar modo nel punto di consegna del Distributore si deve tener conto della convenzione riportata nella norma CEI 0-21 art. 5.1.3 che prevede un valore convenzionale della corrente di cortocircuito trifase in funzione della potenza impegnata.

E l'energia lasciata passare dal dispositivo di protezione ($I2t$), data dal quadrato della corrente effettiva di cortocircuito per la durata dell'evento, deve essere inferiore o uguale a quella massima consentita per non portare la conduttura alla temperatura limite ammissibile ($K2S2$), data dal prodotto fra il quadrato di un coefficiente funzione del tipo di isolante del cavo e il quadrato della sezione del cavo stesso, secondo la relazione:

$$I2t < K2S2$$

Ciò deve essere verificato, qualunque sia il punto della conduttura interessato.

La protezione contro il cortocircuito deve essere sempre posizionata all'origine della linea.

19. IMPIANTO DI TERRA ED EQUIPOTENZIALE

Verrà creato un sistema di messa a terra idoneo all'area impiegata e alla potenza installata.

In particolare, sarà creato un impianto di terra costituito da un dispersore orizzontale in corda di rame nudo di sezione 70mm^2 posato direttamente in terreno a bassa resistività, che collegherà tutte le cabine dei sottocampi e la sottostazione MT/AT4.

Per ogni cabinato in campo è prevista la costituzione di un anello di terra costituito da dispersori verticali (c.d. paline) in acciaio zincato di lunghezza stimata $L=2,5\text{m}$ infisse direttamente nel terreno ad una distanza sufficiente da non avere interferenze. Le paline saranno tra loro collegate con corda in rame nudo (c.d. dispersore orizzontale) di sezione 70mm^2 direttamente posato nel terreno. L'impianto di terra così costituito farà capo ai nodi equipotenziali in rame che verranno posizionati all'interno dei cabinati di impianto.

Dovranno essere collegati al nodo equipotenziale tutte le masse e le masse estranee. Nel caso dell'impianto fotovoltaico, dovrà essere messa a terra la cornice del modulo fotovoltaico a meno che il pannello non sia certificato con isolamento di Classe II (come nel caso in oggetto). Il modulo fotovoltaico è provvisto di appositi fori di messa a terra contrassegnato da idoneo simbolo; il collegamento equipotenziale dovrà essere eseguito in accordo al manuale di installazione del pannello fotovoltaico:

Analogamente, anche la struttura di sostegno dei moduli fotovoltaici dovrà essere collegata equipotenzialmente a meno che i moduli utilizzati non siano isolati in Classe II e la struttura non sia portacavi, ovvero sia portacavi ma i cavi utilizzati siano anch'essi a doppio isolamento (come nel caso in oggetto).

L'impianto di terra così costituito dovrà essere interconnesso senza interruzioni; infatti, secondo la buona tecnica, al fine di evitare tensioni di passo pericoloso è opportuno costituire un impianto di terra globale e non avere impianti di terra separate.

20. SISTEMA DI MONITORAGGIO E INFORMAZIONE

Al fine di mantenere sotto controllo l'impianto di produzione si prevede di installare un sistema di misura e controllo in grado di fornire in tempo reale, e mantenere in memoria per un tempo prestabilito, tutti i parametri di funzionamento dell'impianto.

Il sistema individuato sarà quello interno agli inverter, che permette di misurare tutti i parametri di

producibilità, con l'aggiunta del dispositivo denominato SMART METER, dotato di TA, collegato agli inverter tramite cavo RS485, **posizionato in cabina elettrica e collegato con i TA (posizionati in corrispondenza del punto di consegna mediante cavo FG16OR16 6*1*0.5mmq, che misura l'energia immessa e prelevata dalla rete.**

I parametri principali controllati sono:

- Potenza prodotta e consumata (kW)
- Energia prodotta (kWh) per fascia oraria
- Energia acquistata (kWh) per fascia oraria
- Energia venduta (kWh) per fascia oraria
- Energia consumata (kWh) per fascia oraria
- Energia autoconsumata (kWh) per fascia oraria
- Indicatore di ottimizzazione dei consumi (indica quando l'utente è in autoconsumo o in scambio)
- Incentivo (Euro)
- Catalogo illimitato delle misure
- Analisi delle storiche misure

Si prevede quindi di rendere disponibile mediante rete internet i parametri di funzionamento dell'impianto. Si prevede di utilizzare il sistema 4G, provvisto di scheda SIM adatta alla trasmissione dei dati rilevati dal sistema.

Gli impianti saranno accessibili da remoto.

Comando di sgancio Emergenza VVF

Al fine di adempiere alle prescrizioni di cui al D.P.R. 1° agosto 2011 n. 151, recepiti dalla Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici edizione 7 Febbraio 2012, si deve prevedere l'installazione di un comando di sgancio di emergenza.

Tale dispositivo di comando, ubicato in posizione segnalata ed accessibile, deve consentire il sezionamento dell'impianto elettrico.

Il pulsante di sgancio agirà sulla bobina di minima tensione, con batteria tampone, che comanderà lo sgancio dell'interruttore magnetotermico installato nel QAC.

Nelle tavole esecutive viene indicata la posizione del pulsante di sgancio; in corrispondenza del pulsante dovrà essere installata idonea cartellonistica di emergenza.

21. CANALA METALLICA CONTENIMENTO CAVI

La canale metallica per il contenimento dei cavi sarà come indicato nel progetto definitivo di tipo e sarà fissata alla struttura del tracker.

La tubazione dovrà essere certificata norma CEI 23-31 e CEI EN 61537.

Considerando le sezioni dei cavi che passeranno all'interno della canale si è considerato di standardizzare la distanza tra gli appoggi a circa 2m.

22. SICUREZZA DEI LAVORATORI

Durante la fase di esercizio dell'impianto fotovoltaico, è prevista la presenza saltuaria di lavoratori (poche unità per volta), esclusivamente per attività a basso rischio incidenti quali:

- pulizia dei pannelli fotovoltaici;
- pulizia e cura della vegetazione perimetrale;
- manutenzione elettro-meccanica.

Il personale interessato dalle attività menzionate sarà esclusivamente rappresentato da personale addestrato e abilitato a operare su impianti elettrici.

Tutti i lavoratori saranno informati – formati ed eventualmente equipaggiati di D.P.I. in linea con le disposizioni del Testo Unico sulla sicurezza sul lavoro (D.lgs. 81/08) e successive modificazioni e/o integrazioni.

23. PREVENZIONE INCENDI

In relazione alla presenza di trasformatori isolati in olio all'interno dei cabinati di trasformazione, l'impianto fotovoltaico in progetto si configura, ai sensi del DPR n.151 del 01/08/2011, come attività ricadente nella seguente fattispecie:

- **48.1.B “Centrali termoelettriche, macchine elettriche fisse con presenza di liquidi isolanti combustibili in quantitativi superiori a 1 m³ – Macchine elettriche”.**

Per la sicurezza dell'area si è previsto:

- la presenza di estintori mobili all'interno dei cabinati
- le apparecchiature elettriche in tensione sono localizzate ad una distanza superiore ai 6 metri dalla sezione di produzione della energia elettrica;
- vi è la presenza di fasce di rispetto tra tutti corpi dell'impianto e gli elementi esterni.

L'installazione di ciascun trasformatore sarà conforme alle prescrizioni indicate nel DM 15 luglio 2014, *“Approvazione della regola tecnica di prevenzione incendi per la progettazione, l'installazione e l'esercizio delle macchine elettriche fisse con presenza di liquidi isolanti combustibili in quantità superiore ad 1 m³”*.

Verrà previsto anche un sistema di protezione del trasformatore AT composto da:

Un numero adeguato di rivelatori (minimo 2) di temperatura massima e termovelocimetrici (doppia funzione) per uso esterno (IP65 minimo) (vedi datasheet allegato A7. Tipico Heat Detectors). Non è necessaria la certificazione Atex per detto tipo di rivelatori. Il sistema invierà un segnale di allarme nel caso di allarme di almeno due o più rivelatori se presenti.

- Un pulsante di allarme indirizzato per uso esterno (minimo IP66) per l'attivazione manuale dell'allarme da posizionarsi nei pressi della valvola a diluvio se presente.
- Una sirena (120 dB(A) a 1 m minimo) completa di strobo per uso esterno (IP65 minimo) che verrà azionata dal Fire Control Panel in caso di allarme incendio (vedi datasheet allegato A3. Tipico Segnalatori Acustici e Ottici)
- Una junction box in acciaio zincato (IP65 minimo) che raccolga tutti i segnali in entrata e in uscita per l'interfaccia con il Fire Control Panel
- Canaline cavi in acciaio zincato
- Rivelatori e canaline non potranno in alcun caso poggiare sulla struttura del trasformatore, ma dovranno essere dotate di appositi supporti in acciaio zincato. Tali supporti dovranno essere installati in maniera da non interferire in alcun modo con l'operatività della macchina protetta.

Si sottolinea, inoltre, come l'ingresso dell'Impianto Fotovoltaico, in relazione all'eventuale sviluppo di un incendio, consenta il rapido abbandono della intera area dell'Impianto stesso ed il facile ingresso degli operatori e dei mezzi dei VV.FF.

L'area di impianto è accessibile anche con autobotti o mezzi speciali.

In fase di realizzazione dell'impianto sarà presentata al competente comando provinciale dei VVF tutta la documentazione di progetto ai fini della valutazione (analisi progetto) per il rilascio del parere favorevole all'installazione e successivamente alla stessa sarà inoltrata regolare SCIA di inizio attività.

24. OPERE CIVILI

In questa fase si procederà alla preparazione delle aree d'intervento, tramite delimitazione delle aree di cantiere, installazione delle cabine di servizio per il personale addetto e pulizia dei terreni. Le opere civili da realizzare saranno di lievissima entità e consisteranno in:

- realizzazione di piattaforma di fondazione per il posizionamento delle cabine elettriche;
- realizzazione di recinzione mediante pali infissi e rete metallica;
- scavi a sezione ristretta e pozzetti.

L'impianto agrivoltaico sarà realizzato in un intervallo di tempo di circa sei mesi, le fasi di realizzazione dell'impianto sono le seguenti:

1. Accantieramento e realizzazione della recinzione
2. Scavi posa tubazioni e pozzetti
3. Installazione delle strutture di sostegno dei moduli
4. Realizzazione basamento cabina
5. Posizionamento cabina prefabbricata
6. Posa delle dorsali in DC
7. Installazione dei moduli fotovoltaici
8. Installazione e montaggio apparecchiature in AC
9. Installazione, montaggio, scomparti MT e trasformatore
10. Installazione e cablaggio inverter centralizzati
11. Montaggio e collegamento dell'Illuminazione esterna, telecamere, e sistema antintrusione
12. Verifiche elettriche e misure di collaudo.

In parallelo alla realizzazione dell'impianto sarà realizzato il collegamento in cavo MT fra la cabina con il gruppo di misura e la cabina di consegna.

25. BILANCIO SCAVI E RIPORTI

All'interno del sito il bilancio tra scavi e riporti sarà pari a zero, in quanto le strutture di supporto tipo TRACKER hanno i sostegni infissi nel terreno.

Gli scavi in esubero derivati dallo splateamento verranno ridistribuiti nel sito ed utilizzati di supporto alla piantumazione.

26. RIQUALIFICAZIONE AMBIENTALE

Una delle caratteristiche principali della produzione di energia da fonte solare in termini di sostenibilità è la possibilità di effettuare un rapido ripristino ambientale, a seguito della dismissione dell'impianto, garantendo la totale reversibilità dell'intervento in progetto.

Considerazioni generali sul rapporto del recupero ambientale

Gli obiettivi della riqualificazione ambientale devono essere:

- garantire la stabilità e la fertilità dei terreni sia direttamente occupati dai moduli fotovoltaici, sia quelli indirizzati all'attività legata al pascolo ovino della fattoria che ospiterà l'impianto;
- garantire morfologie finali che assicurino la stabilità dei pendii al rischio idrogeologico;
- garantire il controllo delle acque superficiali, attraverso la progettazione e la realizzazione di un insieme di opere di regimazione delle acque quali canalette, muri drenanti, tombini di raccolta;
- garantire controllo dell'infiltrazione delle acque attraverso la realizzazione di opportuni drenaggi per favorirne il deflusso;
- rimodellare l'assetto vegetativo dell'area per garantire una maggiore integrità e sostenibilità nel contesto eco-sistemico, attraverso la piantumazione di piante autoctone, e qualora si scelga di avviare l'attività legata alla filiera dell'apicoltura, attraverso la coltivazione di piante autoctone mellifere;
- garantire che gli eventuali materiali estratti siano prioritariamente utilizzati come materiali impegnati nelle operazioni di recupero ambientale, in particolare ci si riferisce al terreno vegetale di copertura il quale dovrà essere accantonato per essere poi riutilizzato al fine della semina e coltivazione del verde;
- garantire che i fronti di scavo siano rimodellati per creare superfici più adatte all'attecchimento delle specie vegetali che saranno impiegate per il rinverdimento:
 - l'eventuale realizzazione di scarpate a tesa unica e con ridotta pendenza, sulle quali può essere riportato e mantenuto uno strato di terreno vegetale, può essere alternata a zone in cui il terreno roccioso in posto è lasciato affiorare, con pendenze anche elevate;
 - la realizzazione di gradoni regolari deve avvenire con un'inclinazione delle scarpate tale da contenere terreno vegetale sufficiente a fornire un substrato idoneo alla vegetazione senza appesantire il versante e determinare rischi per la stabilità;
- garantire un impatto positivo ecosistemico sulla fauna selvatica locale tramite il mantenimento e l'accrescimento del patrimonio vegetale durante le fasi di realizzazione, uso e dismissione, tramite accorgimenti tra cui la corretta progettazione e realizzazione della recinzione posta a protezione dell'impianto;
- ricostituire e potenziare gli habitat con particolare attenzione al ciclo dell'acqua e all'ecosistema che da esso dipende;
- ottenimento della massima diversità biologica e morfologica possibile, per ottimizzare l'inserimento del sito nel contesto territoriale. A tale scopo è utile operare prove sperimentali su piccole superfici per individuare eventuali fattori limitanti la riuscita stessa del recupero;
- massima attenzione nell'eventuale produzione della gestione rifiuti generati ad esempio in caso di manutenzione durante la fase di esercizio e nella fase di dismissione del sito.

Le operazioni di smantellamento dell'impianto a fine vita utile saranno svolte da operai specializzati nel rispetto delle norme di sicurezza presenti e future e saranno strutturate in modo da massimizzare il recupero dei materiali utilizzati.

Considerazioni specifiche sul sito oggetto di intervento

La riqualificazione ambientale verrà realizzata nel rispetto dell'orografia preesistente nell'area, per cui verranno ulteriormente inserite essenze selezionate di tipo arboreo ed arbustivo, tipiche della macchia mediterranea delle località limitrofe all'area, contemporaneamente la fase di realizzazione, di esercizio e dismissione dell'impianto.

La nuova piantumazione dovrà tenere conto delle variabili altimetriche e saranno posizionate secondo l'orografia originaria del terreno e considerando le altre attività agro-pastorali che affiancano l'attività di produzione di energia.

La piantumazione delle essenze mediterranee è compatibile sia con le essenze vegetali autoctone perché coincidente con lo stato di fatto del verde, sia con le attività agro-pastorali ed eventualmente dell'apicoltura. L'intervento tenderà a riportare il profilo orografico originario del terreno ricreato mediante l'utilizzo delle essenze a basso fusto.

L'intervento di piantumazione verrà realizzato prima del posizionamento dell'impianto agrivoltaico, mediante l'acquisto delle essenze di macchia mediterranea, presso il vivaio della forestale.

L'impianto avrà una vita utile di circa 25-30 anni.

Dopo la vita utile, l'area dell'impianto verrà piantumata secondo esigenze agro-pastorali.

Il tipo di terreno è idoneo alla piantumazione delle essenze mediterranee, in quanto trattasi di terreni sabbiosi.

Con questo intervento l'obiettivo è, non solo di mitigare, ma di apportare un miglioramento sostanziale in termini di superfici di vegetazione e della qualità degli interventi stessi.

Attraverso lo studio di una nuova componente di verde si vuole arricchire la presenza delle essenze per tipologie e quantità con l'uso esclusivo di essenze autoctone.

L'intero sito sarà così riqualificato, riuscendo allo stesso tempo a dare un apporto migliorativo.