

**IMPIANTO FOTOVOLTAICO A TERRA COLLEGATO ALLA RTN
POTENZA NOMINALE 29 MWp DC – 25,8 MW AC**
Località Monte Cheia Comune di Bessude (SS)

PROPONENTE:

TEP RENEWABLES (BESSUDE PV) S.R.L.
Viale SHAKESPEARE, 71 – 00144 Roma
P. IVA e C.F. 16376261000 – REA RM - 1653248

PROGETTISTA:

ING. MATTEO BERTONERI
Iscritta all'Ordine degli Ingegneri di Massa Carrara
al n. 669

PROGETTO DEFINITIVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO
(art. 23 del D. Lgs 152/2006 e ss. mm. ii)

Relazione descrittiva generale di progetto

Cod. Documento	Data	Tipo revisione	Redatto	Verificato	Approvato
21-00013-IT- BESSUDE_PG_R01_Rev0_Relazio ne descrittiva generale di progetto	02/2022	Prima emissione	CV	MB	F.Battafarano



INDICE

1. PREMESSA	5
1.1 ELABORATI DI PROGETTO	10
1.1.1 Parte Generale	10
1.1.2 Progettazione civile	10
1.1.3 Cantiere	10
1.1.4 Documenti tecnico economici	10
1.1.5 Progettazione impianto	10
1.1.6 Progetto connessione.....	11
1.1.7 Relazioni specialistiche	11
1.1.8 Studi ambientali	11
1.2 DATI GENERALI DEL PROGETTO	12
2. STATO DI FATTO	13
2.1 LOCALIZZAZIONE IMPIANTO	13
2.1.1 Inquadramento catastale impianto	15
2.1.2 Inquadramento urbanistico territoriale e vincoli	15
2.2 DATI AMBIENTALI	16
2.2.1 Caratterizzazione meteorologica alla scala vasta e alla scala locale	16
2.2.2 Temperature	17
2.2.3 Precipitazioni.....	18
2.2.4 Radiazione solare	21
2.2.5 Umidità relativa.....	22
2.2.6 Eliofania.....	24
2.2.7 Venti	25
2.3 MORFOLOGIA, IDROGRAFIA E RILIEVO TOPOGRAFICO DEL SITO	27
2.3.1 Morfologia generale	27
2.3.2 Rilievo topografico.....	28
2.3.3 Idrografia	32
2.4 GEOLOGIA IDROGEOLOGICA GEOTECNICA	35
2.4.1 Caratterizzazione geotecnica	36
2.4.2 Caratterizzazione sismica	37
2.4.3 Sismicità dell'area	40
2.4.4 Caratterizzazione idrogeologica.....	43
2.4.5 Stato qualitativo e quantitativo delle acque sotterranee.....	45
2.4.6 Stato qualitativo della matrice suolo	46
3. STATO DI PROGETTO	49
3.1 CRITERI DI PROGETTAZIONE	49
3.2 DISPONIBILITÀ DI CONNESSIONE	49
3.3 LAYOUT D'IMPIANTO	49
3.4 DESCRIZIONE DEI COMPONENTI DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO	50
3.4.1 Moduli fotovoltaici.....	51
3.4.2 Inverter di stringa	53
3.4.3 Cabine di campo o PowerStation.....	55

3.4.4 Quadri BT e MT	56
3.4.5 String box	57
3.4.6 Cavi di potenza BT, MT, AT	57
3.4.7 Cavi di controllo e TLC	58
3.4.8 Sistema SCADA.....	58
3.4.9 Monitoraggio ambientale.....	58
3.4.10 Strutture di supporto moduli	59
3.4.11 Recinzione	60
3.4.12 Sistema di drenaggio.....	62
3.4.13 Viabilità interna di servizio e piazzali	62
3.4.14 Sistema antincendio.....	63
3.5 CONNESSIONE ALLA RTN	63
3.6 CALCOLI DI PROGETTO.....	65
3.6.1 Calcoli di producibilità	65
3.6.2 Calcoli elettrici.....	66
3.6.3 Calcoli strutturali.....	67
3.6.4 Calcoli idraulici	68
3.6.5 Misure di protezione contro gli effetti delle scariche atmosferiche.....	68
3.7 FASI DI COSTRUZIONE	68
3.8 PRIME INDICAZIONI DI SICUREZZA	69
3.9 SCAVI E MOVIMENTI TERRA	69
3.10 PERSONALE E MEZZI	70
3.11 OPERE A VERDE DI MITIGAZIONE E INTEGRAZIONE AGRICOLA.....	71
3.12 VERIFICHE PROVE E COLLAUDI.....	72
4. PIANO DI MANUTENZIONE DELL'IMPIANTO.....	74
4.1 MODULI FOTOVOLTAICI.....	74
4.2 STRINGHE FOTOVOLTAICHE	74
4.3 QUADRI ELETTRICI	74
4.4 CONVERTITORI	75
4.5 COLLEGAMENTI ELETTRICI.....	75
5. DISMISSIONE DELL'IMPIANTO	76
6. CRONOPROGRAMMA DEGLI INTERVENTI	78
7. COSTI.....	79
8. RIFERIMENTI NORMATIVI.....	80

Gruppo di lavoro:

Nome e cognome	Ruolo nel gruppo di lavoro
Francesco Battafarano	Rappresentante Legale e Direzione Operativa
Giulia Giombini	Coordinamento Progetto
Giovanni Saraceno	Progettazione Connessione alla RTN
Igor Carpita	Progettazione Elettrica impianto
Alessandra Sulis	Coordinamento Progettazione Civile e Idraulica
Sara Tonini	Coordinamento SIA
Matteo Meloni	Coordinamento Rilievo e Esperto CAD
Martino Faedda	Rilievo Topografico e Esperto CAD
Roberto Venturotti	Esperto CAD e GIS
Remigio Franzini	Esperto CAD e GIS
Marcella Palmas	Esperta CAD
Carlotta Viridis	Esperta CAD
Emanuele Licheri	Esperto Idraulica
Matteo Meloni	Esperto Idraulica
Loredana Frongia	Esperta Ambientale
Matteo Bertoneri	Ingegnere Ambientale
Fabrizio Brozzi	Architetto
Emanuele Roveccio	Architetto
Alessandro Forci	Geologo
Matteo Bertoneri	Ingegnere Strutturista
Alberto Dazzi	Agronomo
Mario Nonne	Indagini Geotecniche
Luca Sanna	Archeologo

1. PREMESSA

TEP Renewables (BESSUDE PV) S.r.l. è una società italiana del Gruppo TEP Renewables. Il gruppo, con sede legale in Gran Bretagna, ha uffici operativi in Italia, Cipro e USA. Le attività principali del gruppo sono lo sviluppo, la progettazione e la realizzazione di impianti di medie e grandi dimensioni per la produzione di energia da fonti rinnovabili in Europa e nelle Americhe, operando in proprio e su mandato di investitori istituzionali.

Il progetto in questione, che prevede la realizzazione di un impianto solare fotovoltaico da realizzare in regime Agrovoltaico nel comune di Bessude di potenza pari a 29 MW su un'area pari ad oltre 56,4 ha complessivamente coinvolti, di cui oltre 36,14 ha per l'installazione del campo fotovoltaico, si inserisce nella strategia di decarbonizzazione perseguita da EGP.

Il progetto nel suo complesso ha contenuti economico-sociali importanti e tutti i potenziali impatti sono stati sottoposti a mitigazione.

L'agrovoltaico prevede l'integrazione della tecnologia fotovoltaica nell'attività agricola permettendo di produrre energia e al contempo di continuare la coltivazione delle colture agricole o l'allevamento di animali sui terreni interessati.

L'idea di combinare la produzione di energia con l'agricoltura fu concepita inizialmente da Adolf Goetzberger e Armin Zastrow, due fisici tedeschi, nel 1981. Lo sviluppo della tecnologia agrovoltaica¹ negli ultimi tempi anni è stato molto dinamico. Oggi consiste nell'applicazione fotovoltaica prevalente in quasi tutte le regioni del mondo. La capacità installata ha aumentato esponenzialmente, da circa 5 megawatt di picco (MWp) nel 2012 ad almeno 2,8 gigawatt di picco (GWp) nel 2020. Ciò è stato possibile grazie ai programmi di finanziamento del governo in Giappone (dal 2013), Cina (circa 2014), Francia (dal 2017), gli Stati Uniti (dal 2018) e, più recentemente, la Corea.

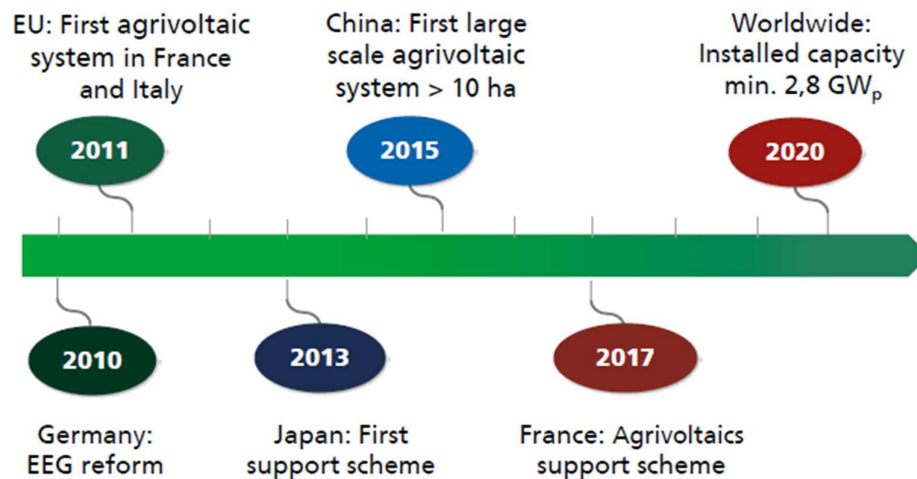


Figura 1.1: Sviluppo di progetti agrovoltaici dal 2010 ad oggi.

¹ Tratto dalla Guida redatta da Fraunhofer Institute For Solar Energy Systems ISE - Agrovoltaici: opportunità per l'agricoltura e la transizione energetica

In Italia, come riportato dal Rapporto Statistico GSE – Settore Fotovoltaico 2019², al 31 dicembre 2019 risultano installati 29.421 impianti fotovoltaici inseriti nell’ambito di aziende agricole e di allevamento per una potenza complessiva di 2.548 MW ed una produzione di lorda di 2.942 GWh (di cui 674 GWh di autoconsumo). Gli impianti appartenenti al settore agricolo sono presenti principalmente nelle regioni settentrionali, in particolare Veneto, Lombardia, Piemonte ed Emilia-Romagna.

Settore di attività	Installati al 31/12/2019		Installati nell'anno 2019	
	n°	MW	n°	MW
Agricoltura	29.421	2.548,0	805	24,9
Domestico	721.112	3.433,8	51.117	226,1
Industria	35.838	10.274,0	2.010	361,3
Terziario	93.719	4.609,5	4.258	139,1
Totale complessivo	880.090	20.865,3	58.190	751,4

Figura 1.2 - Numero e potenza degli impianti per settore di attività - Rapporto GSE 2019

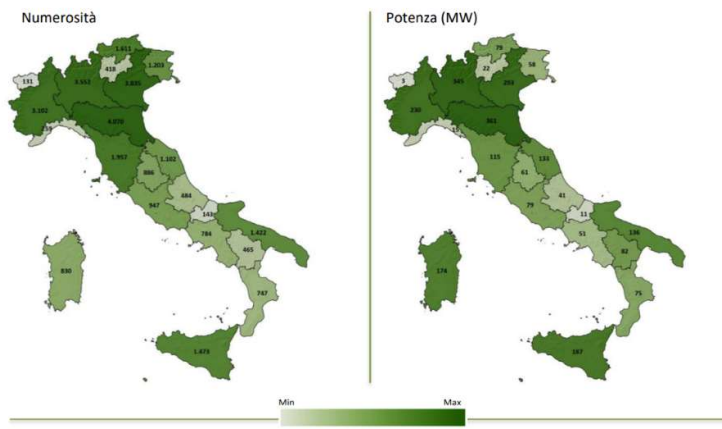


Figura 1.3: - Impianti fotovoltaici nel settore agricolo - Distribuzioni regionale - Rapporto GSE 2019.

La necessità di sviluppo di questi sistemi ibridi sia nel mondo che in Italia ha condotto la diffusione in letteratura di valutazioni scientifiche. Nel seguito si riportano le analisi più significative e alcuni protocolli di settore.

E’ stato realizzato uno studio dedicato a cura di Alessandro Agostini, ricercatore ENEA, con il supporto del Department of Sustainable Crop Production dell’Università Cattolica di Piacenza, dove operano gli altri due autori, Stefano Amaducci e Michele Colauzzi. Il lavoro dal titolo “Innovative agrivoltaic systems to produce sustainable energy: An economic and environmental assessment” fornisce una valutazione completa delle prestazioni ambientali, economiche e di redditività, confrontandole con altre fonti di energia convenzionali e rinnovabili. Lo studio è stato pubblicato sulla rivista scientifica Applied Energy.

² Rapporto Statistico GSE – Solare Fotovoltaico 2019
https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20statistici/Solare%20Fotovoltaico%2020Rapporto%20Statistico%202019.pdf

Preoccupate del peggioramento della crisi climatica e unite dall'esigenza di trovare misure in grado che di ridurre le emissioni di CO₂, molte associazioni del settore energetico italiano stanno portando avanti proposte, soluzioni, pratiche e studi per favorire lo sviluppo di impianti fotovoltaici nei contesti agricoli. Importante da citare è il Protocollo d'Intesa siglato nel dicembre del 2020 tra Elettricità Futura (Associazione italiana che unisce produttori di energia elettrica da fonti rinnovabili e da fonti convenzionali, distributori, venditori e fornitori di servizi) e Confagricoltura (un'organizzazione di rappresentanza delle imprese agricole) allo scopo di lavorare sinergicamente per favorire la transizione energetica e il raggiungimento degli obiettivi al 2030 stabiliti dal Piano Nazionale Integrato Energia e Clima e quelli di decarbonizzazione dell'Unione Europea al 2050 previsti dal Green Deal, attraverso diverse iniziative tra cui:

- efficientamento energetico delle aziende agricole attraverso l'installazione di impianti fotovoltaici su coperture di edifici e fabbricati rurali nella disponibilità dell'azienda;
- promozione di progetti che valorizzino le sinergie tra rinnovabili ed agricoltura - quali quelli di "Agrovoltaico" - e garantiscano un'ottimale integrazione tra l'attività di generazione di energia, l'attività agricola, con ricadute positive sul territorio e benefici per il settore elettrico e per quello agricolo;
- realizzazione di impianti fotovoltaici a terra su aree agricole incolte, marginali o non idonee alla coltivazione, garantendo un beneficio diretto ai relativi proprietari agricoli e al sistema Paese nel suo complesso, grazie all'incremento di produzione rinnovabile;
- promozione di azioni informative/divulgative volte a favorire lo sviluppo delle rinnovabili sul territorio, evidenziando i benefici di uno sviluppo equilibrato su aree agricole, le ricadute economiche, le sinergie, le potenzialità di recupero anche a fini agricoli di aree abbandonate o attualmente incolte;
- sviluppo delle altre fonti rinnovabili, con particolare riferimento alle biomasse ed al biogas per la produzione di energia elettrica, termica e combustibili.

La realizzazione di impianti agrovoltaici è una forma di convivenza particolarmente interessante per la decarbonizzazione del sistema energetico e necessaria per il raggiungimento degli obiettivi sul fotovoltaico al 2030 e rappresenta anche una opportunità per la sostenibilità del sistema agricolo e la redditività a lungo termine di piccole e medie aziende del settore. È stato stimato che per raggiungere i nuovi obiettivi al 2030 occorrerà prevedere un utilizzo di superficie agricola tra 30.000-40.000 ettari, un valore inferiore allo 0,5% della Superficie Agricola Totale.

Dunque, per ottenere questi risultati, è necessario costruire connessioni tra le diverse filiere della green economy, ridisegnando gli attuali modelli produttivi, in coerenza con gli obiettivi economici, ambientali e sociali del Green Deal: l'integrazione fra produzione di energia rinnovabile e produzione agricola è un elemento qualificante per la decarbonizzazione del settore agricolo, energetico e dei territori.

In primo luogo, il futuro sviluppo del fotovoltaico nel contesto agricolo dovrà basarsi sul pieno coinvolgimento degli imprenditori agricoli che dovranno svolgere un ruolo da protagonisti integrando, quanto più possibile, la capacità di produrre prodotti di qualità con la generazione di energia rinnovabile.

Un nuovo sviluppo del fotovoltaico in agricoltura, con l'integrazione di reddito che ne deriva, potrà quindi essere lo strumento con cui le aziende agricole potranno mantenere o migliorare la

produttività e la sostenibilità delle produzioni e la gestione del suolo, riportando, ove ne ricorrano le condizioni, ad attività agro pastorale anche terreni marginali. Potrà inoltre essere un'occasione di valorizzazione energetica dei terreni abbandonati, marginali o non idonei alla produzione agricola che, in assenza di specifici interventi, sono destinati al totale abbandono oppure, come nel caso in esame, essere una reale opportunità di mantenere produttivi i terreni idonei alla coltivazione o, meglio, incrementarne la fertilità, comunque di garantire il proseguo o l'avvio di un'attività agricola/di allevamento o di miglioramento della biodiversità.

L'agro-fotovoltaico può essere sviluppato prioritariamente nelle aree marginali agricole, o a rischio di abbandono, a causa di scarsa redditività, ma può essere una occasione di sviluppo e integrazione dell'attività agricola con l'attività energetica anche nelle aree produttive, tenendo conto delle caratteristiche del territorio, sociali, industriali, urbanistiche, paesaggistiche e morfologiche, con particolare riferimento all'assetto idrogeologico ed alle vigenti pianificazioni.

Va aggiunto che la tipologia di impianto agrovoltaico comporta in alcuni casi un miglioramento del microclima del suolo attraverso un aumento dell'umidità del suolo e delle grandezze micrometeorologiche, favorendo una maggiore produzione di colture, come riporta una ricerca scientifica, intitolata "Remarkable agrivoltaic influence on soil moisture, micrometeorology and water-use efficiency" a cura di Elnaz Hassanpour AbehID, John S. Selker, Chad W. Higgins del Dipartimento di Ingegneria Biologica ed Ecologica, Oregon State University, Corvallis, Oregon, Stati Uniti d'America.

L'immagine seguente illustra i possibili utilizzi del terreno in seguito alla realizzazione dell'impianto agrovoltaico (coltivazione dei suoli e/o allevamento); meglio approfondite nel paragrafo seguente.



Figura 1.4: - Impianto agrovoltaico e pascolo ovini

Il progetto in oggetto sarà eseguito in regime Agrovoltaico AGV 4.0 mediante la produzione di energia elettrica "zero emission" da fonti rinnovabili attraverso un sistema integrato con l'attività agricola, garantendo un modello eco-sostenibile che produce contemporaneamente energia pulita e prodotti sani da agricoltura biologica.

Con il termine Agro-Voltaico (AGV), "s'intende denominare un settore, non del tutto nuovo, ancora poco diffuso, caratterizzato da un utilizzo "ibrido" di terreni agricoli tra produzioni agricole e produzione di energia elettrica attraverso l'installazione, sugli stessi terreni, di impianti fotovoltaici

[...] tutti gli operatori “energetici” e i decisori politici sanno che gli ambiziosi obiettivi del Pniec al 2030 non si potranno raggiungere senza una consistente quota di nuova potenza fotovoltaica costruita su terreni agricoli. La cosiddetta “generazione distribuita” non potrà fare a meno, per molti motivi, d’impianti “utility scale” (US) che potranno occupare nuovi terreni oggi dedicati all’agricoltura per una quota, se si manterranno le stesse proporzioni di quanto installato fino ad oggi a livello nazionale, di circa 15/20mila ha (meno del 20% dell’abbandono annuale). Le prime esperienze dirette in progetti utility scale in altre regioni ci dicono che l’approccio Agv può essere una soluzione fondamentale se vengono seguiti i seguenti principi:

- produzione agricola e produzione di energia devono utilizzare gli stessi terreni;
- la produzione agricola deve essere programmata considerando le “economie di scala” e disporre delle aree di dimensioni conseguenti;
- andranno preferibilmente considerate eventuali attività di prima trasformazione che possano fornire “valore aggiunto” agli investimenti nel settore agricolo;
- la nuova organizzazione della produzione agricola deve essere più efficiente e remunerativa della corrispondente produzione “tradizionale”;
- la tecnologia per la produzione di energia elettrica dovrà essere, prevalentemente, quella fotovoltaica: la più flessibile e adattabile ai bisogni dell’agricoltura
- il fabbisogno di acqua delle nuove colture deve essere soddisfatto, prevalentemente, dalla raccolta, conservazione e distribuzione di “acqua piovana” tramite tre vasche di accumulo e un sistema di irrigazione a goccia.

Nel caso di studio, le strutture sono posizionate in modo tale da consentire lo sfruttamento agricolo ottimale del terreno. I pali di sostegno sono distanti tra loro 8,5 metri per consentire il pascolo e garantire la giusta illuminazione al terreno, mentre i pannelli sono distribuiti in maniera da limitare al massimo l’ombreggiamento, così da garantire una perdita pressoché nulla del rendimento annuo in termini di produttività dell’impianto fotovoltaico in oggetto e la massimizzazione dell’uso agronomico del suolo coinvolto. Entrando nel merito, la superficie complessiva dell’area catastale è pari a ca. 56,4 ha, dei quali la superficie recintata sede delle infrastrutture di progetto è pari a ca. 36 ha: qui, la scelta operata da parte della Società proponente di sfruttare l’energia solare per la produzione di energia elettrica optando per il regime agrovoltaiico, consente di coniugare le esigenze energetiche da fonte rinnovabile con quelle di minimizzazione della copertura del suolo, allorché tutte le aree lasciate libere dalle opere, eccezion fatta per l’ingombro minimo da parte delle strutture fisse (pari a circa 12,36 ha), e le aree non utilizzabile a causa della geologia e della morfologia (pari a circa 14 ha) saranno rese disponibili per fini agricoli. Infatti, come dettagliato nell’elaborato di progetto “21-00013-IT-BESSUDE_SA_R13_Rev0_Relazione pedo-agronomica” a cui si rimanda, per i terreni di cui dispone la Società proponente è stato elaborato il seguente progetto agronomico.

Nel caso in oggetto, l’impianto agrivoltaiico sarà installato su un’area a pascolo, pertanto, la scelta gestionale del soprassuolo sarà mantenuta a pascolo. L’intervento, infatti, si viene a collocare in un contesto caratterizzato dalla difficoltà di attuare la coltivazione di essenze arboree ed erbacee mentre risulta ottimale attuare interventi di miglioramento del pascolo per ovi-caprino.

Infine, l’impianto fotovoltaico sarà tecnicamente connesso ad su un futuro ampliamento della Stazione Elettrica (SE) della RTN a 380 kV “Ittiri”.

1.1 ELABORATI DI PROGETTO

1.1.1 Parte Generale

- 21-00013-IT-BESSUDE_PG_R01_Rev0_Relazione descrittiva generale di progetto
- 21-00013-IT-BESSUDE_PG_R02_Rev0_Relazione tecnica del progetto
- 21-00013-IT-BESSUDE_PG_R03_Rev0_Disciplinare descrittivo e prestazionale degli elementi
- 21-00013-IT-BESSUDE_PG_R04_Rev0_Relazione delle interferenze
- 21-00013-IT-BESSUDE_PG_R05_Rev0_Piano particellare e disponibilità giuridica
- 21-00013-IT-BESSUDE_PG_T06_Rev0_Inquadramento IGM
- 21-00013-IT-BESSUDE_PG_T07_Rev0_Inquadramento CTR
- 21-00013-IT-BESSUDE_PG_T08_Rev0_Inquadramento Catastale
- 21-00013-IT-BESSUDE_PG_T09_Rev0_Stato di rilievo planimetrico - area impianto e stazione utenza
- 21-00013-IT-BESSUDE_PG_T10_Rev0_Tavola censimento e risoluzione delle interferenze
- 21-00013-IT-BESSUDE_PG_T11_Rev0_Layout di progetto

1.1.2 Progettazione civile

- 21-00013-IT-BESSUDE_CV_R01_Rev0_Relazione calcolo preliminare strutture e fondazioni
- 21-00013-IT-BESSUDE_CV_T02_Rev0_Particolare strutture di sostegno moduli
- 21-00013-IT-BESSUDE_CV_R03_Rev0_Relazione sistemi di illuminazione e sicurezza
- 21-00013-IT-BESSUDE_CV_T04_Rev0_Indicazione percorso viabilistico
- 21-00013-IT-BESSUDE_CV_T05_Rev0_Particolare accessi e recinzioni
- 21-00013-IT-BESSUDE_CV_T06_Rev0_Cabine uffici
- 21-00013-IT-BESSUDE_CV_T07_Rev0_Cabine magazzino
- 21-00013-IT-BESSUDE_CV_T08_Rev0_Power station
- 21-00013-IT-BESSUDE_CV_T09_Rev0_Sezioni di confronto
- 21-00013-IT-BESSUDE_CV_R10_Rev0_Relazione idrologica e idraulica
- 21-00013-IT-BESSUDE_CV_R11_Rev0_Piano di dismissione

1.1.3 Cantiere

- 21-00013-IT-BESSUDE_CA_R01_Rev0_Prime indicazioni e disposizioni per la stesura del PSC
- 21-00013-IT-BESSUDE_CA_R02_Rev0_Cronoprogramma lavori di costruzione impianto
- 21-00013-IT-BESSUDE_CA_R03_Rev0_Cronoprogramma lavori di dismissione impianto
- 21-00013-IT-BESSUDE_CA_R04_Rev0_Planimetria area di cantiere

1.1.4 Documenti tecnico economici

- 21-00013-IT-BESSUDE_TE_R01_Rev0_Computo metrico estimativo realizzazione
- 21-00013-IT-BESSUDE_TE_R02_Rev0_Computo metrico estimativo dismissione
- 21-00013-IT-BESSUDE_TE_R03_Rev0_Quadro economico realizzazione
- 21-00013-IT-BESSUDE_TE_R04_Rev0_Quadro economico dismissione

1.1.5 Progettazione impianto

- 21-00013-IT-BESSUDE_PI_R01_Rev0_Relazione calcolo preliminare degli impianti

21-00013-IT-BESSUDE_PI_R02_Rev0_Calcolo Producibilità
21-00013-IT-BESSUDE_PI_T03_Rev0_Layout di progetto con dettaglio campi
21-00013-IT-BESSUDE_PI_T04_Rev0_Rete di terra
21-00013-IT-BESSUDE_PI_T05_Rev0_Schema elettrico unifilare impianto FV
21-00013-IT-BESSUDE_PI_R06_Rev0_Relazione campi elettromagnetici impianto e connessione
21-00013-IT-BESSUDE_PI_T07_Rev0_Percorso cavi MT_tipologico trench

1.1.6 Progetto connessione

21-00013-IT-BESSUDE_PC_T01_Rev0_Corografia
21-00013-IT-BESSUDE_PC_T02_Rev0_Inquadramento su CTR con attraversamenti
21-00013-IT-BESSUDE_PC_T03_Rev0_Inquadramento su Ortofoto
21-00013-IT-BESSUDE_PC_T04_Rev0_Inquadramento Catastale con API
21-00013-IT-BESSUDE_PC_T05_Rev0_Inquadramento su Ortofoto con DPA
21-00013-IT-BESSUDE_PC_T06_Rev0_Cabina di Utenza - Particolari costruttivi
21-00013-IT-BESSUDE_PC_T07_Rev0_Planimetria cabina di Utenza
21-00013-IT-BESSUDE_PC_R08_Rev0_Relazione tecnica
21-00013-IT-BESSUDE_PC_R09_Rev0_Relazione campi elettromagnetici
21-00013-IT-BESSUDE_PC_R10_Rev0_Piano particellare di esproprio

1.1.7 Relazioni specialistiche

21-00013-IT-BESSUDE_RS_R01_Rev0_Relazione Archeologica
21-00013-IT-BESSUDE_RS_R02_Rev0_Relazione Geologica e Geotecnica
21-00013-IT-BESSUDE_RS_R03_Rev0_Piano preliminare di utilizzo delle terre e rocce da scavo

1.1.8 Studi ambientali

21-00013-IT-BESSUDE_SA_R01_Rev0_Studio di inserimento urbanistico
21-00013-IT-BESSUDE_SA_T02_Rev0_Inquadramento zonizzazione PUC
21-00013-IT-BESSUDE_SA_T03_Rev0_Analisi PPR_Vincoli
21-00013-IT-BESSUDE_SA_T04_Rev0_PAI_Pericolo idrogeologico
21-00013-IT-BESSUDE_SA_T05_Rev0_PAI_Rischio idrogeologico
21-00013-IT-BESSUDE_SA_T06_Rev0_Analisi PPR_Assetto ambientale
21-00013-IT-BESSUDE_SA_R07_Rev0_Relazione previsionale di impatto acustico
21-00013-IT-BESSUDE_SA_R08_Rev0_Relazione Paesaggistica
21-00013-IT-BESSUDE_SA_T09_Rev0_Documentazione Fotografica con planimetria e foto simulazioni e impatti cumulativi con altri impianti
21-00013-IT-BESSUDE_SA_T10_Rev0_Carta interferenze visive
21-00013-IT-BESSUDE_SA_R11_Rev0_Studio di Impatto Ambientale
21-00013-IT-BESSUDE_SA_R12_Rev0_Sintesi Non Tecnica
21-00013-IT-BESSUDE_SA_R13_Rev0_Relazione pedo-agronomica
21-00013-IT-BESSUDE_SA_T14_Rev0_Aree naturali

1.2 DATI GENERALI DEL PROGETTO

Nella Tabella 1.1 sono riepilogate in forma sintetica le principali caratteristiche tecniche dell'impianto di progetto.

Tabella 1.1: Dati di progetto.

ITEM	DESCRIZIONE
Richiedente	TEP RENEWABLES (BESSUDE PV) S.R.L.
Luogo di installazione:	Bessude (SS)
Denominazione impianto:	Bessude - Porqueddu
Dati catastali area impianto in progetto:	Foglio 19 Particelle 61, 63
Potenza di picco (MWp):	29 MWp
Informazioni generali del sito:	Sito ben raggiungibile, caratterizzato da strade esistenti, idonee alle esigenze legate alla realizzazione dell'impianto
Connessione:	Interfacciamento alla rete mediante soggetto privato nel rispetto delle norme CEI
Tipo strutture di sostegno:	Strutture fisse disposte in direzione Est-Ovest
Inclinazione piano dei moduli:	30°
Azimuth di installazione:	0°
Caratterizzazione urbanistico vincolistica:	Secondo la cartografica del PUP-PTC (Mosaico degli strumenti urbanistici), l'area dell'impianto e del cavidotto interrato, nonché della nuova SE "Ittiri" risultano in zona E "agricola". I vincoli emergenti dal PAI (aree in pericolosità da frana) e dal PPR (fascia di rispetto da corsi d'acqua) rimangono escluse dell'area netta dell'impianto
Cabine PS:	n.13 distribuite nell'area del campo fotovoltaico
Posizione cabina elettrica di interfaccia:	n.1 in campo
Rete di collegamento:	Alta Tensione – 36 kV sino alla SE "Ittiri" di futuro ampliamento
Coordinate:	40° 34' 35.64" N 8° 37' 22.51" E Altitudine media 610 m s.l.m.

2. STATO DI FATTO

2.1 LOCALIZZAZIONE IMPIANTO

Il progetto in esame è ubicato nel territorio comunale di Bessude (SS) a 8 km a ovest dalla stessa città e a 24 km dal mare.

L'area deputata all'installazione degli impianti fotovoltaici dista dalla SS131bis circa 2,3 km e dalla SP28 circa 4 km. Quest'area in oggetto risulta essere adatta allo scopo avendo una buona esposizione ed essendo raggiungibile ed accessibile attraverso le vie di comunicazione esistenti.

L'area è ubicata sulla sommità del rilievo di Monte Cheia, un altopiano vulcanico allungato secondo NS che culmina nei 638 m di Monte Cheia che domina la vallata del Lago Bidighinzu prodotto dallo sbarramento dell'omonimo Rio.

L'uso del suolo è caratterizzato dal pascolo naturale non irriguo a servizio dell'allevamento estensivo di ovini. Gli unici fabbricati presenti sono costituiti da un capannone utilizzato come sala mungitura e una piccola casa appoggio.

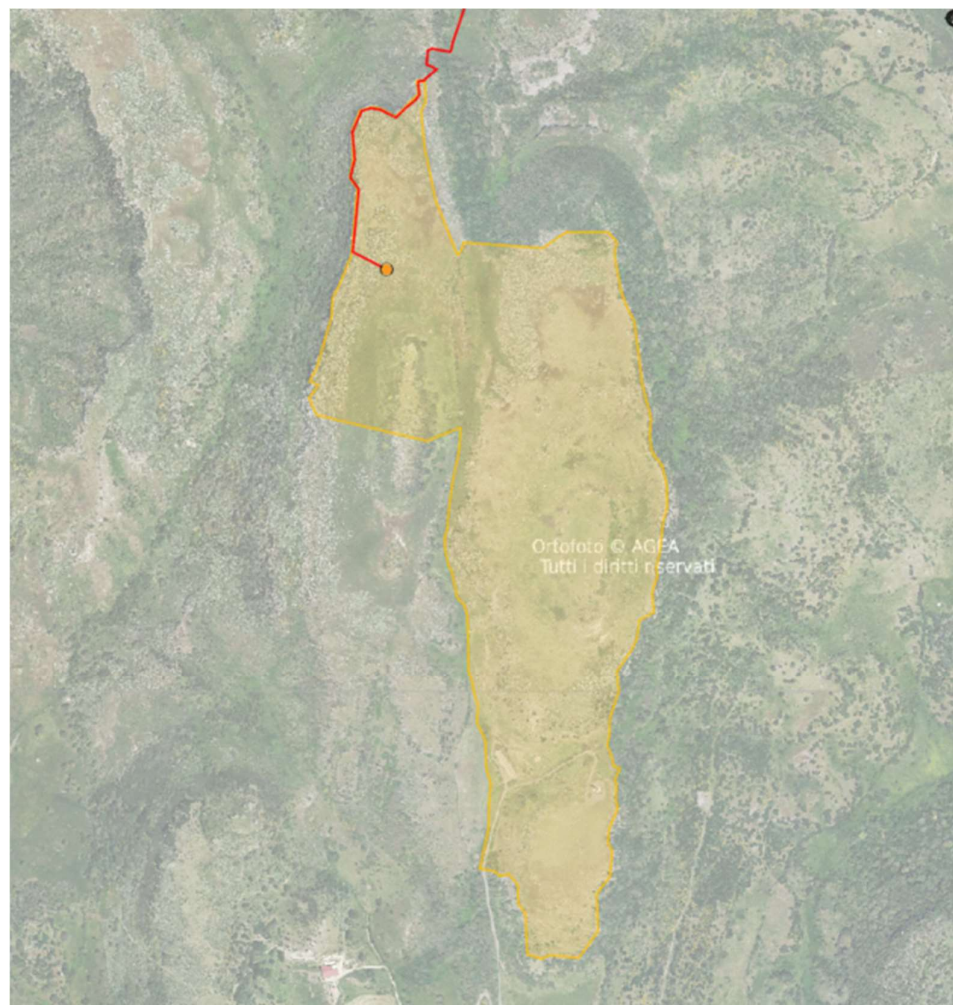


Figura 2.1: Area di impianto

L'area sede dell'impianto fotovoltaico, di potenza nominale di 29 MWp risulta essere pari ad oltre 56,4 ha di cui circa 36 ha utili per l'installazione del campo fotovoltaico, ove saranno installate altresì le Power Station (o cabine di campo) che avranno la funzione di elevare la tensione da bassa (BT) a media (MT) e una cabina di interfaccia che avranno la funzione di elevare la tensione da media (MT) ad alta media (AT). La connessione dell'impianto all'area SSE avverrà, quindi, mediante cavo interrato AT che si estenderà per un percorso di circa 5 km, dei quali circa 4 lungo la viabilità pubblica, e 1 su proprietà private. L'allaccio alla stazione elettrica in ampliamento alla centrale elettrica di Terna "Ittiri" avverrà mediante cavo interrato AT a 36 kV.

Le coordinate del sito sono:

- 40° 34' 35.64" N
- 8° 37' 22.51" E

La rete stradale che interessa l'area di impianto è costituita da:

- SS131bis "Carlo Felice" che si estende a ca 3 km a nord est dell'impianto;
- SP28bis che si estende a ca. 2 km ad ovest dell'impianto;
- Strada locale che si estende a sud dell'impianto e si raccorda con SP28bis a ovest e con SS131bis ad est

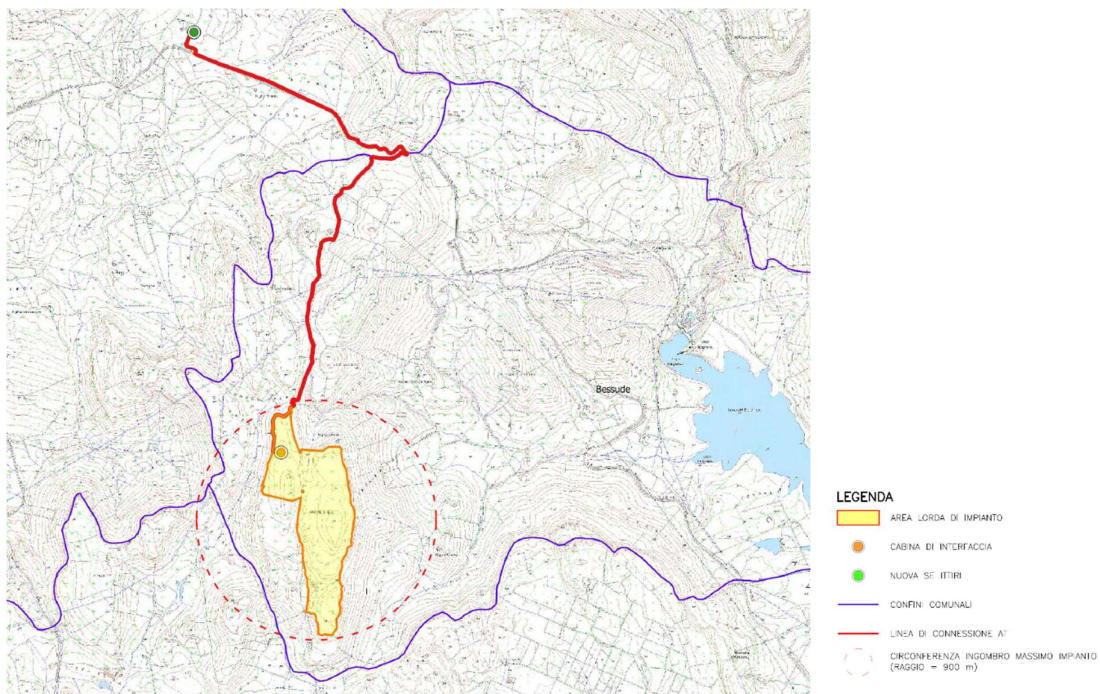


Figura 2.2: Localizzazione dell'area impianto e connessione

Le aree scelte per l'installazione dell'impianto Fotovoltaico sono interamente contenute all'interno di aree di proprietà privata; per tali aree TEP Renewables ha stipulato con i proprietari un contratto preliminare di acquisto "Rif. 21-00013-IT-BESSUDE_PG_R05_Rev0_Piano particellare e disponibilità giuridica".

Il sito risulta essere adatta allo scopo presentando una buona esposizione ed è accessibile attraverso le vie di comunicazione esistenti.

Attraverso la valutazione delle ombre si è cercato minimizzare e ove possibile eliminare l'effetto di ombreggiamento, così da garantire una perdita pressoché nulla del rendimento annuo in termini di produttività dell'impianto fotovoltaico in oggetto.

2.1.1 Inquadramento catastale impianto

In riferimento al Catasto Terreni del Comune di Bessude (SS), l'impianto occupa le aree di cui al Foglio 19 sulle particelle indicate nella tabella seguente:

FOGLIO	PARTICELLA
19	61, 63

Per il dettaglio si rimanda all'elaborato "Rif. 21-00013-IT-BESSUDE_PG_T08_Rev0_Inquadramento Catastale", di cui viene riportato un estratto nella figura seguente:

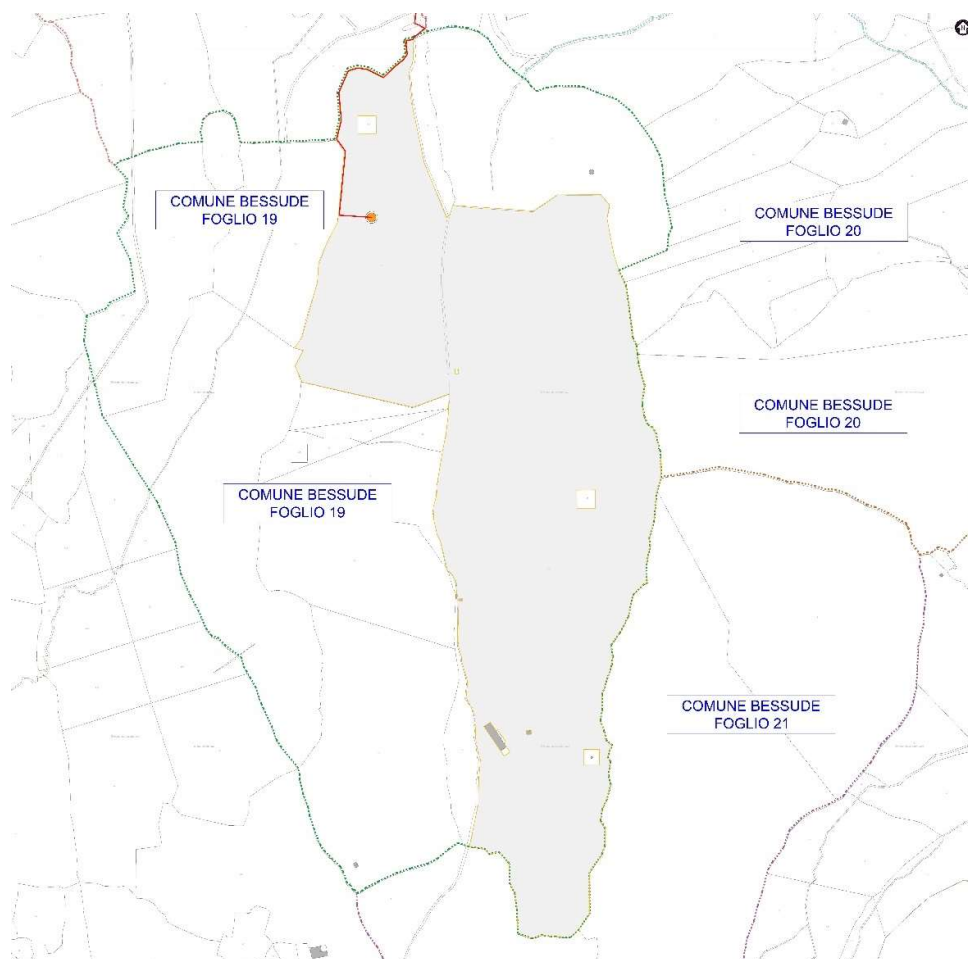


Figura 2.3: Inquadramento catastale area di impianto

2.1.2 Inquadramento urbanistico territoriale e vincoli

Lo studio urbanistico è stato redatto analizzando il rapporto del progetto in esame con gli strumenti normativi e di pianificazione vigenti, riportati in dettaglio dell'elaborato Rif. "21-00007-IT-FERRARA_SA_R01_Rev0_Studio di inserimento urbanistico".

Secondo la cartografica del PUP-PTC (Mosaico degli strumenti urbanistici), l'area dell'impianto e del cavidotto interrato, nonché della nuova SE "Ittiri" risultano in zona E "agricola". I vincoli emergenti dal PAI (aree in pericolosità da frana) e dal PPR (fascia di rispetto da corsi d'acqua) rimangono escluse dell'area netta dell'impianto

2.2 DATI AMBIENTALI

2.2.1 *Caratterizzazione meteorologica alla scala vasta e alla scala locale*

Il clima della Sardegna è prevalentemente mediterraneo, fanno eccezione solo alcune zone interne tipo altopiani e vallate in cui il clima è più continentale, in virtù anche della maggiore lontananza dal mare. Il clima è nel complesso mite, anche se durante l'anno si possono registrare temperature massime di 40°C o minime di alcuni gradi sotto lo zero. Questi picchi di temperatura si registrano soprattutto nelle zone interne; lungo la costa, infatti, la presenza del mare influenza le temperature, mitigando il clima e rendendo gli sbalzi di temperatura meno drastici. Durante la stagione estiva le temperature più alte si raggiungono con l'arrivo dell'anticiclone subtropicale africano, mentre in inverno il freddo arriva con le correnti di origine artica e russo-siberiana.

Le precipitazioni sono di modesta entità lungo le coste, con medie comprese tra i 400 mm (costa meridionale) e i 500–600 mm annui; nell'estremo sud-est nella stazione AM di Capo Carbonara si registra il valore meno piovoso in Italia, con una media di 266 mm annui. Nelle aree più interne la piovosità media è di 700–800 mm. In prossimità dei rilievi montuosi si registrano i maggiori valori pluviometrici che raggiungono e superano i 1000 mm annui e con locali picchi superiori ai 1300–1400 mm nelle zone collinari e montuose a ridosso dei rilievi orientali dell'isola. Le zone più interessate dalle precipitazioni sono quelle occidentali, perché sono quelle direttamente esposte alle correnti umide di origine atlantica che accompagnano le perturbazioni. Le zone orientali, trovandosi sottovento a questo tipo di correnti a causa dell'orografia, sono soggette a una frequenza minore di precipitazioni. Tuttavia, a differenza della zona occidentale, si possono verificare giornate di fortissime piogge, con accumuli di centinaia di millimetri in 24 ore. Le precipitazioni si concentrano nelle stagioni tra ottobre e aprile, mentre tra maggio e settembre si estende la stagione secca.

Nelle zone montuose della Sardegna, dove le temperature possono raggiungere anche diversi gradi sotto lo zero, spesso si possono verificare nevicate. A quote superiori ai 1000 m le nevicate possono essere anche particolarmente abbondanti. La zona più nevosa è il massiccio del Gennargentu, dove il manto bianco può perdurare anche per diversi mesi.

La Sardegna è una regione molto ventosa. I venti principali che interessano l'isola sono: il Maestrale e il Ponente. Il Maestrale d'inverno è un vento molto forte e freddo che può causare mareggiate, è portatore di piogge e temporali, mentre d'estate mitiga la temperatura anche se nella costa est, e nel Cagliariitano, a causa della sua velocità può provocare danni all'agricoltura e favorire la propagazione di incendi. Un altro vento che interessa la Sardegna è lo Scirocco, che non di rado rende i cieli lattiginosi, a causa del pulviscolo proveniente dal deserto del Sahara.

L'area oggetto di studio si colloca nella in una zona interna alla Sardegna. In dettaglio, ai fini della descrizione meteorologica dell'area di studio sono stati presi a riferimento, salvo dove specificato diversamente, i dati relativi all'annata ottobre 2019 settembre 2020, rispetto ai principali parametri meteorologici e climatici:

- Temperatura;

- Precipitazioni;
- Radiazione solare;
- Umidità relativa
- L'eliofania
- Il vento

2.2.2 Temperature

L'analisi delle temperature in questo studio interessa l'annata compresa tra ottobre 2019 e settembre 2020, e si basa sul report: "Analisi agrometeorologica e climatologica della Sardegna- Analisi delle condizioni metereologiche e conseguenza sul territorio regionale nel periodo ottobre 2019-settembre 2020" redatta da ARPAS. L'analisi della distribuzione spaziale delle temperature si basa sulle stazioni della Rete Unica Regionale di Monitoraggio Ambientale e della Rete Fiduciaria di Protezione Civile

In Figura 2.4 è rappresentata la mappa dei valori annuali minimi di Temperatura, tratta dal report di ARPAS. L'immagine mostra che le temperature minime del 2019-2020 vanno dai 4-6°C sul monte Gennargentu, sino ai 12-14°C nelle zone costiere. Il mese più freddo registrato in Sardegna è stato gennaio 2020, caratterizzato da una media di valori minimi giornalieri compresa tra -1 delle vette del Gennargentu sino ai +8°C lungo le coste.

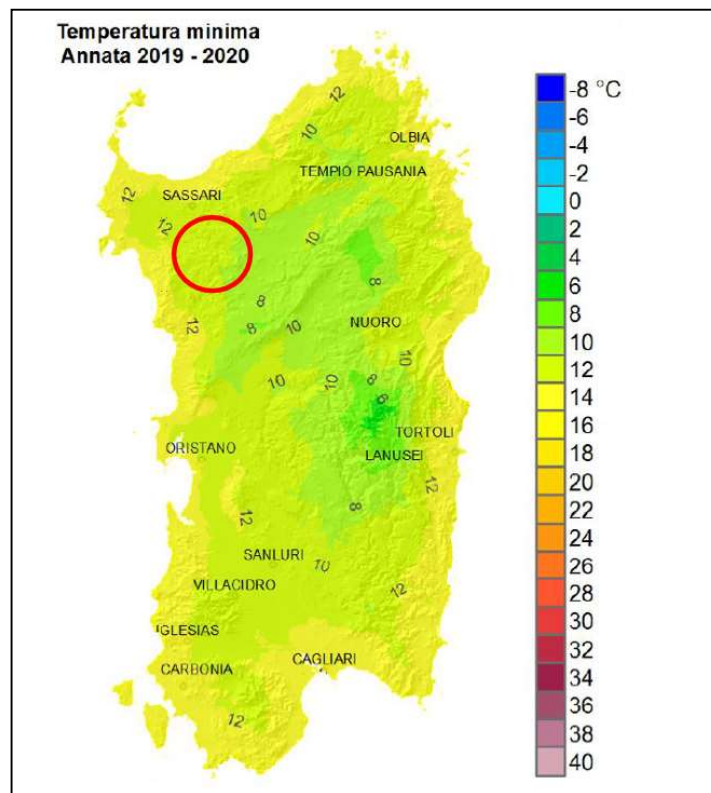


Figura 2.4: Individuazione dell'area di studio (cerchiato in rosso) rispetto alla Mappa Temperatura minime annata 2019-2020 (fonte: ARPAS)

La temperatura media minima registrata nell'area di interesse, cerchiata in rosso, nell'annata 2019-2020 risulta intorno ai 10-12°C.

In Figura 2.5 è rappresentata la mappa dei valori annuali massimi di Temperatura, tratta dal report di ARPAS. L'immagine mostra che le temperature medie massime dell'annata 2019-2020 vanno dai circa 14-16°C delle vette del Gennargentu, sino ai 24-26°C registrate presso la piana di Ottana, nel Campidano e in alcune zone del Sulcis. Nelle zone di pianura e nella fascia costiera le temperature si attestano intorno ai 22-24°C, a mano a mano che si sale di quota, invece, le temperature tendono a diminuire; nelle zone collinari e di montagna le temperature si attestano intorno ai 18-20°C, sino ad abbassarsi ai valori minimi registrati in Gennargentu. Il mese più caldo registrato in Sardegna è stato agosto 2020, caratterizzato da una media di valori massimi giornalieri compresa tra 26-28°C delle vette principale sino ai 34-36°C nelle pianure e nelle vallate interne. Lungo le coste i valori registrati sono stati di 30-34°C.

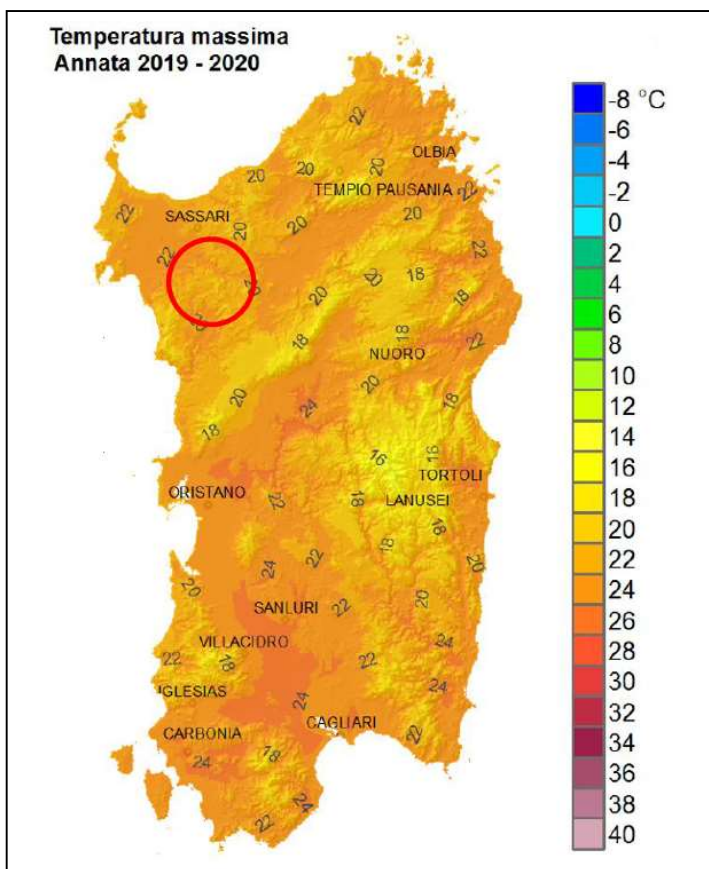


Figura 2.5: Individuazione dell'area di studio (cerchiata in rosso) rispetto alla Mappa della Temperatura massima dell'annata 2019-2020 (fonte: ARPAS)

La temperatura media massima registrata nell'area di interesse, cerchiata in rosso, nell'annata 2019-2020 risulta intorno ai 20-22°C

2.2.3 Precipitazioni

Precipitazioni pluviometriche

In Figura 2.6 è rappresentata la mappa delle precipitazioni cumulate nell'annata 2019-2020. L'immagine mostra che le altezze variano dai 500 mm scarsi del Campidano e di alcune ristrette aree della costa orientale, agli oltre 1400 mm registrati sulle vette del Gennargentu e del Montiferru. La

media dell'isola si attesta sui 700 mm di precipitazioni complessive cumulate. Sono valori che nel complesso si collocano lievemente al di sopra della precipitazione tipica dell'isola; in media in Sardegna nell'annata tra ottobre 2019 e settembre 2020 ha piovuto il 14% in più del normale.

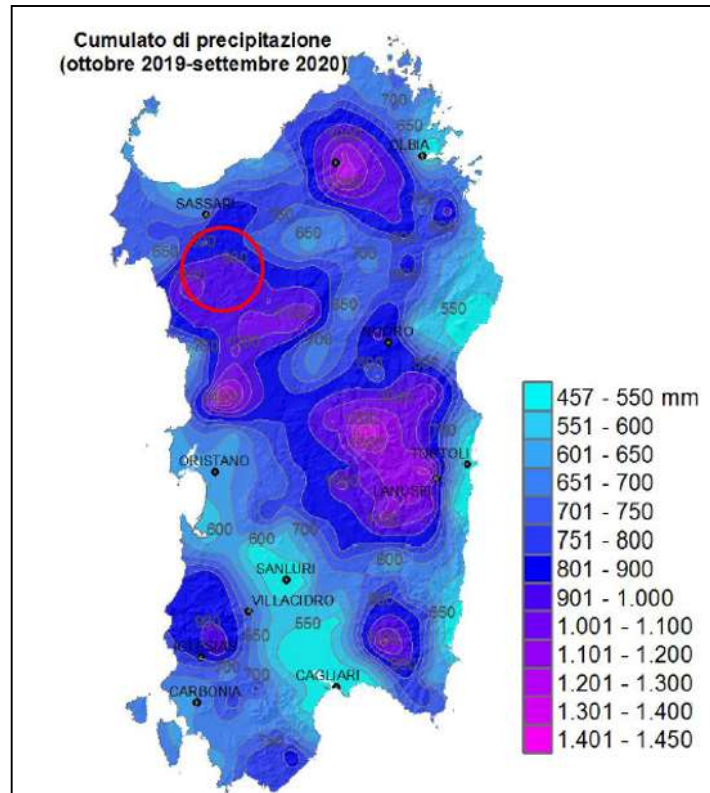


Figura 2.6: Individuazione dell'area di studio (cerchiata in rosso) rispetto alla mappa Precipitazione cumulata dell'annata 2019-2020 (fonte: ARPAS)

Nell'annata 2019-2020 nell'area di studio, cerchiata in rosso, si registra un valore di precipitazione cumulata intorno a 907-1100 mm.

In Figura 2.7 è rappresentata la distribuzione spaziale dei giorni piovosi in Sardegna. L'immagine mostra una netta divisione tra le aree costiere, che tipicamente si attestano intorno a un valore di 60-70 gg di pioggia e le aree interne in cui i giorni piovosi sono tipicamente 80. Gli estremi vanno dai 45 gg di Dorgali Cala Gonone, fino ai 96 gg di Santu Lussurgiu Badde Urbana. La correlazione con i cumulati totali della Figura 2.6 è evidente, ed indicativa dell'assenza di eventi precipitativi estremi nel corso dell'annata.

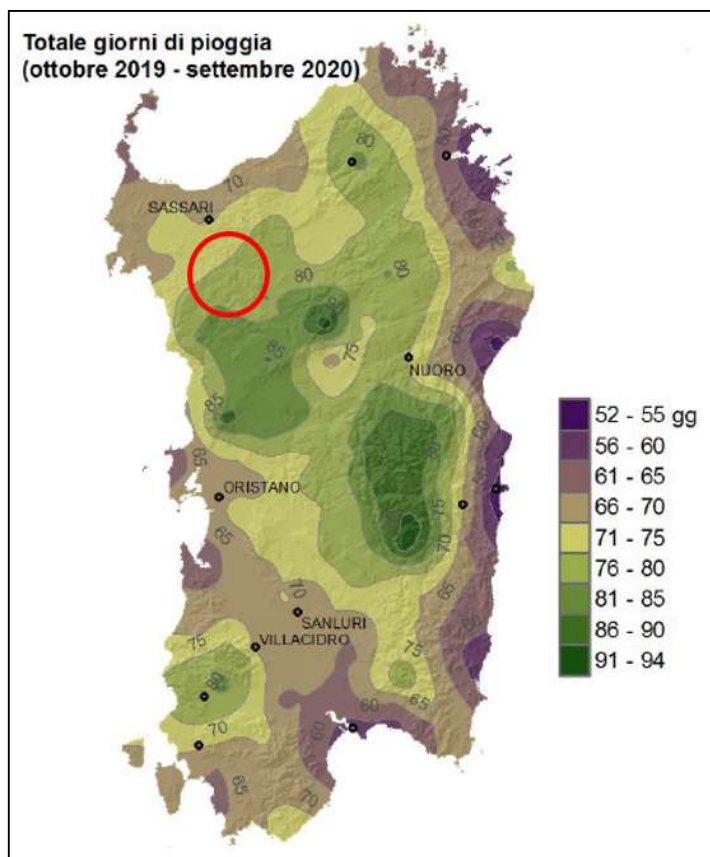


Figura 2.7: Individuazione dell'area di studio (cerchiato in rosso) rispetto alla mappa dei giorni totali di pioggia nell'annata 2019-2020 (fonte:ARPAS)

Nel 2020 nell'area di studio, cerchiata in rosso, il numero di giorni piovosi registrati è compreso tra i 71 e gli 80 gg.

Precipitazioni nevose

Nel corso dell'annata 2019-2020 le precipitazioni nevose in Sardegna sono state rare. I pochi episodi di precipitazione nevosa che si sono verificati sono stati deboli e isolati e generalmente sono avvenuti ad alte quote. In totale in Sardegna si sono registrate solo 4 giornate di neve: uno a dicembre e uno a febbraio sopra i 1500 metri e due a marzo sopra i 1500 e i 1200 metri rispettivamente. In Figura 2.8 sono riportati i giorni di copertura nevosa sulla base delle informazioni estratte dalle immagini del satellite MSG nel quadrimestre dicembre 2019-marzo 2020. Dall'immagine si nota che non ci sono stati rilevamenti di manto nevoso nel periodo analizzato, questo è causato dalla presenza di nuvolosità e dal fatto che la neve si è sciolta in breve tempo, prima della schiarita del cielo.

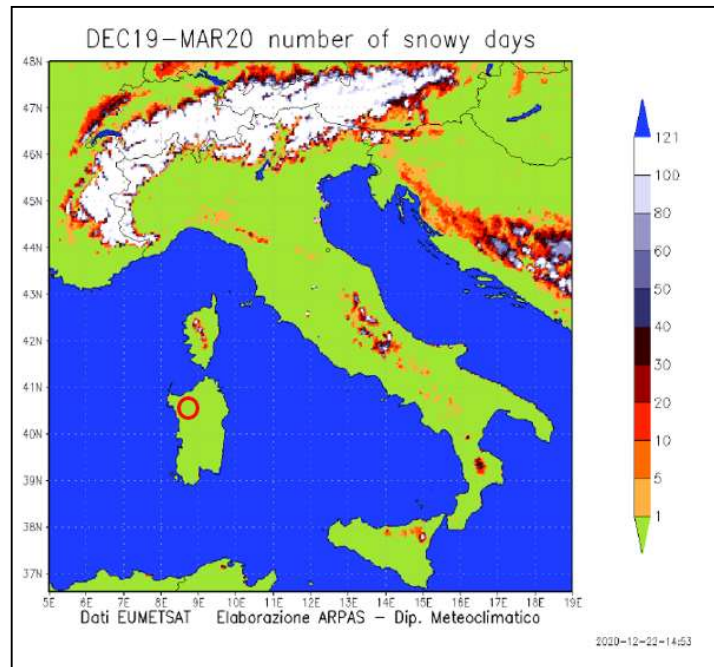


Figura 2.8: Numero di giorni con copertura nevosa sulla base delle informazioni estratte dalle immagini del satellite MSG: quadrimestre dicembre 2019- marzo 2020 (fonte: ARPAS)

2.2.4 Radiazione solare

In Figura 2.9 si riporta una mappa tratta dal portale sunRiSE, strumento che mette a disposizione dati meteorologici di interesse per la produzione da fonte rinnovabile solare ed eolica. In dettaglio, tale mappa restituisce l'Energia Cumulata annuale che è il valore dell'energia al suolo sul piano orizzontale cumulata sull'intero anno, in questo caso è riferita al 2021.

I dati sono derivano dalla banca dati RADSAF che, sviluppata da RSE, è l'archivio dell'irradianza globale al suolo stimata su piano orizzontale, su tutto il territorio italiano dal 2005 ad oggi.

Come si evince dalla figura sotto, l'area di interesse nel 2020 presenta un valore di Energia cumulata annuale compreso tra 1500 e 1600 kWh/mq.



Figura 2.9: Individuazione dell'area di studio (cerchiato in rosso) rispetto alla Mappa Energia cumulata annuale nel 2021 (fonte: portale sunRISE)

2.2.5 Umidità relativa

Per l'analisi dell'umidità, vento, ed eliofanìa, poiché non è stato possibile recuperare dati più recenti e aggiornati, si utilizzano i dati storici relativi al periodo 1951-1993 riportati sul sito dell'ARPAS. Per lo studio dell'umidità sono state utilizzate dodici stazioni dell'Aeronautica Militare e due dell'Università di Sassari, distribuite in modo da coprire efficacemente tutto il territorio sardo. In Figura 2.10 è riportato il grafico dell'umidità relativa minima. L'analisi fatta durante i mesi dell'anno mostra che l'umidità relativa diminuisce gradualmente da ovest ad est nei mesi piovosi, eccetto sul massiccio di Gennargentu. La costa orientale, come detto precedentemente, si trova sottovento a causa dell'orografia (la posizione dei massicci crea in alcune zone l'effetto Foehn) e per questo motivo è soggetta a meno giorni di pioggia; quanto detto viene confermato anche dalla Figura 2.7, dove si nota che lungo la costa orientale i giorni di pioggia sono pochi, e comunque minori rispetto a quelli della costa occidentale.

Rispetto a quanto detto l'area di studio presenta un'umidità relativa minima compresa in un intervallo tra il 50 e 55%.

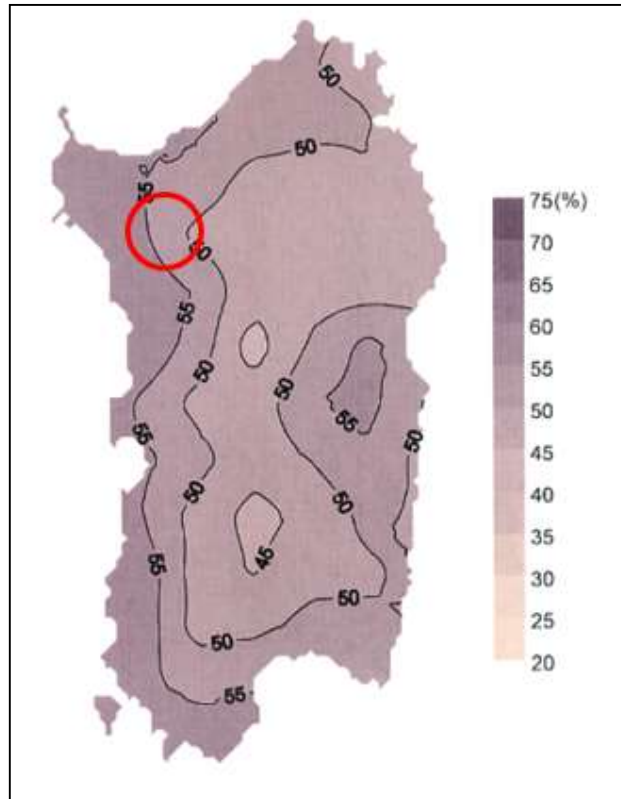


Figura 2.10: Individuazione dell'area di studio (cerchiato in rosso) rispetto alla Mappa dell'umidità relativa minima annuale nel periodo 1951-1993 (fonte: portale ARPAS)

In Figura 2.11 è riportata la rappresentazione dell'umidità relativa massima, ovvero la massima umidità assoluta possibile a una determinata temperatura.

L'umidità relativa massima è massima nella parte orientale, dove le precipitazioni sono minime, e diminuisce andando da est a ovest, dove le precipitazioni sono più frequenti.

Rispetto a quanto detto l'area di studio presenta un'umidità relativa massima compresa in un intervallo tra l'85 e 95%.

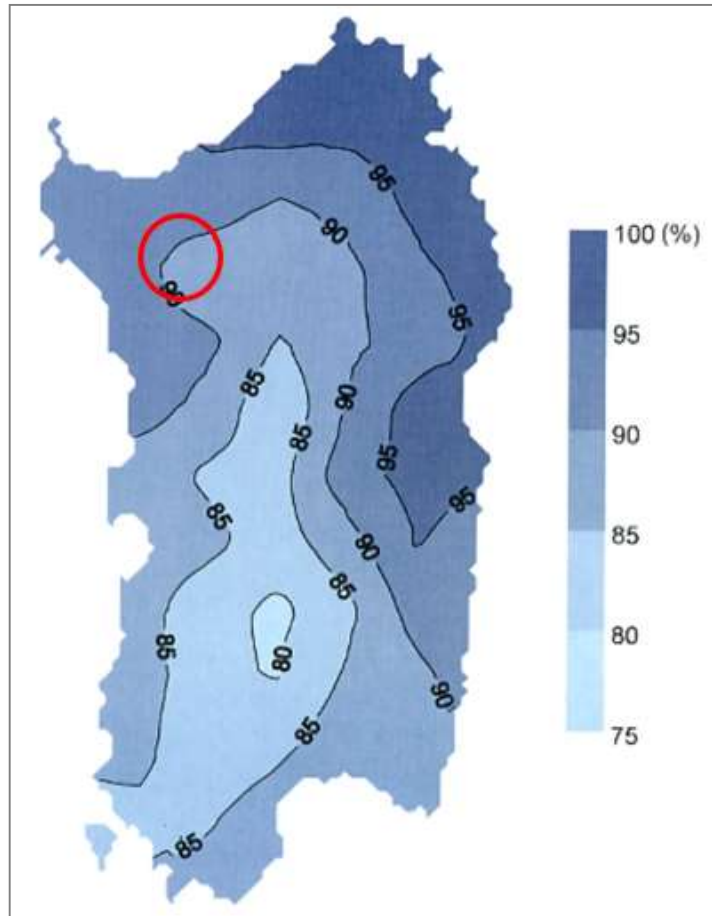


Figura 2.11: Individuazione dell'area di studio (cerchiato in rosso) rispetto alla Mappa dell'umidità relativa massima annuale nel periodo 1951-1993 (fonte: portale ARPAS)

2.2.6 Eliofoania

L'eliofoania rappresenta il numero di ore di insolazione nell'arco della giornata. Per l'analisi dell'eliofoania vengono utilizzate in tutta l'isola le seguenti tre stazioni rappresentative dell'intero territorio sardo e, dunque, anche dell'area di studio: Elmas, Alghero e Santa Lucia. L'eliofoania dipende esclusivamente da due fattori: la lunghezza del giorno e la copertura nuvolosa.

Di seguito è rappresentato il grafico i valori medi dell'eliofoania registrati nelle tre stazioni sarde.

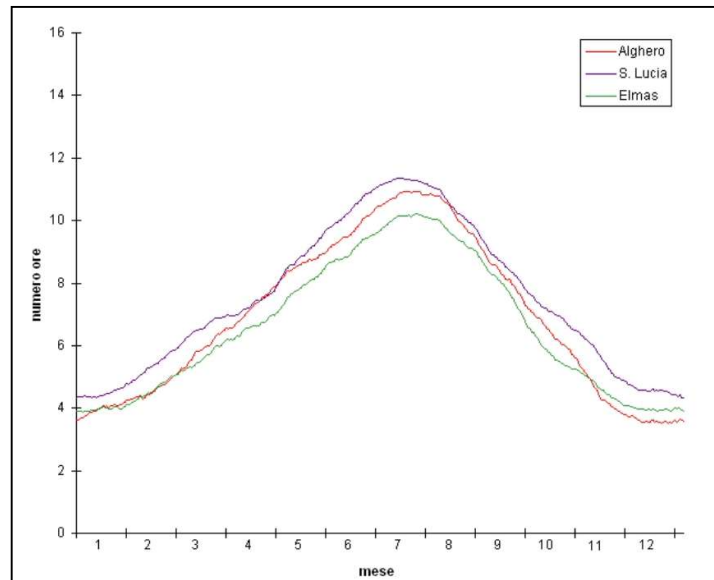


Figura 2.12: grafico dei valori medi di eliofania misurata nelle tre stazioni nel periodo 1951-1993 (fonte: portale ARPAS)

Dal grafico si nota che tutte e tre le stazioni presentano più o meno gli stessi valori di eliofania, le leggere differenze presenti, si possono ricondurre ad errori strumentali o alla posizione della stazione stessa, la presenza di un ostacolo lungo la proiezione del percorso della luce solare può inficiare la misura. Dal grafico si vede che i mesi in cui si registra il picco di eliofania, sono i mesi estivi: giugno, luglio, agosto. Nei mesi estivi la copertura è minima e l'eliofania massima, mentre nei mesi invernali, novembre, dicembre, gennaio, febbraio, i valori di eliofania sono minimi. Questo può dipendere da due fattori: il fatto che i giorni siano più corti e che la copertura nuvolosa sia più frequente rispetto ai mesi estivi.

2.2.7 Venti

Di seguito viene riportata una cartina che mostra la collocazione delle stazioni metereologiche, appartenenti all'aeronautica militare, utilizzate per la caratterizzazione del vento.

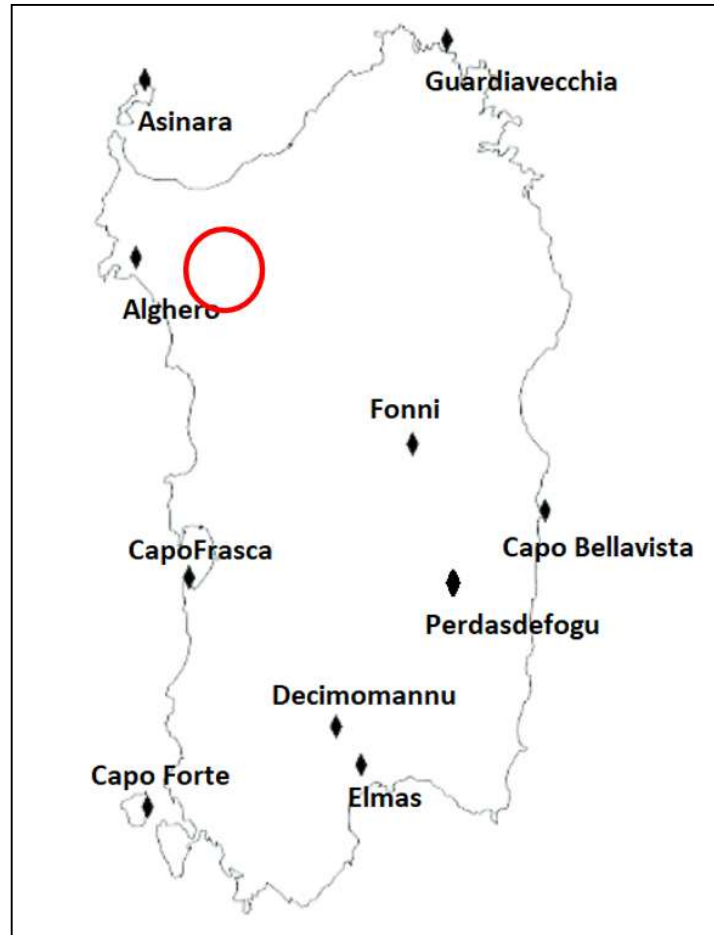


Figura 2.13: Individuazione dell'area di studio (cerchiata in rosso) rispetto alla mappa delle stazioni dell'Aeronautica militare utilizzate per la misura del vento (fonte: portale ARPAS)

Le stazioni più prossime all'area di studio (cerchiata in rosso) sono le stazioni di Alghero, Fonni, e Asinara. Nell'analisi del vento si prenderanno in considerazione solo i valori misurati in queste tre stazioni.

In Figura 2.14 sono riportate le percentuali (calcolate sulla totalità dei dati disponibili negli anni 1951-1993), le direzioni dei venti massimi misurati nel corso delle 24 ore.

Nelle stazioni prese in considerazione il vento che soffia più frequentemente è il vento proveniente da ovest, ovvero il Ponente. In tutte le stazioni considerate, ma in generale in tutte le stazioni presenti sul territorio sardo, i giorni in cui sono presenti calme di vento, sono estremamente rari, da questo si deduce che la Sardegna è una regione molto ventosa, e che nell'area di studio interessata il vento che soffia con maggiore frequenza, e il vento proveniente da ovest, ovvero il Ponente. Questo è in accordo con quanto detto all'inizio; infatti, nell'isola i due venti prevalenti sono il Ponente e il Maestrale. L'intensità con cui questi venti soffiano è generalmente forte, le velocità solitamente sono $v > 13.5$ m/s.

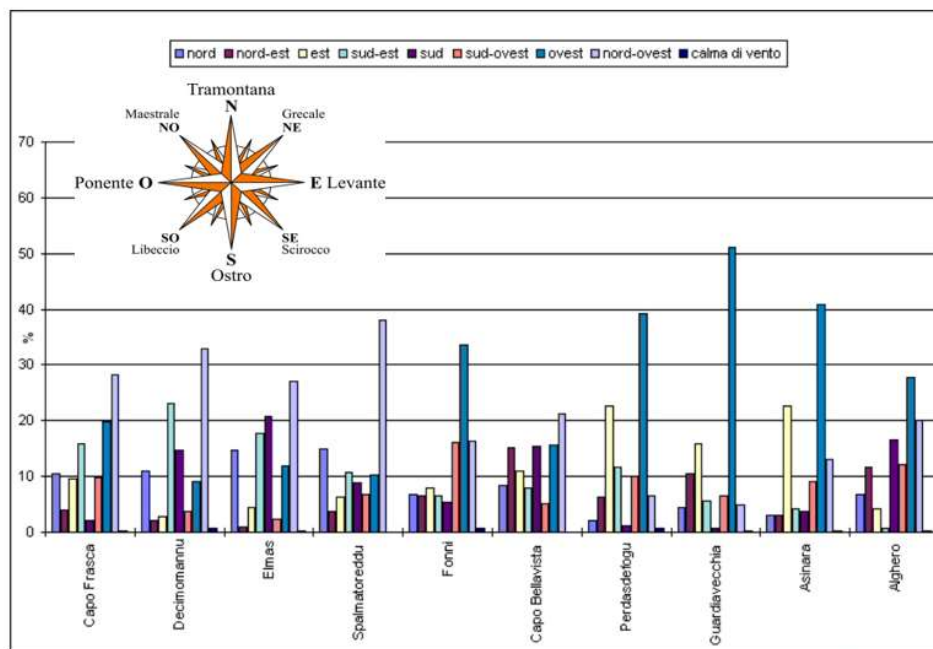


Figura 2.14: Grafico che riporta la percentuale (dei dati raccolti tra 1951-1993) del vento di maggiore intensità misurato nell'arco di 24 H (fonte: portale ARPAS)

2.3 MORFOLOGIA, IDROGRAFIA E RILIEVO TOPOGRAFICO DEL SITO

2.3.1 Morfologia generale

La morfologia sarda si presenta alquanto varia, che si compone di rilievi tipicamente montuosi, di altopiani, pianori, colline e pianure alluvionali, cui si intercalano ampie vallate di origine tettonica e valli d'erosione strette, profondamente incassate, d'aspetto assai giovanile, come quelle del Flumendosa, del Flumineddu e in alcuni tratti anche del Temo e del Tirso.

Fra i rilievi montuosi principali, la maggior parte deve la sua origine ad un sollevamento generale in epoca terziaria del basamento granitico metamorfico paleozoico ed al successivo modellamento per processi erosivi, come il Gennargentu, la massima altitudine dell'Isola (m 1.834), il Limbara, il M.te Linas, i monti del Sulcis e di tutta la Sardegna sud-orientale; altri rappresentano lembi residui delle coperture sedimentarie mesozoiche e terziarie sollevate insieme col basamento (Supramonte, M.te Albo, Sarcidano e Tacchi); altri ancora, invece, come ad esempio il Montiferru, il M.te Arci e tanti rilievi minori del Logudoro, area all'interno della quale si colloca il sito di intervento, conservano anche se parzialmente l'originaria conformazione vulcanica. Di fatti, la morfologia dei rilievi trova riscontro spesso anche nella composizione litologica: nell'area del Logudoro le formazioni vulcaniche danno luogo con le loro colate sovrapposte ad altopiani, pianori e potenti gradinate leggermente inclinate. Qui, inoltre, i calcari e le dolomie del Cambriano, del Devonico, del Mesozoico e del Terziario presentano manifestazioni carsiche rappresentate da corsi d'acqua sotterranei, oltre a cavità di interesse preistorico come un po' ovunque in tutta l'isola.

L'area vasta all'interno della quale ricade il progetto si presenta come un'alternanza di rilievi vulcanici, dalla forma conica e smussata in cima, da colline tronco-coniche, vaste aree ondulate, modellate nei sedimenti miocenici, separati da numerose valli tortuose e strette e vaste conche di erosione pianeggianti.

L'area di studio, ubicata quasi interamente all'interno del comune di Bessude e ricadente solamente per una porzione del cavo di connessione nel comune di Ittiri, risulta caratterizzata da depositi vulcanici stratificati di tipo ignimbrico, costituiti da litotipi saldati in giacitura sub-orizzontale che vanno a costituire una conformazione di altopiano delimitato da cornici rocciose con altezze nell'ordine di 10 m. La morfologia interna all'altopiano è sub pianeggiante con la presenza di due piccoli pianori a quote leggermente più elevate presenti sul lato est e sul lato ovest dell'area ed altre cornici secondarie di modesta altezza. I fronti rocciosi esposti che delimitano l'area, anche se non direttamente interessati dai lavori, presentano un'elevata instabilità geomorfologica messa in evidenza dal PAI (Variante Generale del Bacino Unico della Sardegna (Sub-bacino 3: Coghinas-Mannu-Temo) approvata dall'Autorità di Bacino in data 16/07/2015) che assegna a tutte le aree di cornice una pericolosità geomorfologica di pericolosità elevata Hg3.

L'area sulla quale verrà installato il campo fotovoltaico presenta quote comprese tra 570 m s.l.m. e 628 m s.l.m.

Per quanto riguarda le acque superficiali la rete di drenaggio è molto povera, sono solo presenti due modesti compluvi che drenano le acque provenienti dall'altopiano.

2.3.2 Rilievo topografico

La campagna investigativa topografica e fotogrammetrica ha interessato tutta l'area di progetto in modo completo e dettagliato attraverso l'uso di un drone e una stazione totale a terra. Con questi dati è stato possibile predisporre un Modello Digitale del Terreno (DTM) tarato con i modelli digitali del terreno forniti dalla Regione Sardegna.

2.3.2.1 Modello digitale del terreno – Regione Sardegna

Attraverso la fonte ufficiale del Geoportale della Regione Sardegna è stato ottenuto il modello digitale del terreno con una risoluzione spaziale 5 x 5 metri di tutta l'area di progetto.

2.3.2.2 Modello digitale del terreno e della superficie - Regione Sardegna

Il LIDAR è un sensore Laser, che rileva la distanza relativa tra il target e il sensore, in abbinamento con una piattaforma IMU (GPS+INS) che permette la georeferenziazione 3D dei suddetti punti.

Scansionando la superficie, viene creata una nuvola di punti che discriminano i punti relativi al terreno (DTM) e quelli relativi agli "oggetti" presenti sul terreno (DSM).

Misurando la coltre vegetativa, penetrando fino al suolo, si ottengono informazioni sul terreno e sulle quote, con un'accuratezza centimetrica. I prodotti ottenuti dai rilievi LIDAR forniscono le informazioni fondamentali per rappresentare puntualmente la morfologia delle aree di pericolosità idrogeologica.

Costituiscono quindi un supporto basilare per le attività di modellazione idraulica, per la perimetrazione delle aree di potenziale esondazione dei principali corsi d'acqua, e per la modellazione idrologica e di individuazione delle aree maggiormente esposte a pericolo in caso di eventi alluvionali.

La densità dei punti del rilievo è superiore a 1,5 punti per mq, se ne deduce che l'applicazione di detti rilievi per la difesa del suolo è molteplice. Il DTM presenta un'accuratezza altimetrica corrispondente

a +/- 1s (scarto quadratico medio), corrispondendo ad un errore inferiore ± 15 cm. Mentre l'accuratezza planimetrica è di 2s cioè l'errore deve essere contenuto entro ± 30 cm.

Nell'ambito del PST (Piano Straordinario di Telerilevamento) il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, nel periodo 2008 – 2009 ha effettuato una campagna di ricognizioni aeree con sensori LiDAR su determinate zone del territorio nazionale (aste fluviali, fascia costiera, zone con particolari criticità o esplicitamente richieste da Regioni o Province).

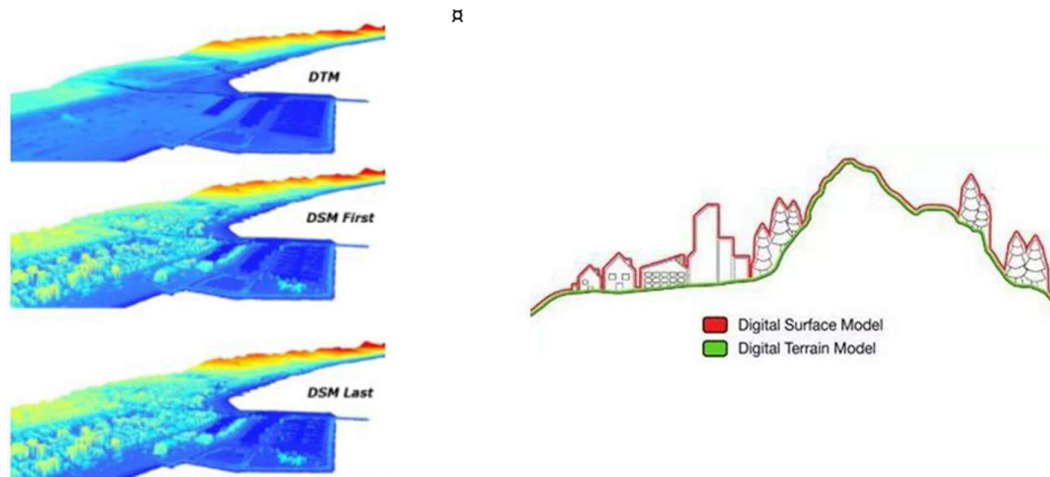


Figura 2.15: Tipologico esemplificativo raffigurante i prodotti Lidar

2.3.2.3 Sintesi dello stato di fatto

Nell'inverno 2022 è stato eseguito un rilievo topografico con GPS al fine di definire l'andamento plano-altimetrico del terreno e la presenza di interferenze nelle aree destinate alla realizzazione del nuovo impianto fotovoltaico.

2.3.2.4 Rilievo Fotogrammetrico con Aeromobile a Pilotaggio Remoto

Nell'inverno 2022 è stato condotto un rilievo fotogrammetrico con Drone per l'acquisizione dei seguenti prodotti

1. Ortomosaico: la generazione di un ortomosaico per ciascuna area operativa con GSD (ground sampling distance) di 1,31 cm/pixel.
2. DSM: Modello digitale della superficie con risoluzione spaziale inferiore al 0,5 metri.
3. DTM: Modello digitale del terreno con risoluzione spaziale inferiore al 0,5 metri.

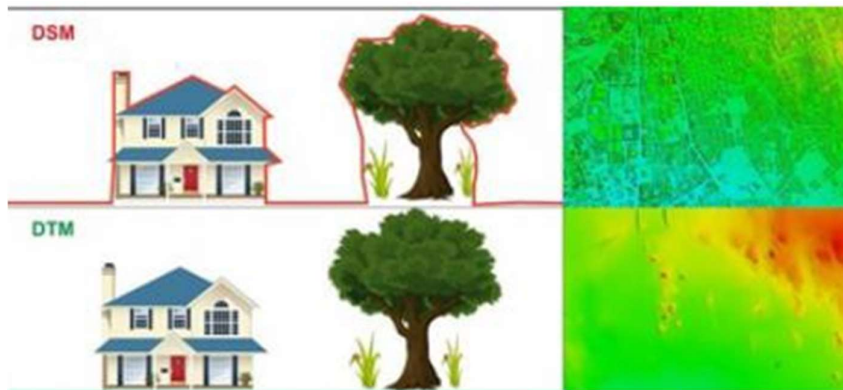


Figura 2.16: Tipologico esemplificativo raffigurante i prodotti fotogrammetrici



Figura 2.17: Rilievo fotogrammetrico

2.3.3 Idrografia

L'idrografia regionale è caratterizzata dalla quasi totale assenza di corsi d'acqua perenni, infatti, i soli fiumi classificati come tali sono costituiti dal Tirso, dal Flumedosa, dal Coghinas, dal Cedrino, dal Liscia e dal Temo, unico navigabile nel tratto terminale. Nel tempo la necessità di reperire risorse idriche superficiali dai corsi d'acqua disponibili ha portato alla costruzione di numerosissimi invasi artificiali che di fatto hanno completamente modificato il regime idrografico, tanto che anche i fiumi succitati, a valle degli sbarramenti sono asciutti per lunghi periodi dell'anno. La maggior parte dei corsi d'acqua presenta caratteristiche torrentizie, dovute fondamentalmente alla stretta vicinanza tra i rilievi e la costa, e pendenze elevate nella gran parte del loro percorso, con tratti vallivi, brevi che si sviluppano nei conoidi di deiezione o nelle piane alluvionali. Di conseguenza nelle parti montane si verificano intensi processi erosivi dell'alveo, mentre nei tratti di valle si osservano fenomeni di sovralluvionamento che danno luogo a sezioni poco incise con frequenti fenomeni di instabilità planimetrica anche per portate non particolarmente elevate.

La Sardegna mostra una scarsa presenza di laghi naturali a causa della sua storia geologica poiché non è stata interessata dal periodo glaciale. I laghi della Sardegna sono quasi tutti d'origine artificiale, realizzati per contenere le piene o come serbatoi per irrigare e per produrre energia elettrica. L'unico lago naturale in tutta l'isola è il lago Barazza, un lago di modeste dimensioni situato nella Nurra d'Alghero-Sassari ai piedi di un colle. La Sardegna risulta, invece, caratterizzata da tanti stagni costieri e interni.

Con D.G.R. n. 45/57 del 30.10.1990, il Bacino Unico Regionale, appartenente al Distretto idrografico della Sardegna, come si vede dalla figura di seguito, viene suddiviso in sette Sub-Bacini, già individuati nell'ambito del Piano per il Razionale Utilizzo delle Risorse Idriche della Sardegna (Piano Acque) redatto nel 1987, ognuno dei quali caratterizzato da generali omogeneità geomorfologiche, geografiche, idrologiche ma anche da forti differenze di estensione territoriale.

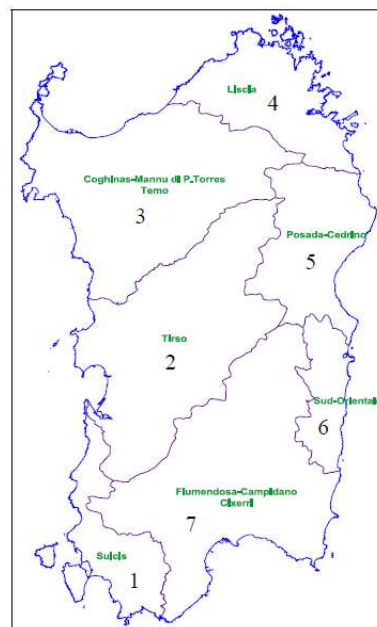


Figura 2.18: Delimitazione dei Sub-bacini Regionali Sardi (fonte: PAI)

L'area di intervento ricade all'interno del *Sub-bacino Coghinas, Mannu di Porto Torres, Temo*, precisamente all'interno di due bacini, quello del fiume Temo e quello del Rio Mannu di Porto Torres. La maggior parte delle opere di progetto ricade all'interno del bacino del Rio Mannu di Porto Torres; in dettaglio, il campo fotovoltaico si colloca a cavallo della linea di spartiacque tra il bacino in parola e il bacino del fiume Temo.

Il Rio Mannu di Porto Torres si estende a nord dell'area di intervento ad oltre 2,5 km dalla stessa (a ca. 5 km dall'area sede del campo fotovoltaico), mentre il fiume Temo si estende a sud-ovest dell'area di intervento dal quale dista oltre 7 km dal punto più prossimo coincidente con l'area sede del campo fotovoltaico. Il Rio Mannu di Porto Torres, che si estende nell'estremità nord-occidentale della Sardegna, nasce dal Monte sa Figu (m 376) in territorio di Siligo, attraversa la Provincia di Sassari e sfocia nel Golfo dell'Asinara presso la spiaggia della Marinella a Porto Torres. È considerato un corso d'acqua naturale di primo ordine in quanto recapita la propria acqua direttamente in mare ed ha un bacino imbrifero con una superficie maggiore di 200 km. Il bacino, inoltre, si estende nell'entroterra per 671,32 kmq. È caratterizzato da un'intensa idrografia dovuta alle varie tipologie rocciose attraversate.

Il fiume Temo nasce con il nome di rio Lacanu a circa 500 m s.l.m. dalle falde del monte Calarighe, in comune di Villanova Monteleone in provincia di Sassari, e ha una portata molto variabile finché non si immette nel lago Temo, dove cambia il suo nome appunto in Temo e presenta deflusso annuo assai più regolare. Successivamente, poco dopo aver attraversato la cittadina di Bosa sfocia nel mar di Sardegna.

La Figura 2.19 restituisce il Reticolo idrografico dell'area di studio che, come si può vedere, non risulta solcata da fiumi o torrenti, ma soltanto corpi idrici minori tra i quali Riu Melas, Riu Badde Mela, Riu Matte de Sa Ua, Riu Tortu, Riu Bidighinzu.

Gli unici elementi idrici che attraversano il sito sede dell'impianto sono due: la porzione nord risulta attraversata da un affluente del Riu su Trainu de Letti che a sua volta riversa le sue acque nel Riu Matte de Sa Ua, mentre la porzione sud risulta solcata da un affluente del Riu Melas. Tuttavia, si fa presente che non tutta l'area di progetto risulta interessata dall'installazione di pannelli fotovoltaici o dalla posa di strutture a corredo e che le porzioni di superficie interessate da questi corpi idrici resteranno per l'appunto al di fuori di esse.

Anche il cavo di connessione interrato durante il suo percorso interseca due elementi idrici: dapprima il Riu Tortu e poi, proseguendo verso la stazione di Terna, un affluente dello stesso.

Si precisa che laddove vi sono interferenze con i corpi idrici sarà utilizzata la tecnologia di posa in opera T.O.C. (Trivellazione Orizzontale Controllata) limitando il più possibile gli scavi e senza alcuna modifica morfologica del contesto.

Si fa, inoltre, notare che ad est dell'area di intervento, sempre nel territorio comunale di Bessude, è presente la diga del Bidighinzu che è uno sbarramento artificiale situato ai piedi del monte Orzastru e che, realizzata per scopi potabili sul rio Bidighinzu, affluente del Rio Mannu di Porto Torres, genera il lago omonimo.

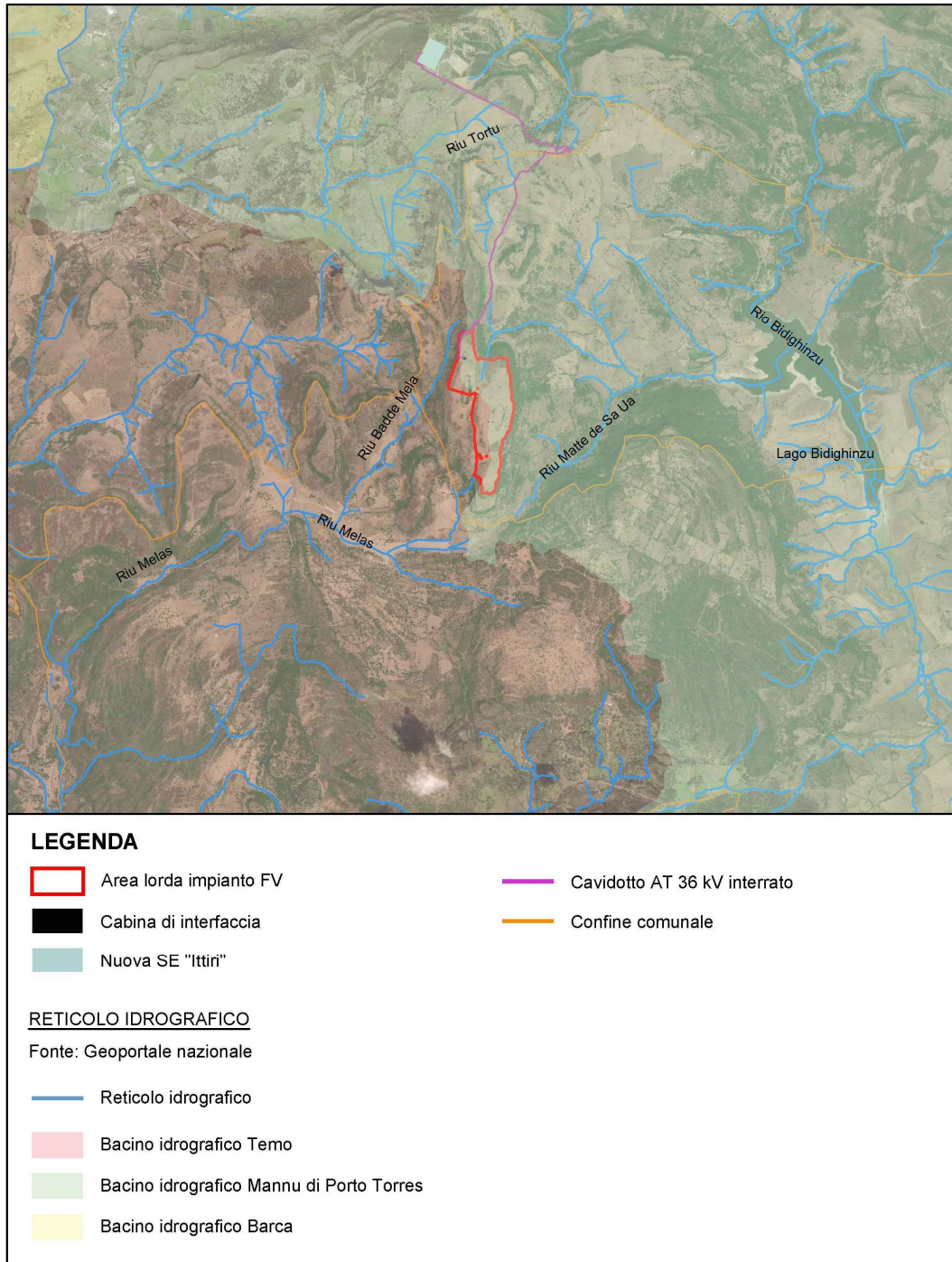


Figura 2.19: Reticolo idrografico (fonte: Geoportale nazionale)

Per quanto riguarda la pericolosità idraulica si fa presente che l'area di studio rimane totalmente estranea alle aree di pericolosità idraulica cartografate dal PAI.

2.4 GEOLOGIA IDROGEOLOGICA GEOTECNICA

L'area in esame si colloca all'interno di una profonda struttura tettonica conosciuta in letteratura come *rift oligo-miocenico sardo*, colmato da una sequenza vulcano-sedimentaria di molte centinaia di metri di spessore; in particolare l'area risulta interamente occupata dai prodotti vulcanici del ciclo calco-alcalino oligo-miocenico costituito da lave e piroclastiti con prodotti di alterazione e coperture quaternarie alluvionali e di versante.

L'area è ubicata alla sommità di uno stretto tavolato ignimbrico che assume una forma di un rettangolo allungato in senso nord-sud con il lato maggiore di poco meno di 2 km di lunghezza ed il lato minore di circa 0,7 km. L'altopiano si sviluppa ad una quota di circa 610-620 m sul livello del mare ed è caratterizzato da marcate cornici rocciose che lo elevano rispetto ai versanti circostanti circondate da depositi di blocchi in frana e detrito di versante. L'altopiano è caratterizzato inoltre da due piccoli pianori sommitali posizionati sul lato ovest e sul lato est, ad una quota intorno a 630 m s.l.m che risultano separati da una larga sella caratterizzata da presenza di argille e ristagno d'acqua.

L'area dell'altopiano mostra in genere pendenze molto modeste inferiori al 10%, anche se sono presenti aree a pendenza superiore (sino al 35%).

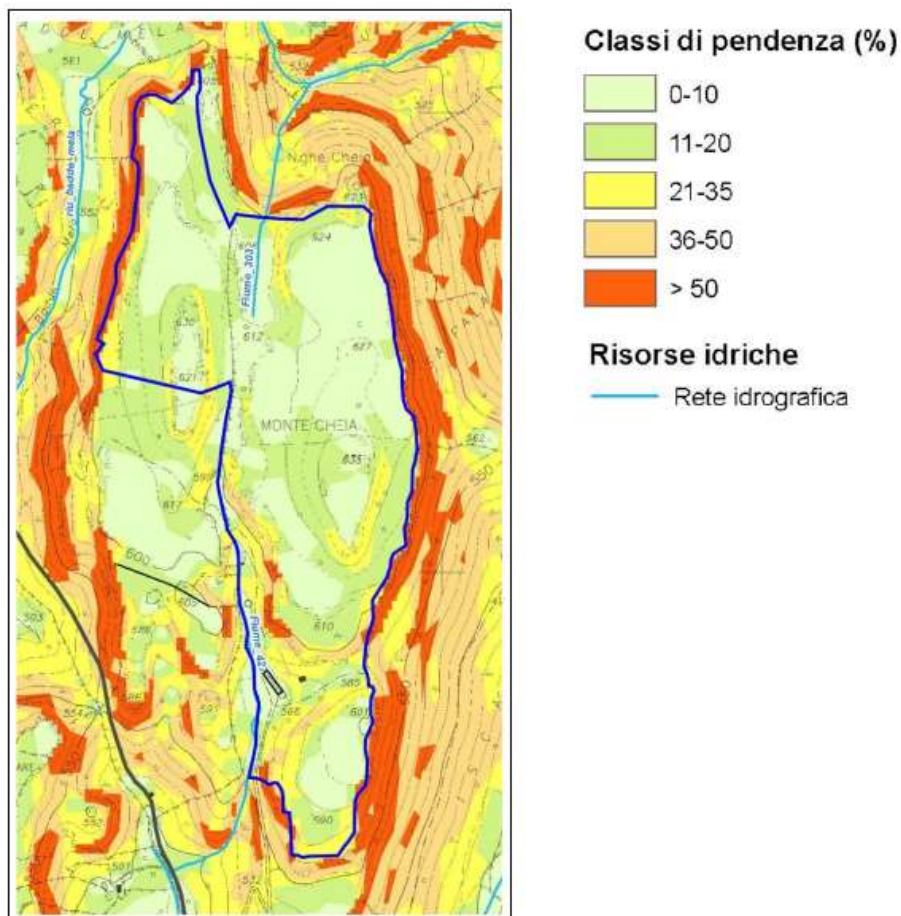


Figura 2.20: Carta delle pendenze dell'area oggetto di intervento. – fonte Variante PAI Sub-Bacino n.3, RAS

Altro aspetto non trascurabile è quello relativo alla rocciosità che, oltre ad interessare le aree di cornice, interessa anche altri settori con ampie superfici non perfettamente regolari in genere occupate da arbusti, essendo impossibile ogni pratica agricola.

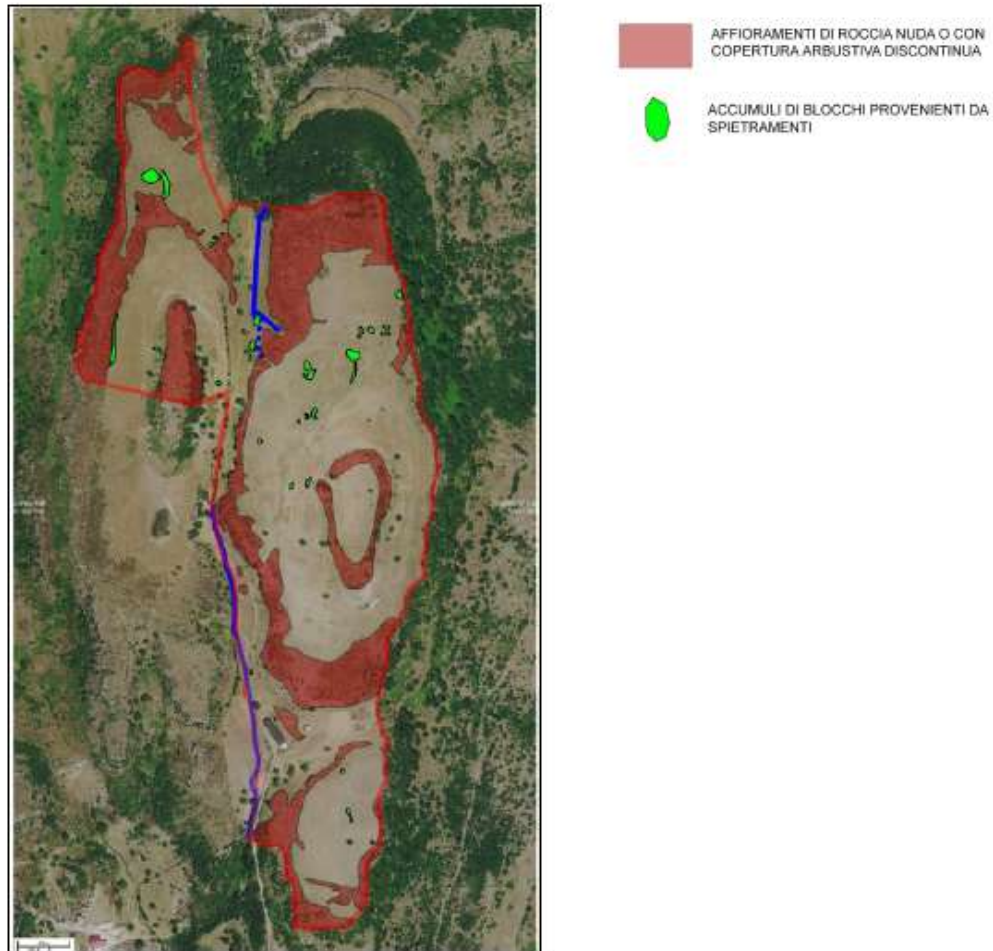


Figura 2.21: Carta delle rocciosità dell'area oggetto di intervento

Per quanto riguarda le acque superficiali la rete di drenaggio è molto povera sono solo presenti due modesti compluvi che drenano le acque provenienti dall'altopiano che si dipartono dalla sella centrale per dirigersi rispettivamente verso nord, sino al bordo dell'altopiano e verso sud costeggiando la stradina che conduce all'azienda agricola. Sono inoltre presenti alcune linee di scorrimento artificiale realizzate sui versanti in debole pendenza che arrivano sino al bordo dell'altopiano in modo da evitare il formarsi di zone di ristagno delle acque di precipitazioni.

Sul compluvio meridionale è presente anche una piccola sorgentella, utilizzata dall'azienda zootecnica attraverso lo stoccaggio in un serbatoio in calcestruzzo che viene alimentato anche da un pozzo trivellato che attinge dalla falda profonda, presente a circa 50 m di profondità.

2.4.1 Caratterizzazione geotecnica

Per la caratterizzazione dell'ammasso roccioso dove è prevista l'installazione del parco fotovoltaico è stato realizzato uno studio geomeccanico in diversi settori dei fronti rocciosi esposti che presentano

una sostanziale omogeneità giaciturale e strutturale. È stata utilizzata la classificazione RMR (Rock Mass Rating) di Bieniawski (1989) che prevede di assegnare un punteggio all'ammasso roccioso sulla base di 5 parametri.

R1 – resistenza a compressione uniassiale della roccia;

R2 – RQD (Rock Quality Designation);

R3 – spaziatura delle discontinuità;

R4 – condizioni delle discontinuità;

R5 – condizioni idrauliche.

I parametri sono raggruppati in cinque intervalli di valori, la cui somma permette di suddividere gli ammassi rocciosi in cinque classi di qualità e di definirne il rispettivo indice di classificazione RMR:

$$RMR = R1+R2+R3+R4+R5$$

L'indice RMR viene utilizzato per ricavare i parametri di resistenza e deformabilità dell'ammasso roccioso (coesione, angolo di attrito e modulo di deformabilità).

Le considerazioni tecniche conclusive sono state ponderate in funzione della conoscenza geologica della zona e dell'attendibilità dei dati ottenuti, operando con un giusto grado di cautela nella definizione delle principali caratteristiche fisico-meccaniche dei terreni.

Per ulteriori dettagli in merito si rimanda agli Studi specialistici "21-00013-IT-BESSUDE_RS_R02_Rev0_Relazione Geologica e Geotecnica".

2.4.2 Caratterizzazione sismica

Il rischio sismico esprime l'entità dei danni derivanti dal verificarsi di un evento sismico su un certo territorio in un dato periodo di tempo. Il rischio sismico dipende da tre fattori:

- la pericolosità sismica, cioè la probabilità che in un dato periodo di tempo possano verificarsi terremoti dannosi;
- la vulnerabilità sismica degli edifici, cioè la capacità che hanno gli edifici o le costruzioni in genere di resistere ai terremoti;
- l'esposizione, ovvero una misura dei diversi elementi antropici che costituiscono la realtà territoriale: popolazione, edifici, infrastrutture, beni culturali, eccetera che potrebbero essere danneggiati, alterati o distrutti.

Con l'introduzione dell'Ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri (O.P.C.M.) n. 3274 del 20 Marzo 2003 "*Primi elementi in materia di criteri generali per la classificazione sismica del territorio nazionale e di normative tecniche per le costruzioni in zona sismica*" (pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale n. 105 dell'8 maggio 2003.) e s.m.i. sono stati rivisti i criteri per l'individuazione delle zone sismiche e definite le nuove norme tecniche per la progettazione di nuovi edifici, di nuovi ponti, per le opere di fondazione, per le strutture di sostegno, ecc.

Nel 2003 sono stati emanati i criteri di nuova classificazione sismica del territorio nazionale, basati sugli studi e le elaborazioni più recenti relative alla pericolosità sismica del territorio, ossia sull'analisi della probabilità che il territorio venga interessato in un certo intervallo di tempo (generalmente 50 anni) da un evento che superi una determinata soglia di intensità o magnitudo.

Il provvedimento detta i principi generali sulla base dei quali le Regioni, a cui lo Stato ha delegato l'adozione della classificazione sismica del territorio (Decreto Legislativo n. 112 del 1998 e Decreto del Presidente della Repubblica n. 380 del 2001 - "Testo Unico delle Norme per l'Edilizia"), hanno compilato l'elenco dei comuni con la relativa attribuzione ad una delle quattro zone, a pericolosità decrescente, nelle quali è stato riclassificato il territorio nazionale.

- Zona 1 – È la zona più pericolosa, dove possono verificarsi forti terremoti
- Zona 2 – Nei comuni inseriti in questa zona possono verificarsi terremoti abbastanza forti
- Zona 3 – I comuni inseriti in questa zona possono essere soggetti a scuotimenti modesti
- Zona 4 – È la zona meno pericolosa

Di fatto, viene eliminato il territorio "non classificato", che diviene zona 4, nel quale è facoltà delle Regioni prescrivere l'obbligo della progettazione antisismica. A ciascuna zona, inoltre, viene attribuito un valore dell'azione sismica utile per la progettazione, espresso in termini di accelerazione massima su roccia (zona 1=0.35 g, zona 2=0.25 g, zona 3=0.15 g, zona 4=0.05 g).

La Regione Sardegna, essendo considerata da tutti gli studi di settore in particolare dal GNDT (Gruppo Nazionale per la Difesa dai Terremoti) come un'area caratterizzata da una bassa sismicità, ai sensi dell'O.P.C.M. n. 3274/2003 è stata classificata come zona 4.

Il nuovo studio di pericolosità, allegato all'O.P.C.M. n. 3519 del 28 aprile 2006, ha fornito alle Regioni uno strumento aggiornato per la classificazione del proprio territorio, introducendo degli intervalli di accelerazione (ag), con probabilità di superamento pari al 10% in 50 anni, da attribuire alle 4 zone sismiche.

Tabella 2-1: Suddivisione delle zone sismiche in relazione all'accelerazione di picco su terreno rigido (OPCM 3519/06)

ZONA SISMICA	ACCELERAZIONE CON PROBABILITÀ DI SUPERAMENTO PARI AL 10% IN 50 ANNI (AG)
1	ag >0.25
2	0.15 <ag ≤ 0.25
3	0.05 <ag ≤ 0.15
4	ag ≤ 0.05

In Figura 2.22 si riporta la Mappa di pericolosità sismica del territorio nazionale elaborata dall'INGV ai sensi dell'O.P.C.M. n.3519/2006, dalla quale si può osservare come la Regione Sardegna resti esente dalla classificazione: nonostante non possa essere considerata una terra asismica come spesso si crede poiché storicamente i sisma non sono stati del tutto assenti (si ricorda ad esempio la scossa sismica che nel 1600 danneggiò le torri costiere del sud Sardegna), è una terra molto antica e stabile, con una scarsissima probabilità di future nuove scosse.

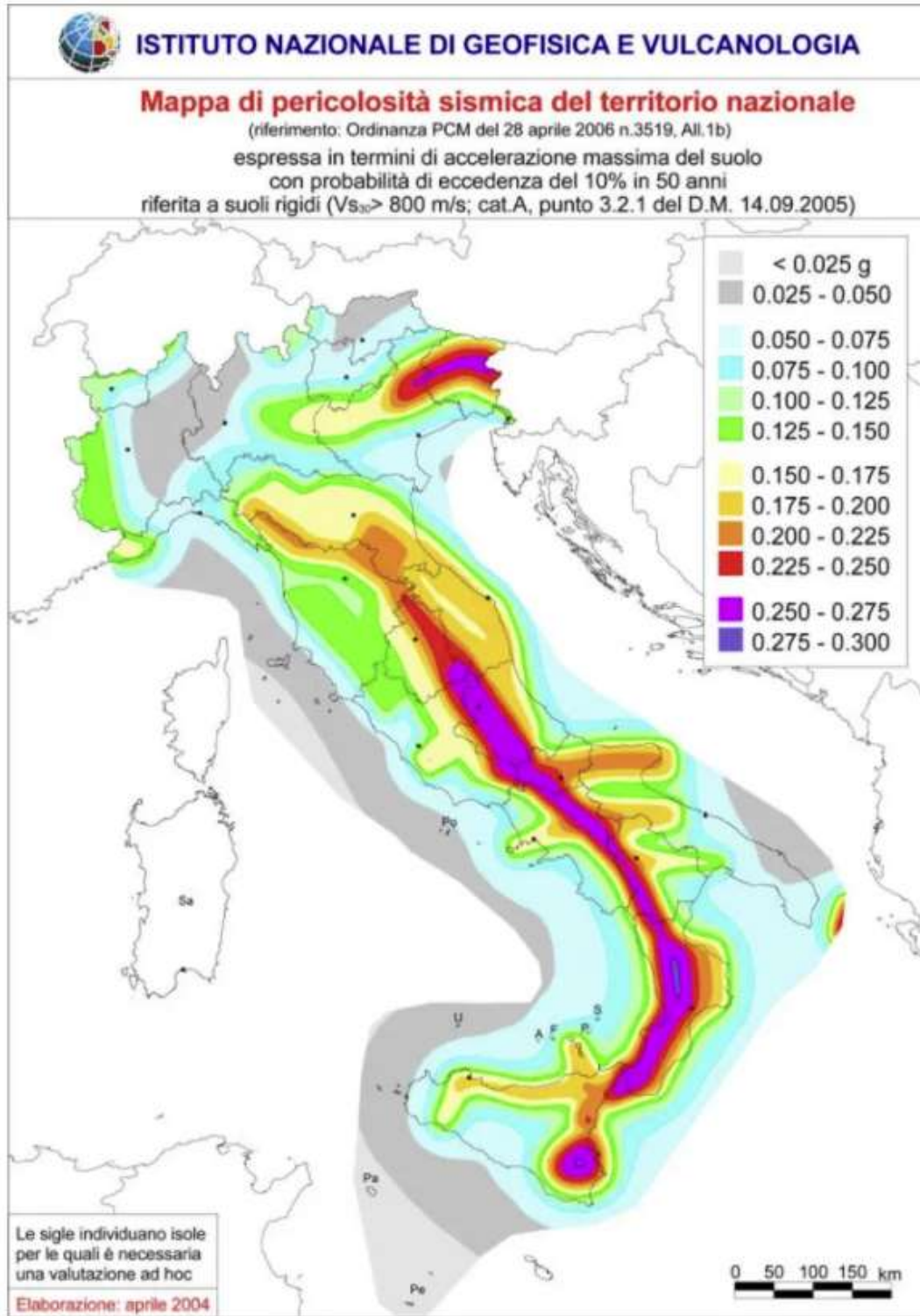


Figura 2.22: Mapa di pericolosità sismica del territorio nazionale O.P.C.M. n.3519/2006 (fonte: INGV)

2.4.3 Sismicità dell'area

La Sardegna presenta una sismicità storica molto bassa sia come frequenza sia come magnitudo.

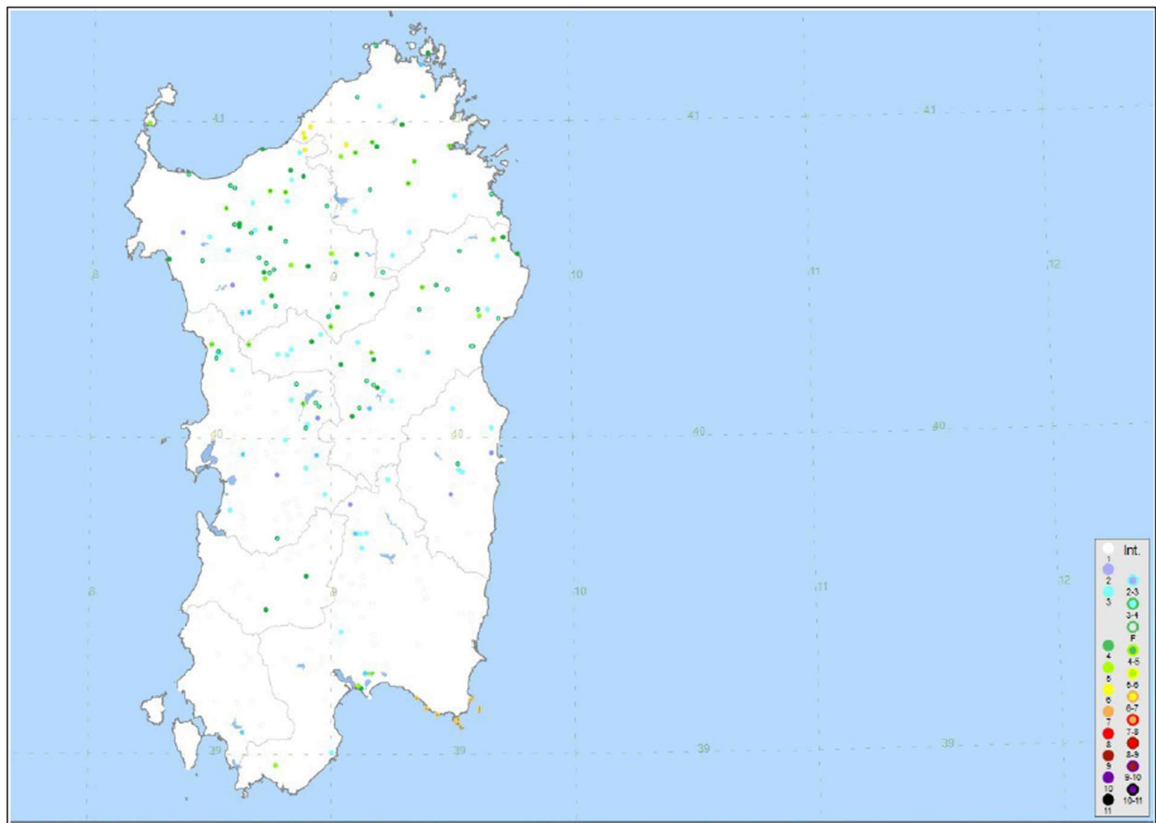


Figura 2.23: Cartografia dei terremoti storici presenti in Sardegna (INGC: Catalogo Parametrico dei Terremoti Italiani, 2015)

Secondo il provvedimento legislativo del 2003 (cfr. O.P.C.M. n. 3274 del 20 marzo 2003 e s.m.i.), i comuni italiani sono stati classificati in 4 categorie principali, in base al loro rischio sismico, calcolato in base al PGA (Peak Ground Acceleration = picco di accelerazione al suolo) e per frequenza ed intensità degli eventi. La Sardegna in questa classificazione ricadeva nella Zona 4, quella a più bassa sismicità, con $PGA < 0,05$ g.

Le NTC18, così come le precedenti NTC2008 fanno riferimento invece alla “pericolosità sismica di base” in condizioni ideali di sito di riferimento rigido con superficie topografica orizzontale. La pericolosità sismica di base costituisce quindi l'elemento di conoscenza primario per la determinazione delle azioni sismiche da applicare alle costruzioni. Allo stato attuale la pericolosità sismica del territorio nazionale è definita su un reticolo di riferimento e per diversi intervalli temporali (periodo di ritorno). Il reticolo di riferimento è rimasto invariato rispetto alle NTC2008 dove l'intero territorio italiano è suddiviso in maglie di circa 10 x 10 km di lato con i nodi espressi in termini di coordinate geografiche (Tabella B1 delle NTC2008; (<http://esse1.mi.ingv.it/>)). Per ciascun nodo del reticolo di riferimento e per ciascuno dei periodi di ritorno (T_r) considerati dalla pericolosità sismica, sono forniti tre parametri per la definizione dell'azione sismica di progetto.

- a_g : accelerazione orizzontale massima attesa al bedrock con superficie topografica orizzontale (espressa in $g/10$);
- F_0 : valore massimo del fattore di amplificazione dello spettro in accelerazione orizzontale;
- T^*c : periodo di inizio del tratto a velocità costante dello spettro in accelerazione orizzontale (espresso in s).

Le accelerazioni orizzontali massime attese al bedrock (a_g) non sono più valutate genericamente sulla base dell'appartenenza del comune in cui realizzare l'opera ad una zona sismica, ma sono calcolate in funzione dell'effettiva posizione geografica del sito dove verrà realizzata l'opera.

Per ciascun nodo del reticolo di riferimento e per ciascuno dei periodi di ritorno (Tr) considerati dalla pericolosità sismica, i tre parametri si ricavano riferendosi ai valori corrispondenti al 50-esimo percentile.

Per un qualunque punto del territorio, non ricadente nei nodi del reticolo di riferimento, i valori dei parametri di interesse per la definizione dell'azione sismica di progetto (a_g , F_0 , Tc^*) possono essere calcolati come media pesata dei valori assunti da tali parametri nei quattro vertici del reticolo di riferimento.

Le NTC18 definiscono l'azione sismica considerando un periodo di ritorno (Tr) che è funzione della probabilità di superamento di un valore di accelerazione orizzontale (PV_r) nel periodo di riferimento dell'opera (V_r).

Il periodo di riferimento dell'opera (V_r) si ottiene dal prodotto tra la Vita Nominale (V_n), intesa come il numero di anni nel quale l'opera è utilizzata allo scopo a cui è stata destinata, e il Coefficiente d'uso (C_u), funzione della Classe d'uso della costruzione (cfr. paragrafo 2.4.3 delle NTC18).

Per le condotte oggetto di intervento sono stati assunti i seguenti parametri:

Vita nominale (V_n) di 50 anni, Classe d'uso pari a I, corrispondente ad un coefficiente d'uso (C_u) pari a 2.

Dal loro prodotto si ottiene un periodo di riferimento per l'opera V_r pari a 100 anni.

Ai fini di valutare la risposta sismica locale, si classificheranno i terreni sulla base della tab. 3.2. delle NTC18 attraverso il cosiddetto "approccio semplificato". Le stesse NTC18 prevedono infatti che nel caso di determinate situazioni stratigrafiche ben definite, ai fini della risposta sismica locale possano essere utilizzate le categorie di sottosuolo previste nella Tab.3.2 – II delle NTC18 di seguito riportata:

CATEGORIE SUOLI DI FONDAZIONE	
Tab. 3.2.II - D.M. 17 gennaio 2018 "Nuove Norme Tecniche per le Costruzioni".	
A	Ammassi rocciosi affioranti o terreni molto rigidi, caratterizzati da valori di velocità delle onde di taglio superiori a 800 m/s, eventualmente comprendenti in superficie terreni di caratteristiche meccaniche più scadenti con spessore massimo pari a 3 m.
B	Rocce tenere e depositi di terreni a grana grossa molto addensati o terreni a grana fine molto consistenti, caratterizzati da un miglioramento delle proprietà meccaniche con la profondità e da valori di velocità equivalente compresi tra 360 m/s e 800 m/s.

CATEGORIE SUOLI DI FONDAZIONE

Tab. 3.2.II - D.M. 17 gennaio 2018 “Nuove Norme Tecniche per le Costruzioni”.

C	Depositi di terreni a grana grossa mediamente addensati o terreni a grana fine mediamente consistenti, con profondità del substrato superiori a 30 m., caratterizzati da un miglioramento delle proprietà meccaniche con la profondità e valori di velocità equivalente comprese tra 180 m/s e 360 m/s.
D	Depositi di terreni a grana grossa scarsamente addensati o terreni a grana fine scarsamente consistenti, con profondità del substrato superiori a 30 m, caratterizzati da un miglioramento delle proprietà meccaniche con la profondità e da valori di velocità equivalente compresi tra 100 e 180 m/s.
E	Terreni con caratteristiche e valori di velocità equivalente riconducibili a quelle definiti per le categorie C o D, con profondità del substrato non superiore a 30 m.

Tabella 2 – Categoria di sottosuoli.

In tale tabella la classificazione del sottosuolo viene fatta in funzione dei valori della velocità di propagazione delle onde di taglio Vs.

Dalle indagini sismiche effettuate (vedi Relazione sulle indagini sismiche) i terreni argillosi sovrastanti i depositi piroclastici a vario grado di alterazione appartengono alla categoria B, mentre la gran parte dell’area, con roccia esposta o sub-affiorante, appartiene alla categoria sismica A.

Circa il fattore topografia Le possibili condizioni sono:

- T1: Superficie pianeggiante, pendii e rilievi isolati con inclinazione $i \leq 15^\circ$;
- T2: Pendii con inclinazione media $i > 15^\circ$;
- T3: Rilievi con larghezza in cresta molto minore che alla base e inclinazione media $15^\circ \leq i < 30^\circ$;
- T4: Rilievi con larghezza in cresta molto minore che alla base e inclinazione media $i > 30^\circ$.

In relazione all’andamento morfologico locale, sub pianeggiante, è possibile classificare il sito di interesse come categoria T1 e T2.

I parametri sismici del sito sono riassunti nella sottostante tabella, in relazione alla tipologia di sottosuolo, di condizioni morfologiche e di opere considerate.

Parametri sismici

Categoria sottosuolo: A

Categoria topografica: T1

Periodo di riferimento: 100 anni

Coefficiente cu: 2

	Prob. superamento [%]	Tr [anni]	ag [g]	Fo [-]	Tc* [s]
Operatività (SLO)	81	60	0,025	2,685	0,299
Danno (SLD)	63	101	0,031	2,730	0,307
Salvaguardia della vita (SLV)	10	949	0,060	2,976	0,371
Prevenzione dal collasso (SLC)	5	1950	0,071	3,061	0,393

Parametri sismici

Categoria sottosuolo: A
 Categoria topografica: T2
 Periodo di riferimento: 100 anni
 Coefficiente cu: 2

	Prob. superamento [%]	Tr [anni]	ag [g]	Fo [-]	Tc* [s]
Operatività (SLO)	81	60	0,025	2,685	0,299
Danno (SLD)	63	101	0,031	2,730	0,307
Salvaguardia della vita (SLV)	10	949	0,060	2,976	0,371
Prevenzione dal collasso (SLC)	5	1950	0,071	3,061	0,393

Parametri sismici

Categoria sottosuolo: B
 Categoria topografica: T2
 Periodo di riferimento: 100 anni
 Coefficiente cu: 2

	Prob. superamento [%]	Tr [anni]	ag [g]	Fo [-]	Tc* [s]
Operatività (SLO)	81	60	0,025	2,685	0,299
Danno (SLD)	63	101	0,031	2,730	0,307
Salvaguardia della vita (SLV)	10	949	0,060	2,976	0,371
Prevenzione dal collasso (SLC)	5	1950	0,071	3,061	0,393

La progettazione delle strutture e delle relative fondazioni terrà conto dei valori di sollecitazione riferiti al sito di installazione, garantendo la sicurezza delle strutture e dell'area in cui le stesse saranno ubicate.

2.4.4 Caratterizzazione idrogeologica

L'idrografia sotterranea è strettamente correlata alle caratteristiche fisiche delle unità stratigrafiche quali l'estensione, la litologia, la permeabilità, l'alimentazione, diretta e/o indiretta (travasi idrici), ecc., le diversità litologiche e strutturali condizionano, infatti, i caratteri idrogeologici in quanto controllano i processi di infiltrazione e la circolazione sotterranea. Pertanto, si definiscono acquiferi "Le rocce o l'insieme di rocce che hanno caratteristiche tali da consentire l'assorbimento, l'immagazzinamento, il deflusso e la restituzione di acque sotterranee in quantità apprezzabili".

Come riporta il PTA, in Sardegna sono stati individuati 37 complessi acquiferi principali, costituiti da una o più Unità Idrogeologiche con caratteristiche idrogeologiche sostanzialmente omogenee che sono 14.

L'area di intervento ricade all'interno del complesso *Acquiferi delle Vulcaniti Plio-Pleistoceniche del Logudoro* che risulta costituita dall'Unità delle Vulcaniti Plio-Quaternarie ossia basalti, basaniti, trachibasalti, hawaiiiti, andesiti basaltiche, trachiti, fonoliti e tefriti in cupole e colate con intercalazioni e coni di scorie e con livelli sedimentari fluvio-lacustri intercalati, rioliti, riodaciti e daciti in cupole e colate, con sporadici depositi piroclastici associati; filoni associati. Tale acquifero risulta caratterizzato da una Permeabilità complessiva per fessurazione da medio-bassa a bassa; localmente, in

corrispondenza di facies fessurate, vescicolari e cavernose, permeabilità per fessurazione e subordinatamente per porosità medio-alta.

In Figura 2.24 si riporta un estratto della Carta della permeabilità, tratta dal Geoportale Sardegna, sviluppata e prodotta dal Dipartimento Geologico dell'ARPAS e costruita a partire dalla Carta Geologica di base della Sardegna in scala 1: 25.000.

Le rocce della Sardegna distinte per famiglie di rocce e raggruppate per affinità sono state suddivise in 5 classi di permeabilità:

- B - Bassa,
- MB - Medio Bassa,
- M - Media,
- MA - Medio Alta,
- A - Alta.

All'interno di ciascuna sottoclasse, sono state distinte inoltre le 3 tipologie di permeabilità:

- P - per porosità,
- F - per fratturazione, giunti di strato etc,
- CF - per carsismo e fratturazione, giunti di strato etc.

Sono state così ottenute 15 classi di permeabilità con le varie combinazioni dei dati dei due livelli.

Come si evince dalla Figura 2.24, l'area di intervento ricade pienamente in area a *Permeabilità medio bassa per fratturazione – MBF*.

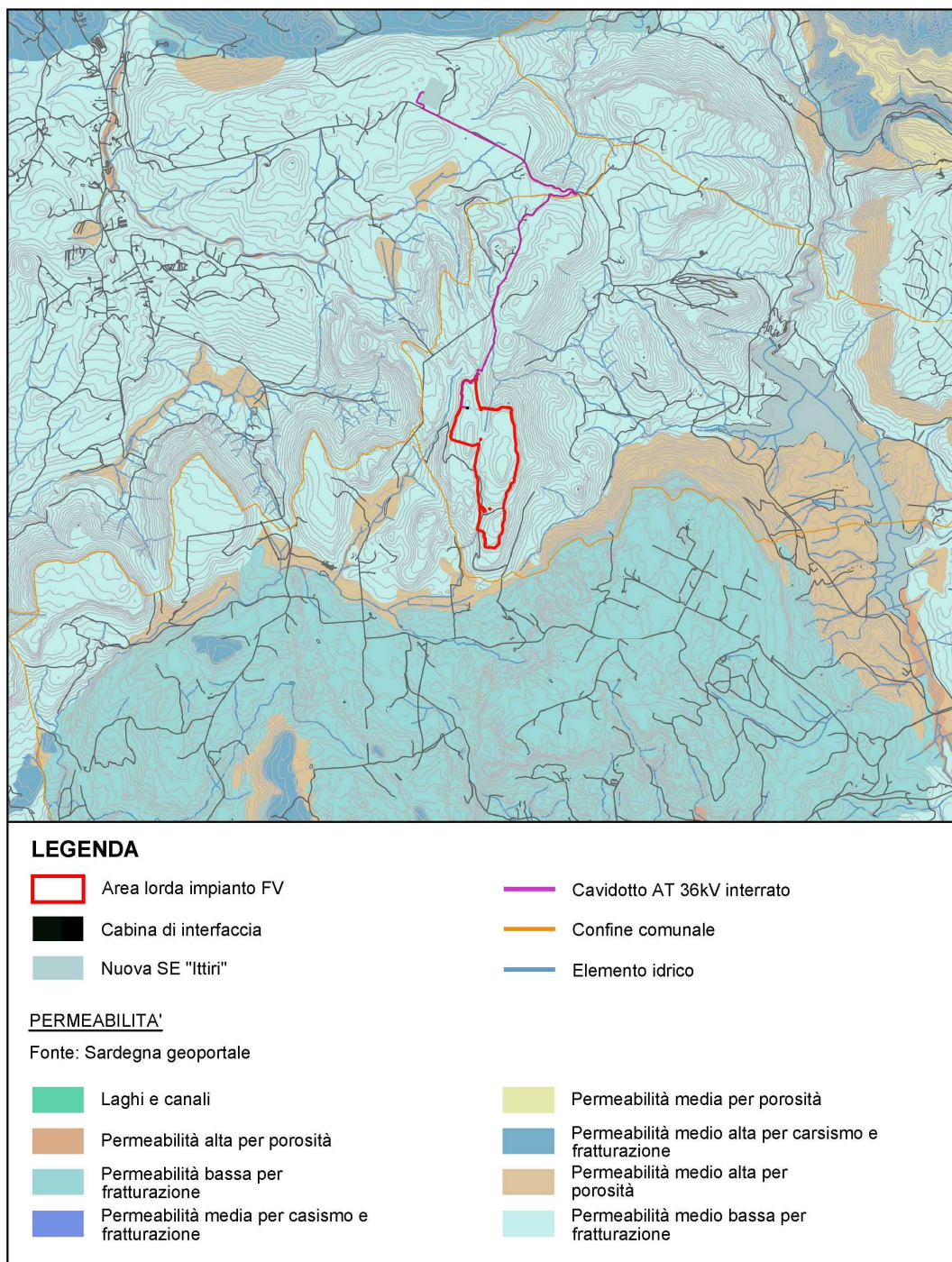


Figura 2.24: Carta delle permeabilità 2019 (fonte: Geoportale Sardegna)

2.4.5 Stato qualitativo e quantitativo delle acque sotterranee

La caratterizzazione e l'individuazione dei corpi idrici sotterranei vengono definite dal D. Lgs 30/2009, che recependo le direttive 2000/60/CE e 2006/118/CE e modificando contestualmente il D. Lgs 152/2006, stabilisce i valori soglia e gli standard di qualità per definire il buono stato chimico delle

acque sotterranee, definisce i criteri per il monitoraggio quantitativo e per la classificazione dei corpi idrici sotterranei.

La caratterizzazione delle acque sotterranee è definita mediante due parametri: Stato chimico e Stato quantitativo, espressi mediante due classi: buono e non buono.

Come riporta l'*Annuario Dati Ambientali della Sardegna 2020 (ADAM 2020)*, nel 2019 la rete di monitoraggio è costituita da 473 postazioni, delle quali 463 sono state effettivamente campionate, mentre 10 sono risultate inaccessibili. Nel corso dei sopralluoghi sono stati prelevati 852 campioni e sono state effettuate 254 misure senza campionamenti.

Ad oggi non è stato possibile effettuare l'analisi sulla qualità e quantità delle acque sotterranee che caratterizzano l'area di studio in quanto i dati registrati dall'ARPAS non sono mai stati pubblicati. Attualmente ARPAS sta provvedendo al fine di rendere in futuro disponibili sul sito i dati registrati.

2.4.6 Stato qualitativo della matrice suolo

La tematica dei siti da bonificare ha ricevuto una concreta regolamentazione con l'emanazione del D.Lgs. 22/97 e con il successivo decreto attuativo D.M. 471/99; attualmente la normativa di riferimento è rappresentata dal D.Lgs. 152/06 ai sensi del quale viene definito:

- Sito contaminato *“un sito nel quale i valori delle concentrazioni soglia di rischio (CSR), determinati con l'applicazione della procedura di analisi di rischio di cui all'Allegato 1 alla parte quarta del presente decreto sulla base dei risultati del piano di caratterizzazione, risultano superati”*;
- Sito potenzialmente contaminato *“un sito nel quale uno o più valori di concentrazione delle sostanze inquinanti rilevati nelle matrici ambientali risultino superiori ai valori di concentrazione soglia di contaminazione (CSC), in attesa di espletare le operazioni di caratterizzazione e di analisi di rischio sanitario e ambientale sito specifica, che ne permettano di determinare lo stato o meno di contaminazione sulla base delle concentrazioni soglia di rischio (CSR)”*;
- Sito non contaminato *“un sito nel quale la contaminazione rilevata nelle matrici ambientali risulti inferiore ai valori di concentrazione soglia di contaminazione (CSC) oppure, se superiore, risulti comunque inferiore ai valori di concentrazione soglia di rischio (CSR) determinate a seguito dell'analisi di rischio sanitario e ambientale sito specifica”*.

L'Allegato 3 al decreto definisce i criteri generali per la scelta e la realizzazione delle varie tipologie di intervento in relazione allo stato di contaminazione e di utilizzo del sito ed in particolare prevede le seguenti misure:

- messa in sicurezza d'urgenza: insieme di interventi miranti a rimuovere le fonti primarie e secondarie, a contenere la diffusione dei contaminanti ed impedirne il contatto diretto con la popolazione;
- messa in sicurezza operativa: insieme di interventi applicati su siti contaminati con attività produttive in esercizio;
- bonifica e ripristino ambientale/messa in sicurezza permanente: insieme di interventi che possono realizzarsi su siti contaminati non interessati da attività produttive in esercizio al fine di renderli fruibili per gli utilizzi previsti dagli strumenti urbanistici.

I siti contaminati devono essere iscritti, secondo l'art. 251 del D. Lgs. 152/06, nell'apposita anagrafe regionale, tenuta dal Servizio Tutela dell'Atmosfera e del Territorio.

L'anagrafe dei siti contaminati della Sardegna contempla un totale di 856 siti, equamente suddivisi tra discariche dismesse di rifiuti urbani, punti vendita di carburanti, aree minerarie e siti industriali. Le prime due tipologie di siti contaminate sono uniformemente distribuite sul territorio regionale, mentre le aree minerarie sono concentrate nel Sulcis-Iglesiente-Guspinese e nel Gerrei e i siti industriali principalmente nel Cagliariitano (Assemini e Sarroch), a Portoscuso e a Porto Torres.

Tra questi due sono Siti di Interesse Nazionale (SIN), i restanti sono Siti di Interesse Regionale (SIR).

Ai sensi del D. Lgs 152/06 i Siti di Interesse Nazionale (SIN) sono individuati per le caratteristiche del sito, per la qualità e pericolosità degli inquinanti, per l'impatto sull'ambiente circostante in termini di rischio sanitario ed ecologico, nonché di pregiudizio per i beni culturali ed ambientali; le relative procedure di bonifica sono di competenza del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (MATTM).

I SIN presenti in Sardegna sono i seguenti:

- “SIN Sulcis-Iglesiente-Guspinese” il cui perimetro ridefinito con D.M. 304/2016, si colloca nella Sardegna Sud-occidentale;
- “SIN Porto Torres” il cui perimetro ridefinito D.M. 27/07/2016, si colloca nella Sardegna Nord-occidentale.

Entrambi i SIN si collocano a debita distanza dall'area di intervento.

Nella figura seguente si riporta l'estratto della *Mappa dei siti contaminati* individuati che restituisce la collocazione dei Siti contaminati sul territorio sardo così suddivisi sulla base della tipologia:

- Discarica dismessa di RU;
- Distributore di carburanti;
- Sito contaminato generico;
- Sito contaminato industriale;
- Sito minerario;
- Sito oggetto di evento incidentale.

Dall'elaborato cartografico si può notare la completa estraneità dell'area di intervento da zone sottoposte a procedura di bonifica. Il SIR più prossimo si colloca a ca. 2,5 km di distanza dal sito di intervento e corrisponde ad una discarica dismessa di rifiuti urbani.

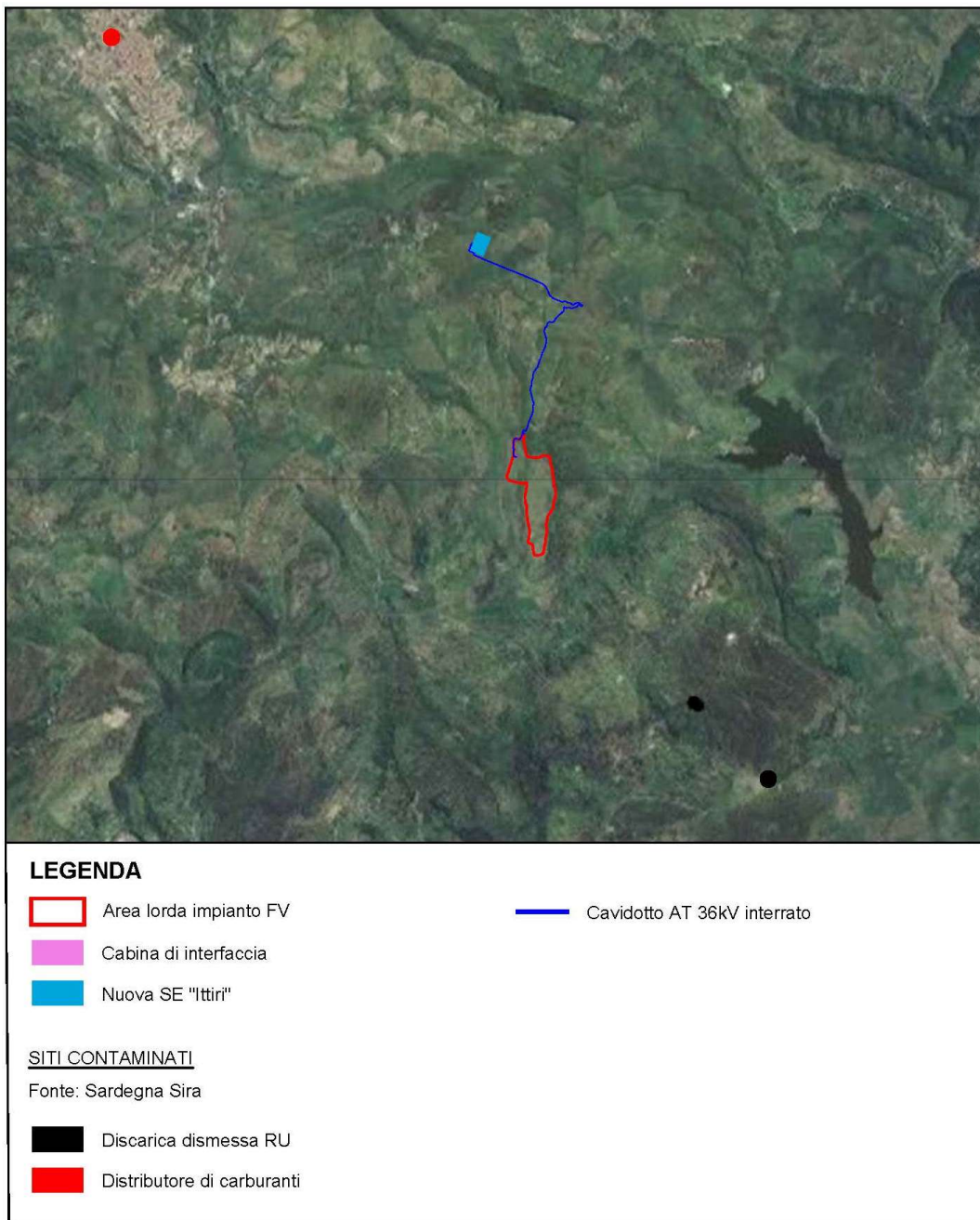


Figura 2.25: Mappa dei siti contaminati (fonte: SardegnaAmbiente)

3. STATO DI PROGETTO

3.1 CRITERI DI PROGETTAZIONE

I criteri con cui è stata redatta la progettazione definitiva dell'impianto fotovoltaico fanno riferimento sostanzialmente a:

- rispetto delle normative pianificazione territoriale e urbanistica;
- analisi del PAI;
- scelta preliminare della tipologia impiantistica, ovvero impianto fotovoltaico a terra fisso con tecnologia moduli bifacciali;
- ottimizzazione dell'efficienza di captazione energetica realizzata mediante orientamento dinamico dei pannelli;
- disponibilità delle aree, morfologia ed accessibilità del sito acquisita sia mediante sopralluoghi che rilievo topografico di dettaglio.

Oltre a queste assunzioni preliminari si è proceduto tenendo conto di:

- rispetto delle leggi e delle normative di buona tecnica vigenti;
- soddisfazione dei requisiti di performance di impianto;
- conseguimento delle massime economie di gestione e di manutenzione degli impianti progettati;
- ottimizzazione del rapporto costi/benefici;
- impiego di materiali componenti di elevata qualità, efficienza, lunga durata e facilmente reperibili sul mercato;
- riduzione delle perdite energetiche connesse al funzionamento dell'impianto, al fine di massimizzare la quantità di energia elettrica immessa in rete.

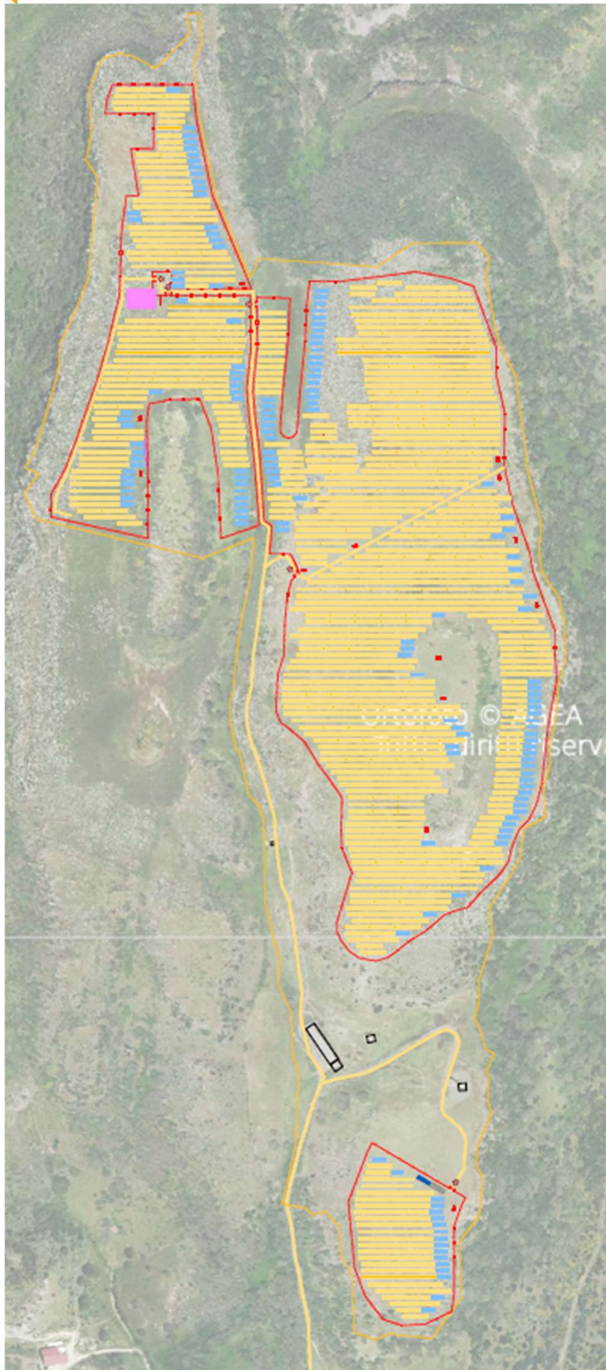
3.2 DISPONIBILITÀ DI CONNESSIONE

La proponente ha richiesto la soluzione tecnica minima generale (STMG) di connessione a Terna S.p.A il 02/09/2021. Tale soluzione emessa da Terna il 20/12/2021 via PEC prevede che l'impianto venga collegato in antenna a 36 kV su un futuro ampliamento della Stazione Elettrica (SE) della RTN a 380 kV denominata "Ittiri".

3.3 LAYOUT D'IMPIANTO
















Il layout d'impianto è stato sviluppato secondo le seguenti linee guida:

- rispetto dei confini dei siti disponibili;
- posizione delle strutture di sostegno con geometria a matrice in modo da ridurre i tempi di esecuzione;
- disposizione dei moduli fotovoltaici sulle strutture di sostegno in 2 file verticali;
- interfila tra le schiere calcolate al fine di evitare fenomeni di ombreggiamento;
- zona di rispetto per l'ombreggiamento dovuto ai locali tecnici;
- zona di rispetto per l'ombreggiamento dovuto ostacoli esistenti;
- zona di rispetto al reticolo idrografico e i vincoli all'interno delle fasce di rispetto.
- zona di rispetto agli elettrodotti.



LEGENDA

ELEMENTI STATO DI FATTO

-  AREA LORDA DI IMPIANTO
-  CURVE DI LIVELLO PRINCIPALI
-  CURVE DI LIVELLO SECONDARIE
-  ALBERO
-  LINEA ELETTRICA AT STRUTTURE SOSTEGNO
-  LINEA ELETTRICA BT-MT STRUTTURE SOSTEGNO
-  LINEA RETE GAS
-  STRUTTURE - SISTEMA IRRIGAZIONE
-  STRUTTURE - ATRAVERSAMENTO
-  EDIFICI
-  EDIFICI ABBANDONATI
-  RUDERE
-  STRADE STERRATE
-  STRADE ASFALTATE
-  CHIUSINO

ELEMENTI STATO DI PROGETTO

-  STRUTTURE Fisse (14x2 MODULI)
-  STRUTTURE Fisse (28x2 MODULI)
-  ACCESSO AREA IMPIANTO
-  VIABILITA' INTERNA
-  RECINZIONE IN PROGETTO
-  LINEA DI CONNESSIONE MT
-  LINEA DI CONNESSIONE AT
-  FASCIA DI RISPETTO RETE GAS
-  CABINA ELETTRICA POWER STATION
-  UFFICI, MAGAZZINO
-  PARCHEGGI (100MQ)

Figura 3.1: Layout di progetto

3.4 DESCRIZIONE DEI COMPONENTI DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

L'impianto fotovoltaico avrà una potenza in DC di 29 kW (in condizioni standard 1000W/m²)

L'impianto è così costituito:

- n.1 **cabina di interfaccia** di trasformazione MT/AT posizionata nell'area a Nord del sito di installazione dell'impianto. All'interno della cabina saranno presenti, oltre al trasformatore AT, le apparecchiature dell'Ente Distributore e il punto di misura fiscale.
- n. **13 Power Station (PS)** o cabine di campo, collegate su una linea ad anello con due rami trasversali, aventi la funzione principale di elevare la tensione da bassa (BT) 800 V a media tensione (MT) 20.000 V e convogliare l'energia raccolta dall'impianto fotovoltaico alla cabina di consegna;
- n. **106 inverter di campo da 200kW** con 18 ingressi dotati di 9 MPPT separati. La tensione di uscita a 800Vac ed un isolamento a 1.500Vdc consente di far lavorare l'impianto con tensioni più alte e di conseguenza con correnti AC più basse (la metà degli impianti classici a 400V) e, quindi, ridurre le cadute di tensione ma, soprattutto, la dispersione di energia sui cavi dovuta all'effetto joule. Il numero degli apparecchi e la loro suddivisione in 18 ingressi consentono la gestione ed il monitoraggio delle 1.901 stringhe (ognuna con 28 moduli fotovoltaici) in modo assolutamente puntuale e dettagliato.
- n. **53228 moduli fotovoltaici** installati su apposite strutture metalliche di sostegno fondate su pali infissi nel terreno;

L'impianto è completato da:

- tutte le infrastrutture tecniche necessarie alla conversione DC/AC della potenza generata dall'impianto e dalla sua consegna alla rete di distribuzione nazionale;
- opere accessorie, quali: impianti di illuminazione, videosorveglianza, monitoraggio, cancelli e recinzioni.

L'impianto sarà essere in grado di alimentare dalla rete tutti i carichi rilevanti (ad es: quadri di alimentazione, illuminazione, rete di trasmissione dati, ecc.).

Inoltre, in mancanza di alimentazione dalla rete, tutti i carichi elettrici indispensabili e privilegiati verranno alimentati da un generatore temporaneo di emergenza, che si ipotizza possa essere rappresentato da un generatore diesel.

I manufatti destinati a contenere le power station, gli uffici e il magazzino saranno del tipo container prefabbricati o strutture prefabbricate in cemento precompresso.

Di seguito si riporta la descrizione dei principali componenti d'impianto; per dati tecnici di maggior dettaglio si rimanda all'elaborato specifico.

3.4.1 Moduli fotovoltaici

I moduli fotovoltaici utilizzati per la progettazione dell'impianto, saranno di prima scelta, del tipo silicio monocristallino a 72 celle con tecnologia bifacciale, indicativamente della potenza di 545 Wp, dotati di scatola di giunzione (Junction Box) installata sul lato posteriore del modulo, con cavetti di connessione muniti di connettori ad innesto rapido, al fine di garantire la massima sicurezza per gli operatori e rapidità in fase di installazione.

I componenti elettrici e meccanici installati saranno conformi alle normative tecniche e tali da garantire le performance complessive d'impianto.

La tecnologia di moduli fotovoltaici bifacciali utilizzata è progettata appositamente per impianti di grande taglia connessi alla rete elettrica. È realizzata assemblando, in sequenza, diversi strati racchiusi da una cornice in alluminio anodizzato, come di seguito descritto:

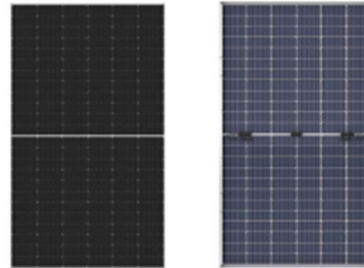
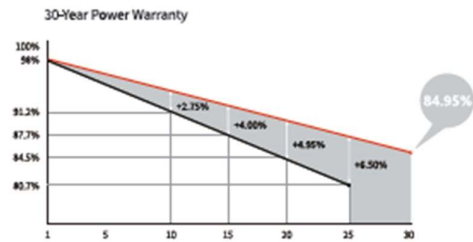
- Doppio vetro temperato con trattamento antiriflesso;
- EVA (etilene vinil acetato) trasparente;
- celle FV in silicio monocristallino;
- EVA trasparente;
- strato trasparente (vetroso o polimerievaco) con trattamento antiriflesso.

Il modulo selezionato è provvisto di:

- certificazione TUV su base IEC 61215;
- certificazione TUV su base IEC 61730;
- certificazione TUV su base UL 61730;
- cavi precablati e connettori rapidi tipo MC4;
- certificazione IP68 della scatola di giunzione.

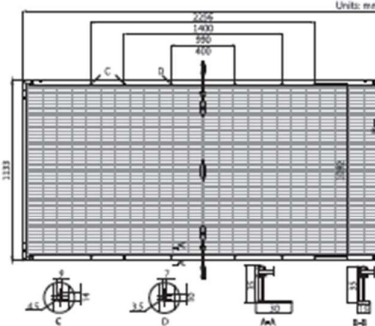
21.3% MAX MODULE EFFICIENCY	0~+5W POWER TOLERANCE	<2% FIRST YEAR POWER DEGRADATION	0.45% YEAR 2-30 POWER DEGRADATION	HALF-CELL Lower operating temperature
--	------------------------------------	--	--	---

Additional Value



Mechanical Parameters

Cell Orientation	144 (6×24)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm ² , +400, ±200mm±1400mm length can be customized
Glass	Dual glass, 2.0mm coated tempered glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	32.3kg
Dimension	2296×1133×35mm
Packaging	31pcs per pallet / 155pcs per 20' GP / 620pcs per 40' HC



Module Type	STC: AM1.5 1000W/m ² 25°C		NOCT: AM1.5 800W/m ² 20°C 1m/s		STC		NOCT		STC		NOCT	
	LR5-72HBD-525M	LR5-72HBD-530M	LR5-72HBD-535M	LR5-72HBD-540M	LR5-72HBD-545M	LR5-72HBD-525M	LR5-72HBD-530M	LR5-72HBD-535M	LR5-72HBD-540M	LR5-72HBD-545M	LR5-72HBD-525M	LR5-72HBD-530M
Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (P _{max} /W)	525	392.1	530	395.8	535	399.5	540	403.3	545	407.0	545	407.0
Open Circuit Voltage (V _{oc} /V)	49.05	45.89	49.20	46.03	49.35	46.17	49.50	46.31	49.65	46.46	49.65	46.46
Short Circuit Current (I _{sc} /A)	13.65	11.03	13.71	11.08	13.78	11.14	13.85	11.19	13.92	11.24	13.92	11.24
Voltage at Maximum Power (V _{mp} /V)	41.20	38.41	41.35	38.55	41.50	38.69	41.65	38.83	41.80	38.97	41.80	38.97
Current at Maximum Power (I _{mp} /A)	12.75	10.21	12.82	10.27	12.90	10.33	12.97	10.39	13.04	10.44	13.04	10.44
Module Efficiency(%)	20.5	20.7	20.9	21.1	21.3	20.5	20.7	20.9	21.1	21.3	20.5	20.7

Operating Parameters

Operational Temperature	-40°C ~ +85°C
Power Output Tolerance	0 ~ +5 W
V _{oc} and I _{sc} Tolerance	±3%
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC/UL)
Maximum Series Fuse Rating	30A
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C
Protection Class	Class III
Fire Rating	UL type 29
Bifaciality	70±5%

Mechanical Loading

Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s

Temperature Ratings (STC)

Temperature Coefficient of I _{sc}	+0.050%/°C
Temperature Coefficient of V _{oc}	-0.284%/°C
Temperature Coefficient of P _{max}	-0.350%/°C



No 8369 Shangyuan Road, Xi'an Economic And Technological Development Zone, Xi'an, Shaanxi, China.
Web: en.longi-solar.com

Specifications included in this datasheet are subject to change without notice. LONGI reserves the right of final interpretation. (20210508V13)

Figura 3.2: Datasheet modulo

3.4.2 Inverter di stringa

Gli inverter di stringa hanno la funzione di convertire l'energia elettrica dal campo fotovoltaico da corrente continua (DC) a corrente alternata (AC).

Vengono collegati a stringhe di pannelli consentendo di non inficiare l'utilizzo delle altre in caso di ombreggiamenti ai pannelli di una stringa. Inoltre, tale configurazione indipendente, consente una settorializzazione totale dell'impianto utile per manutenzione e riparazioni.

Si prevede di impiegare inverter tipo SUN2000-215KTL-H0 o similare.

SUN2000-215KTL-H0

Technical Specifications

Efficiency	
Max. Efficiency	≥99.00%
European Efficiency	≥98.60%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Max. Current per MPPT	30 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	50 A
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Number of Inputs	18
Number of MPP Trackers	9
Output	
Nominal AC Active Power	200,000 W
Max. AC Apparent Power	215,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	215,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	144.4 A
Max. Output Current	155.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 1%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm (40.7 x 27.6 x 14.4 inch)
Weight (with mounting plate)	≤86 kg (189.6 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Staubli MC4 EVO2
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless



Figura 3.3: Datasheet e Immagine tipo inverter di stringa.

3.4.3 Cabine di campo o PowerStation

Le Power Station (o cabine di campo) hanno la funzione di elevare la tensione da bassa (BT) a media tensione (MT).

Le cabine sono costituite da un package precablato che non può essere costruito in opera. Saranno progettate per garantire la massima robustezza meccanica e durabilità. L'apparato avrà le dimensioni indicative riportate negli elaborati grafici e sarà posato su un basamento in calcestruzzo di adeguate dimensioni.

Le cabine saranno collegate tra di loro in configurazione ad anello e in posizione per quanto possibile baricentrica rispetto ai sottocampi fotovoltaici in cui saranno convogliati i cavi provenienti dalle String Box che a loro volta raccoglieranno i cavi provenienti dai raggruppamenti delle stringhe dei moduli fotovoltaici collegati in serie.

Per ognuna delle cabine è indicativamente prevista la realizzazione di un impianto di ventilazione naturale che utilizzerà un sistema di griglie posizionate nelle pareti in due differenti livelli e un impianto di condizionamento e/o di ventilazione forzata adeguato allo smaltimento dei carichi termici introdotti nel locale dalle apparecchiature che entrerà in funzione nel periodo di massima temperatura estiva.

All'interno del sistema saranno presenti:

- Trasformatore BT/MT;
- Quadro di parallelo in bassa tensione per protezione dell'interconnessione tra gli inverter e il trasformatore;
- Interruttori di media tensione;
- Quadri servizi ausiliari;
- Sistema di dissipazione del calore;
- Dotazioni di sicurezza;
- UPS per servizi ausiliari;
- Rilevatore di fumo;
- Sistema centralizzato di comunicazione con interfacce RS485/USB/ETHERNET.

Per il prospetto indicativo si veda la figura sotto riportata e per i dettagli tecnici si rimanda all'elaborato Rif "21-00013-IT-BESSUDE_CV_T08_Rev0_Power station

".

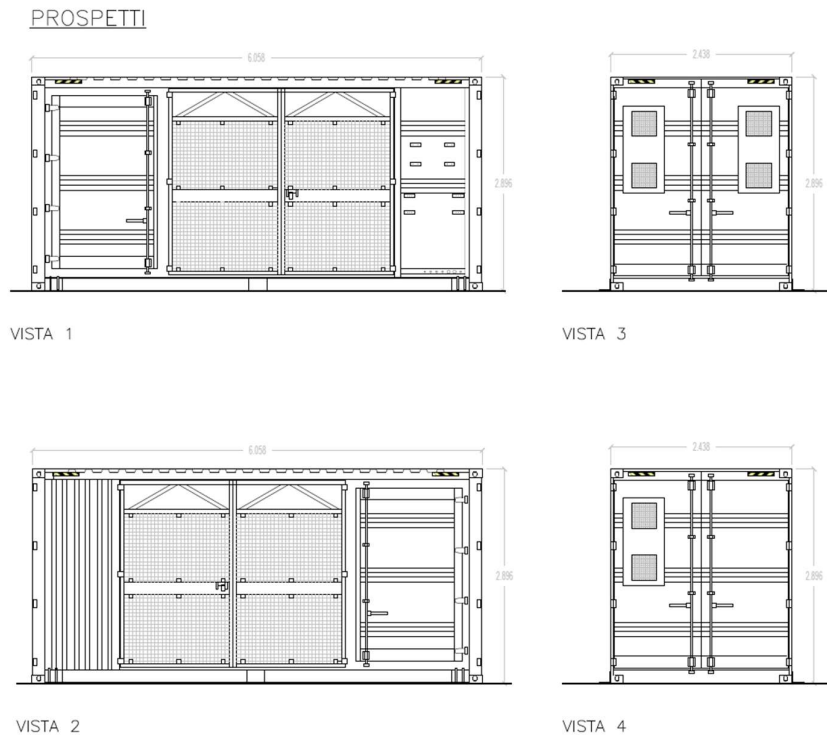


Figura 3.4: Tipologico Power Station

3.4.4 Quadri BT e MT

All'interno delle Power Station saranno presenti dei quadri MT e BT necessari per il trasporto dell'energia prodotta nonché per l'alimentazione dei carichi ausiliari dell'impianto.

I quadri BT svolgeranno le seguenti funzioni:

- Ricezione dell'energia da ogni singolo inverter (8 apparecchi ogni quadro)
- Protezione della linea tramite apparecchi magnetotermici differenziali in classe A, con potere di interruzione conforme alla tensione di esercizio di 800V (normalmente pari a 20kA) e taratura termica pari a 200A, curva C.
- Gestione delle utenze accessorie alimentate a 230/400V come: luci interne ed esterne, prese e servizi ausiliari, centrali gestione dati, videosorveglianza, ecc.
- Protezione generale di allacciamento a trasformatore elevatore BT/MT

I trasformatori elevatori saranno di tipo in resina con potenza nominale di 2.000 kVA, con rapporto di trasformazione 800/20.000V, e Vcc pari a 11%. Una Vcc così elevata è determinata dall'esigenza di mantenere bassa la corrente di cortocircuito nel quadro BT presente in cabina, con un valore non superiore a 20kA. Questo valore limite si determina dai data sheet degli apparecchi magnetotermici che, per quasi tutte le Ditte presenti sul mercato, indicano un potere di interruzione ridotto a 20kA quando la tensione di esercizio passa da 400 a 800V. Onde evitare l'uso di fusibili od altri apparecchi più costosi si è preferito adeguare la Icc max del trasformatore.

Nella cabina di consegna, cioè in partenza dal campo fotovoltaico, l'energia raccolta dalle altre cabine viene indirizzata alla cabina di utenza di Terna. In questo stesso locale verrà installato anche un trasformatore che riduce la tensione di linea da 20.000V a 230/400V con potenza nominale pari a

125kVA. Un apposito quadro BT porterà in distribuzione a tutte le cabine di campo questa tensione per poter gestire le utenze accessorie, divise in “normali” e “privilegiate”.

A questo stesso quadro BT farà capo anche il gruppo elettrogeno di sicurezza di potenza non superiore a 25kW, installato all’esterno in apposito box silenzioso.

Il gruppo elettrogeno alimenterà solo i circuiti di sicurezza e carichi privilegiati: luci interne ed esterne, trasmissione dati, videosorveglianza, allarme intrusione, motorizzazione delle celle MT.

Per ridurre il picco di potenza dovuto alla contemporanea energizzazione dei trasformatori ogni reinserimento automatico, al ritorno della presenza di tensione, verrà gestito con tempi di ritardo di diversi secondi per ogni trasformatore secondo un cronoprogramma prestabilito.

La cabina di utenza MT sarà contenuta in un manufatto prefabbricato suddiviso in più ambienti. La cabina sarà progettata per garantire la massima robustezza meccanica e durabilità. Il locale avrà le dimensioni indicative riportate negli elaborati grafici e sarà posato su un basamento in calcestruzzo di adeguate dimensioni.

3.4.5 String box

La String Box è un apparato che permette il collegamento in parallelo delle stringhe di un campo fotovoltaico e allo stesso tempo la protezione delle stesse attraverso un opportuno fusibile. L’apparato sarà dotato di un sistema di monitoraggio che permetterà di conoscere lo stato di ciascun canale di misura. L’apparecchiatura sarà progettata per installazione esterna.

3.4.6 Cavi di potenza BT, MT, AT

Le linee elettriche prevedono conduttori di tipo idoneo per le tre sezioni d’impianto (continua bassa tensione, alternata bassa tensione, alternata media tensione) in rame e in alluminio. Il dimensionamento del conduttore è a norma CEI e la scelta del tipo di cavi è armonizzata anche con la normativa internazionale. L’esperienza costruttiva ha consentito l’individuazione di tipologie di cavi (formazione, guaina, protezione ecc.) che garantiscono una durata di esercizio ben oltre la vita dell’impianto anche in condizioni di posa sollecitata.

La posa sarà realizzata come segue:

Sezione in corrente continua:

- cablaggio interno del generatore fotovoltaico: cavi in posa libera fissata alle strutture di sostegno protette dalla sagoma della carpenteria, fascette anti-UV dove serve e equipaggiate ai terminali di stringa con connettori IP68, cavi in posa interrata dalle strutture di sostegno ai quadri di parallelo (string-box). Sezioni previste: 6-10mmq
- cablaggio inverter: cavi in posa intubata con PVC corrugato rigido o flessibile in cavidotto, sia interrato che fuori terra in calcestruzzo con chiusino. Sezioni previste :6-10mmq

Sezione in corrente alternata bassa tensione

- cablaggio inverter – quadro BT di parallelo: cavi in rame di sezione 120-150mmq infilati in tubi corrugati a doppio spessore interrati, con percorso che parte dal punto di installazione degli inverter alla cabina stessa passando in pozzetti predisposti.

Sezione in corrente alternata media tensione:

- cablaggio cabine di campo - cabina di consegna: cavi MT da 70-95mmq infilati in cavidotto interrato e fuori terra in calcestruzzo con pozzetti intermedi muniti di chiusino.
- cablaggio cabina di consegna – trafo AT: cavi MT in cavidotto interrato.

Inoltre è previsto il collegamento allo stallo Terna in AT

Sezione in alta tensione:

- trafo AT in olio – interruttore AT: cavo AT in cavidotto interrato in XLPE.

Nota: per la parte AT si rimanda a progetto dettagliato allegato.

3.4.7 Cavi di controllo e TLC

Sia per le connessioni dei dispositivi di monitoraggio che di security verranno utilizzati prevalentemente due tipologie di cavo:

- Cavi in rame multipolari twistati e non;
- Cavi in fibra ottica.

I primi verranno utilizzati per consentire la comunicazione su brevi distanze data la loro versatilità, mentre la fibra verrà utilizzata per superare il limite fisico della distanza di trasmissione dei cavi in rame, quindi comunicazione su grandi distanze, e nel caso in cui sia necessaria una elevata banda passante come nel caso dell'invio di dati.

3.4.8 Sistema SCADA

Verrà installato un sistema di monitoraggio e controllo basato su architettura SCADA-RTU in conformità alle specifiche della piramide CIM, al fine di garantire una resa ottimale dell'impianto fotovoltaico in tutte le situazioni.

Il sistema sarà connesso a diversi sistemi e riceverà informazioni:

- di produzione dal campo solare;
- di produzione dagli apparati di conversione;
- di produzione e scambio dai sistemi di misura;
- di tipo climatico ambientale dalle stazioni di rilevamento dati meteo;
- di allarme da tutti gli interruttori e sistemi di protezione.

3.4.9 Monitoraggio ambientale

Il sistema di monitoraggio ambientale avrà il compito di misurare di dati climatici e di dati di irraggiamento sul campo fotovoltaico.

I parametri rilevati puntualmente dalla stazione di monitoraggio ambientale saranno inviati al sistema di monitoraggio SCADA e, abbinati alle specifiche tecniche del campo FTV, contribuiranno alla valutazione della producibilità teorica, parametro determinante per il calcolo delle performance dell'impianto FTV.

I dati monitorati verranno gestiti e archiviati da un sistema di monitoraggio SCADA.

Il sistema nel suo complesso avrà ottime capacità di precisione di misura, robusta insensibilità ai disturbi, capacità di autodiagnosi e autotuning.

I dati ambientali monitorati saranno:

- dati di irraggiamento;
- dati ambientali;
- temperature moduli.

3.4.10 Strutture di supporto moduli

Il progetto prevede l'impiego di una struttura metallica di tipo fisso con fondazione su pali infissi nel terreno ed in grado di esporre il piano ad un angolo di tilt pari a 30°.

Le peculiarità delle strutture di sostegno sono:

- riduzione dei tempi di montaggio alla prima installazione;
- facilità di montaggio e smontaggio dei moduli fotovoltaici in caso di manutenzione;
- meccanizzazione della posa;
- ottimizzazione dei pesi;
- miglioramento della trasportabilità in sito;
- possibilità di utilizzo di bulloni antifurto.

Le caratteristiche generali della struttura sono:

- materiale: acciaio zincato a caldo;
- tipo di struttura: fissa su pali;
- inclinazione sull'orizzontale 30°;
- Esposizione (azimuth): 0°;
- Altezza min: 0,50 m (rispetto al piano di campagna)
- Altezza max: 2,82 m (rispetto al piano di campagna)
- Profondità infissione pali: 3,00 m

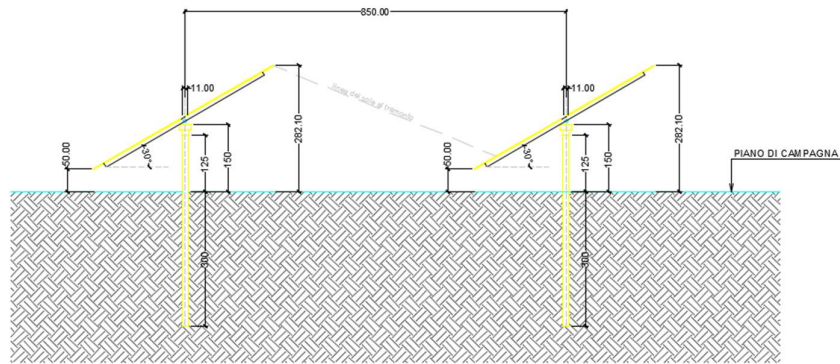


Figura 3.5: Particolare strutture di sostegno moduli

Indicativamente il portale tipico della struttura progettata è costituito da 28 o 14 moduli montati con una disposizione su due file in posizione verticale. Tale configurazione potrà variare in conseguenza della scelta del tipo di modulo fotovoltaico.

I materiali delle singole parti saranno armonizzati tra loro per quanto riguarda la stabilità, la resistenza alla corrosione e la durata nel tempo.

Durante la fase esecutiva, sulla base della struttura fissa scelta saranno definite le fondazioni e scelta la soluzione tecnologica di fondazione più adatta.

3.4.11 Recinzione

È prevista la realizzazione di una recinzione perimetrale a delimitazione dell'area di installazione dell'impianto; sarà formata da rete metallica a pali fissati nel terreno con plinti.

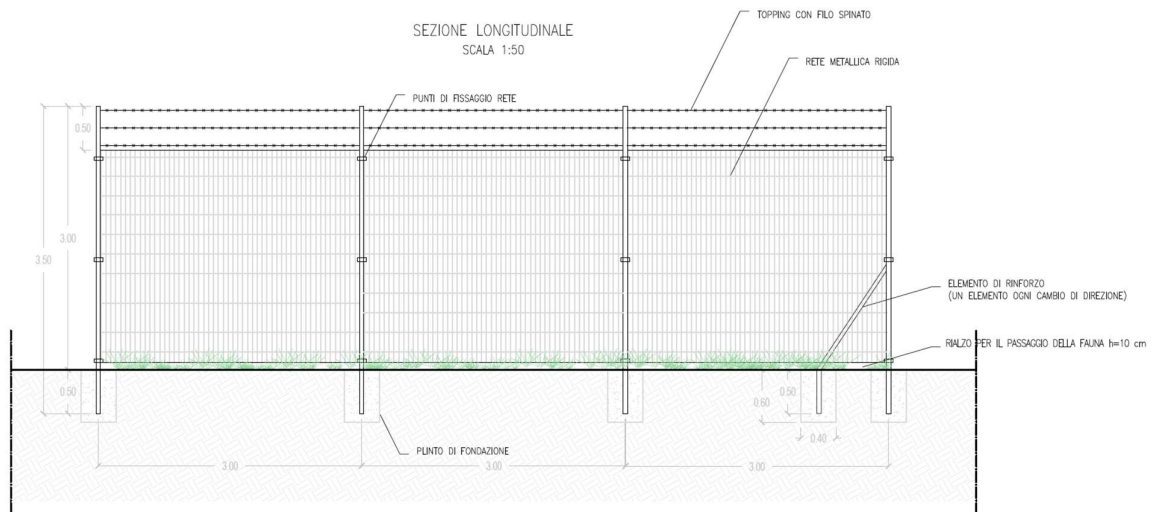


Figura 3.6: Particolare recinzione

Si prevede che la recinzione sia opportunamente sollevata da terra di circa 10 cm per non ostacolare il passaggio della fauna selvatica.

La recinzione sarà posizionata ad una distanza minima di 3 metri dai pannelli; esternamente ad essa sarà posizionata una fascia di mitigazione all'interno del sito catastale.

Ad integrazione della recinzione di nuova costruzione, è prevista l'installazione di cancelli carrabili per un agevole accesso alle diverse aree dell'impianto.

Nella figura seguente si riporta il particolare dell'accesso al campo FV.

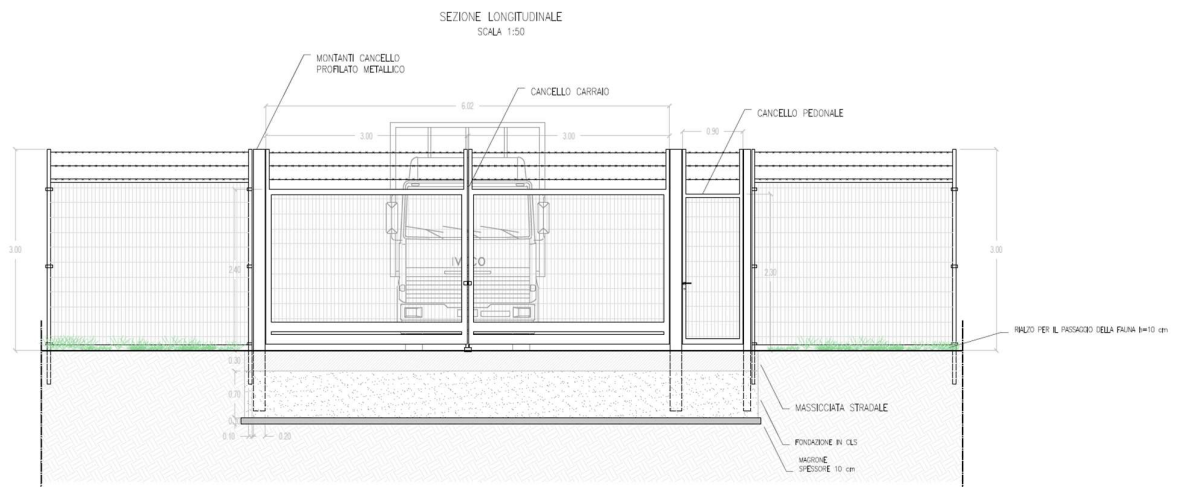


Figura 3.7: Particolare accesso

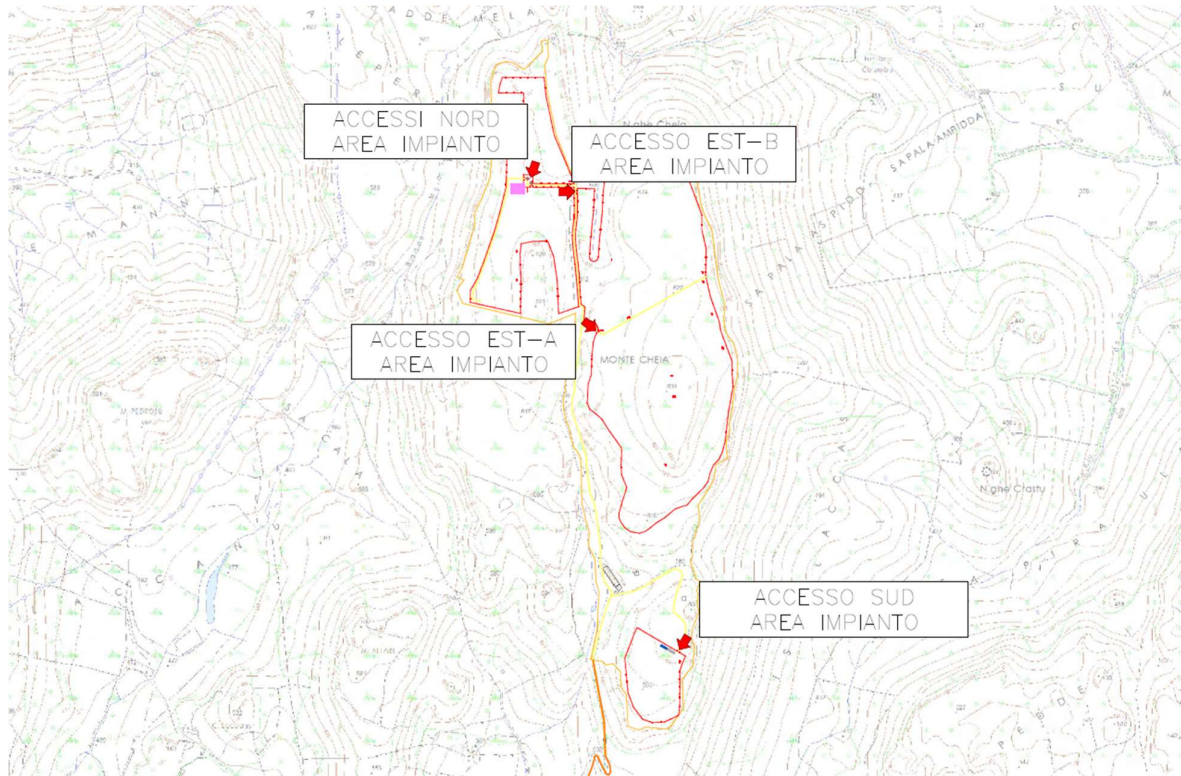


Figura 3.8: Accessi area impianto

3.4.12 Sistema di drenaggio

Il sistema per la regimazione delle acque meteoriche prevede la regimazione delle acque di ruscellamento superficiale di parte del sito tramite un sistema costituito da canalette a cielo aperto che garantiscono il recapito delle acque meteoriche ai recettori esistenti.

Le canalizzazioni avranno un bacino di raccolta di circa 3 ha e si riverseranno nelle aree di compluvio naturali, in maniera diffusa, senza concentrazione di portata.

Le canalette di drenaggio sono costituite da semplici fossi di drenaggio ricavati sul terreno a seguito della sistemazione superficiale definitiva dell'area mediante la semplice sagomatura del terreno ed il posizionamento di un rivestimento litoide eseguito con materiale grossolano a protezione dell'erosione del fondo e delle scarpatine laterali.

3.4.13 Viabilità interna di servizio e piazzali

In assenza di viabilità esistente adeguata sarà realizzata una strada (larghezza carreggiata netta 3 m) per garantire l'ispezione dell'area di impianto dove necessario e per l'accesso alle piazzole delle cabine. La viabilità è stata prevista lungo gli assi principali di impianto.

Le opere viarie saranno costituite da una regolarizzazione di pulizia del terreno per uno spessore adeguato, dalla fornitura e posa in opera di geosintetico tessuto non tessuto (se necessario) ed infine sarà valutata la necessità della fornitura e posa in opera di pacchetto stradale in misto granulometrico di idonea pezzatura e caratteristiche geotecniche costituito da uno strato di fondo e uno superficiale.

Durante la fase esecutiva sarà dettagliato il pacchetto stradale definendo la soluzione ingegneristica più adatta anche in relazione alle caratteristiche geotecniche del terreno, alla morfologia del sito, alla posizione ed accessibilità del sito.

3.4.14 Sistema antincendio

Con riferimento alla progettazione antincendio, le opere progettate sono conformi a quanto previsto da:

- D.P.R. n. 151 del 1 agosto 2011 “Regolamento recante semplificazione della disciplina dei procedimenti relativi alla prevenzione incendi, a norma dell’articolo 49 comma 4-quater, decreto- legge 31 maggio 2010, n. 78, convertito con modificazioni, dalla legge 30 luglio 2010, n. 122”
- lettera 1324 del 7 febbraio 2012 - Guida per l’installazione degli impianti fotovoltaici;
- lettera di chiarimenti diramata in data 4 maggio 2012 dalla Direzione centrale per la prevenzione e la sicurezza tecnica del corpo dei Vigili del Fuoco.

Inoltre, è stato valutato il pericolo di elettrocuzione cui può essere esposto l’operatore dei Vigili del Fuoco per la presenza di elementi circuitali in tensione all’interno dell’area impianto.

A questo proposito si riporta un riepilogo dello studio fatto dal NIA (nucleo Investigativo Antincendio Ing. Michele Mazzaro) diffuso con circolare PROTEM 7190/867 del novembre 2013 in cui si evidenzia la rassicurante conclusione dello studio di cui si riporta qualche stralcio:

Si evidenzia che sia in fase di cantiere che in fase di O&M dell’impianto si dovranno rispettare anche tutti i requisiti richiesti ai sensi del D.Lgs 81/2008 e s.m.i.

Al fine di ridurre al minimo il rischio di propagazione di un incendio dai generatori fotovoltaici agli ambienti circostanti, gli impianti saranno installati su strutture incombustibili (Classe 0 secondo il DM 26/06/1984 oppure Classe A1 secondo il DM 10/03/2005).

Sono previsti sistemi ad estintore in ogni cabina presente e alcuni estintori aggiuntivi per eventuali focolai esterni alle cabine (sterpaglia, erba secca, ecc.).

Saranno installati sistemi di rilevazione fumo e fiamma e in fase di ingegneria di dettaglio si farà un’analisi di rischio per verificare l’eventuale necessità di installare sistemi antincendio automatici all’interno delle cabine.

L’area in cui è ubicato il generatore fotovoltaico ed i suoi accessori non sarà accessibile se non agli addetti alle manutenzioni che dovranno essere adeguatamente formati/informati sui rischi e sulle specifiche procedure operative da seguire per effettuare ogni manovra in sicurezza, e forniti degli adeguati DPI.

I dispositivi di sezionamento di emergenza dovranno essere individuati con la segnaletica di sicurezza di cui al titolo V del D.Lgs.81/08 e s.m.i..

3.5 CONNESSIONE ALLA RTN

L’impianto sarà connesso in parallelo alla rete di distribuzione pubblica e saranno rispettate le seguenti condizioni (CEI 0-16):

- il parallelo non deve causare perturbazioni alla continuità e qualità del servizio della rete pubblica per preservare il livello del servizio per gli altri utenti connessi;

- l'impianto di produzione non deve connettersi o la connessione in regime di parallelo deve interrompersi immediatamente ed automaticamente in assenza di alimentazione della rete di distribuzione o qualora i valori di tensione e frequenza della rete stessa non siano entro i valori consentiti;
- l'impianto di produzione non deve connettersi o la connessione in regime di parallelo deve interrompersi immediatamente ed automaticamente se il valore di squilibrio della potenza generata da impianti trifase realizzati con generatori monofase non sia compreso entro il valore massimo consentito per gli allacciamenti monofase.

Ciò al fine di evitare che (CEI 0-16):

- in caso di mancanza di tensione in rete, l'utente attivo connesso possa alimentare la rete stessa;
- in caso di guasto sulla linea MT, la rete stessa possa essere alimentata dall'impianto fotovoltaico ad essa connesso,
- in caso di richiusura automatica o manuale di interruttori della rete di distribuzione, il generatore fotovoltaico possa trovarsi in discordanza di fase con la tensione di rete, con possibile danneggiamento del generatore stesso.

L'impianto sarà inoltre provvisto dei sistemi di regolazione e controllo necessari per il rispetto dei parametri elettrici secondo quanto previsto nel regolamento di esercizio, da sottoscrivere con il gestore della rete alla messa in esercizio dell'impianto.

Di seguito il percorso che dalla cabina di interfaccia, all'interno del sito del campo FV, la linea a 36kV arriva alla SE di terna S.p.a di ITTIRI. La linea di connessione AT 36 kV dopo un primo tratto di circa 1 km su proprietà privata (per questo verrà acquisita la servitù di passaggio), prosegue su strade locali e vicinali, per poi percorrere l'ultimo tratto su strada statale, il tratto terminale (circa 405 metri) è su proprietà privata.

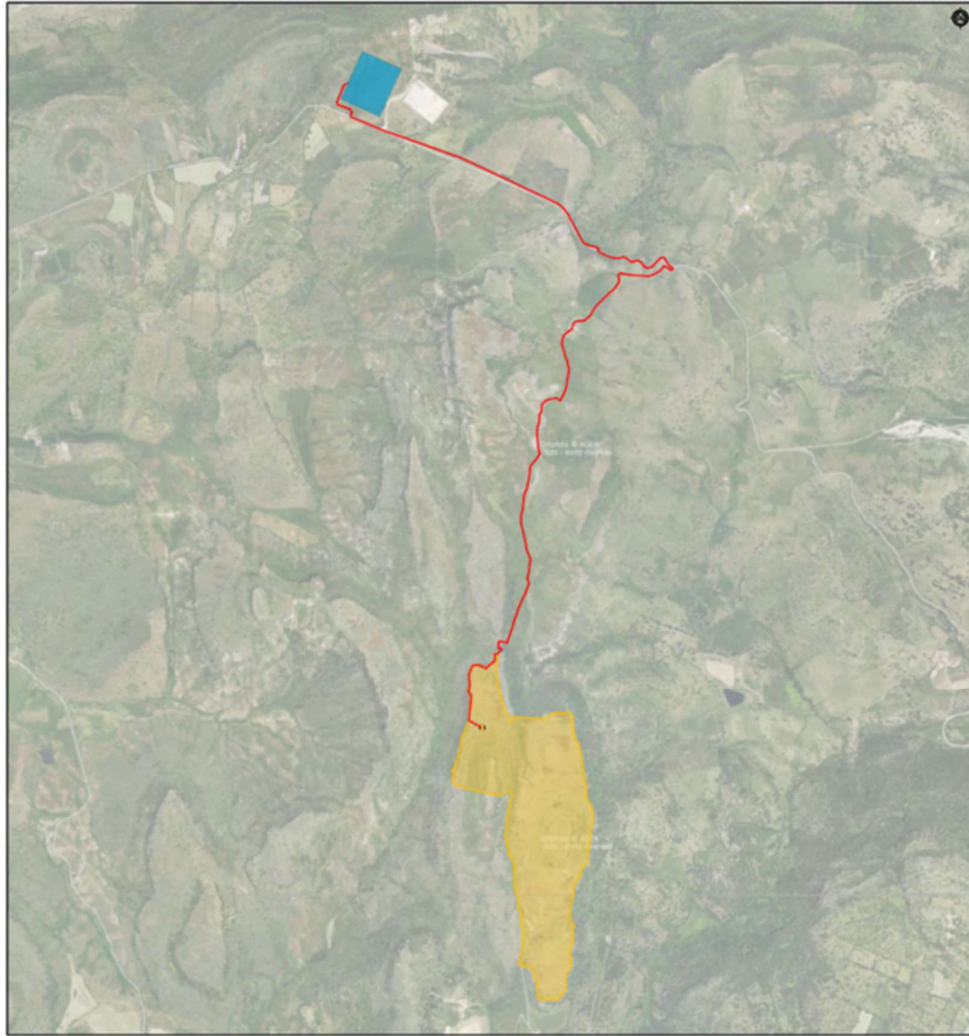


Figura 3.9: Collegamento AT alla SE

Nella cabina di consegna saranno presenti tutti gli elementi di protezione, sezionamento e misura per la corretta connessione dell'impianto alla RTN; nella stessa è localizzato il punto di misura fiscale principale e bidirezionale e le protezioni generale DG e di interfaccia DI richieste dalla norma CEI 0-16 e dal codice di rete TERNA.

3.6 CALCOLI DI PROGETTO

3.6.1 Calcoli di producibilità

I calcoli di producibilità sono riportati nell'elaborato Rif. "21-00013-IT-BESSUDE_PI_R02_Rev0_Calcolo Producibilità" dove sono stati utilizzati diversi software di calcolo sviluppati da produttori diversi.

In sintesi, l'energia prodotta risulta compresa fra 42.927MWh/anno e 44.353 MWh/anno e la produzione specifica media è pari a circa 1,512 (MWh/MWp)/anno. In base ai parametri impostati per le relative perdite d'impianto, i componenti scelti (moduli e inverter) e alle condizioni meteorologiche del sito in esame risulta un indice di rendimento (performance ratio PR) del 89.28% circa.

3.6.2 Calcoli elettrici

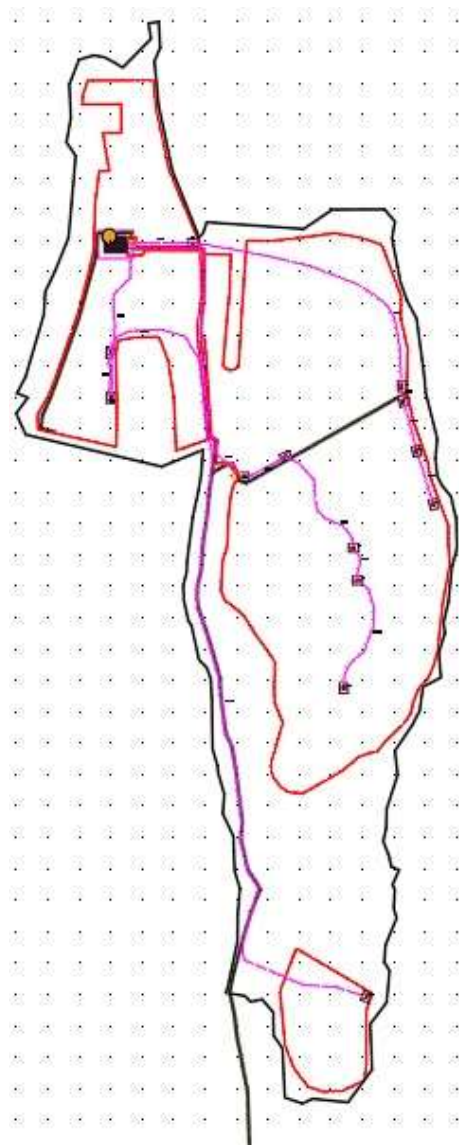
L'impianto elettrico di media tensione è stato previsto con distribuzione radiale distribuita su tre rami contenenti rispettivamente 5-5-3 cabine PS (Power Station). Nel documento di calcolo sono esplicitate tutte le correnti di ramo che collegano le varie cabine.

Considerando il tipo di cavo previsto, con posa interrata a trifoglio, come si può constatare dalla tabella delle portate, utilizzando un cavo da 95 mmq si rispettano le portate dei vari rami in funzione della corrente che transita.

Per la caduta di tensione si è previsto un limite del 2% come valore massimo per non avere troppa energia dispersa. Considerando la sezione e le lunghezze dei vari rami per poter rimanere al di sotto della soglia prevista sarà necessario raddoppiare i cavi in alcuni rami.

L'impianto di bassa tensione sarà realizzato in corrente alternata e continua.

La parte in continua è costituita dalle stringhe formate da 28 pannelli in serie che si collegano agli ingressi degli inverter. Considerando che la corrente di stringa non sarà superiore a 13 A e che la lunghezza media del cavo sia di circa 250 m, con una sezione del conduttore pari a 10 mmq, la caduta di tensione sarà non superiore a: 0,98 %.



RG7H1R 18/30 kV

Caratteristiche tecniche/Technical characteristics U max: 36 kV

Formazione Size	Ø indicativo conduttore Approx. conduct. Ø	Spessore medio isolante Average insulation thickness	Ø esterno max Max outer Ø	Peso indicativo cavo Approx. cable weight	Portata di corrente Current rating			
					A			
					in aria In air		interrato* buried*	
n° x mm²	mm	mm	mm	kg/km	a trifoglio Inetal	in piano flat	a trifoglio Inetal	in piano flat
1 x 50	8,1	8,0	34,1	1400,0	229,0	250,0	214,0	222,0
1 x 70	9,7	8,0	36,2	1700,0	285,0	316,0	263,0	272,0
1 x 95	11,4	8,0	38,2	1950,0	347,0	387,0	314,0	325,0
1 x 120	12,9	8,0	40,0	2230,0	401,0	445,0	358,0	370,0
1 x 150	14,3	8,0	41,0	2550,0	452,0	505,0	400,0	415,0
1 x 185	16,0	8,0	43,1	3000,0	520,0	580,0	453,0	469,0
1 x 240	18,3	8,0	45,0	3600,0	615,0	680,0	525,0	540,0
1 x 300	21,0	8,0	47,0	4300,0	705,0	775,0	593,0	606,0
1 x 400	23,2	8,0	51,1	5200,0	815,0	895,0	671,0	685,0
1 x 500	26,1	8,0	53,0	6300,0	943,0	1030,0	761,0	775,0
1 x 630	30,3	8,0	60,2	7800,0	1085,0	1170,0	860,0	875,0

*Resistività termica del terreno 100°C cm/W
* Ground thermal resistivity 100°C cm/W

La parte BT in corrente alternata è costituita dal tratto di condotta che collega gli inverter al quadro di parallelo delle rispettive cabine. Anche in questo caso, considerando che la corrente di ogni inverter trifase a piena potenza (circa 215kW) con tensione concatenata di 800V sarà di circa 160A, per una lunghezza massima di 300m, con un cavo di collegamento di sezione pari a 120mmq, la caduta di tensione sarà pari a: 1,56%.

I calcoli relativi ai dimensionamenti degli impianti sono contenuti nell'elaborato rif. 21-00013-IT-BESSUDE_PI_R01_Rev0_Relazione calcolo preliminare degli impianti”.

3.6.3 Calcoli strutturali

Le opere strutturali previste dal progetto sono relative a:

1. Strutture metalliche di sostegno dei moduli fotovoltaici;
2. Pali di strutture di sostegno;
3. Cabine/locali tecnici e relative fondazioni.

Per quanto riguarda le opere di cui al punto 1 e 3 si prevede l'impiego di strutture prefabbricate di cui si è definita la parte tecnica ed architettonico-funzionale in base alle condizioni ambientali e di impiego, rimandando i calcoli strutturali alla fase esecutiva di dettaglio.

Per quanto riguarda i pali delle strutture, nell'elaborato Rif “21-00013-IT-BESSUDE_PI_R01_Rev0_Relazione calcolo preliminare degli impianti” si sono effettuati i calcoli preliminari degli stessi al fine di dimensionarne preliminarmente in termini di impatto visivo ed economico.

3.6.4 Calcoli idraulici

Allo stato attuale e data la posizione rialzata dell'area di progetto, non è possibile definire un unico bacino sul quale le precipitazioni vengono convogliate. L'area si configura quale spartiacque, andando a dividere le precipitazioni su più bacini distinti.

Lo studio idrologico e idraulico si inserisce in questo contesto, analizzando la rete di dreno esistente e valutando l'impatto dell'opera in progetto.

Lo studio idrologico è svolto secondo le seguenti modalità:

- analisi delle piogge, eseguita utilizzando i dati forniti dall'ARPAE Sardegna;
- valutazione della durata dell'evento pluviometrico di progetto di durata pari al tempo critico dei bacini idrografici oggetto di studio (tempo di corrivazione e ietogramma di progetto);
- determinazione delle portate di riferimento e dimensionamento del sistema di collettamento delle stesse.

I calcoli di progetto sono riportati in dettaglio nell'elaborato Rif. "21-00013-IT-BESSUDE_CV_R1_Rev0_Relazione idrologica e idraulica".

3.6.5 Misure di protezione contro gli effetti delle scariche atmosferiche

L'abbattersi di scariche elettriche atmosferiche in prossimità dell'impianto può provocare il concatenamento del flusso magnetico associato alla corrente di fulmine con i circuiti dell'impianto fotovoltaico, così da provocare sovratensioni in grado di mettere fuori uso i componenti tra cui, in particolare, l'inverter e i moduli fotovoltaici.

A questo proposito tutte le masse metalliche, ed in particolare i pali di sostegno verranno resi equipotenziali con apposito conduttore da 16mmq. Tutti gli scaricatori contenuti negli inverter e nelle string-box verranno collegati direttamente a questo conduttore equipotenziale

3.7 FASI DI COSTRUZIONE

La realizzazione dell'impianto sarà avviata immediatamente a valle dell'ottenimento dell'autorizzazione alla costruzione.

La fase di costruzione vera e propria avverrà successivamente alla predisposizione dell'ultima fase progettuale, consistente nella definizione della progettazione esecutiva, che completerà i calcoli in base alle scelte di dettaglio dei singoli componenti.

In ogni caso, per entrambe le sezioni di impianto la sequenza delle operazioni sarà la seguente:

1. Progettazione esecutiva di dettaglio
2. Costruzione
 - opere civili
 - accessibilità all'area ed approntamento cantiere
 - preparazione terreno mediante rimozione vegetazione e livellamento
 - realizzazione viabilità di campo
 - realizzazione recinzioni e cancelli ove previsto
 - preparazione fondazioni cabine
 - posa pali

- posa strutture metalliche
- scavi per posa cavi
- realizzazione/posa locali tecnici: Power Stations, cabina principale MT
- realizzazione canalette di drenaggio
- opere impiantistiche
 - messa in opera e cablaggi moduli FV
 - installazione inverter e trasformatori
 - posa cavi e quadristica BT
 - posa cavi e quadristica MT
 - allestimento cabine
- Opere a verde
- Commissioning e collaudi.

Per quanto riguarda le modalità operative di costruzione si farà riferimento alle scelte progettuali esecutive.

3.8 PRIME INDICAZIONI DI SICUREZZA

Il cantiere sarà contenuto in diverse aree delimitate. Sarà previsto un campo base (a SudNord, in prossimità dell'ingresso al sito), destinata ai baraccamenti ed al deposito dei materiali. Tale area sarà opportunamente recintata con rete di altezza 2 m. L'accesso alle aree di cantiere, che coinciderà con l'accesso definitivo del sito, sarà dotato di servizio di controllo e sarà consentito tramite un cancello di accesso di larghezza 8 m sufficiente alla carrabilità dei mezzi pesanti.

L'accesso al sito avverrà utilizzando la viabilità interna all'area di cantiere esistente. Per il trasporto dei materiali e delle attrezzature all'interno dei lotti si prevede l'utilizzo di mezzi tipo furgoni e cassonati.

Il volume di traffico su tali strade è molto limitato. All'interno del lotto di intervento, sia per le dimensioni delle strade che per la caratteristica del fondo (strade sterrate), sarà fissato un limite di velocità massimo di 10 km/h. L'accesso all'area avverrà dalla viabilità principale come indicato nella tavola "21-00013-IT-BESSUDE_CV_T04_Rev0_Indicazione percorso viabilistico".

Nella viabilità all'interno del lotto, e in generale nelle vie di transito, si prevederà un'umidificazione costante al fine di prevedere lo svilupparsi di polveri al passaggio dei mezzi. Inoltre, durante l'esecuzione delle lavorazioni che lo richiederanno saranno impiegati sistemi di abbattimento polveri tramite cannone nebulizzatore in alta pressione che consente di neutralizzare le polveri più fini presenti nell'atmosfera.

A servizio degli addetti alle lavorazioni si prevedono le seguenti installazioni di moduli prefabbricati (si ipotizza che il numero massimo di lavoratori presenti contemporaneamente in cantiere sia pari a 100):

- Uffici Committente/Direzione lavori;
- Spogliatoi;
- Refettorio e locale ricovero;
- Servizi igienico assistenziali.

3.9 SCAVI E MOVIMENTI TERRA

Le attività di movimento terra si limiteranno comunque a:

- Regolarizzazione: interesseranno in tutta l'area lo strato più superficiale di terreno e le porzioni del sito che presentano pendenze importanti;
- Realizzazione di viabilità interna: la viabilità interna alla centrale fotovoltaica sarà costituita da tratti esistenti e da tratti di strada di nuova realizzazione tutti inseriti nelle aree contrattualizzate. Per l'esecuzione dei tratti di viabilità interna di nuova costruzione si realizzerà un rilevato di spessore di 10 cm circa utilizzando il materiale fornito da cava autorizzata;
- Formazione piano di posa di platee di fondazione cabine. In base alla situazione geotecnica di dettaglio, nelle aree individuate per l'installazione dei manufatti sarà da prevedere o una compattazione del terreno in sito, o posa e compattazione di materiale e realizzazione di platea di sostegno in calcestruzzo. La movimentazione della terra interesserà solo lo strato più superficiale del terreno (max 50 cm);
- Scavi per posizionamento linee MT. Si prevedono lavori di scavo a sezione ristretta prevalentemente per i cavidotti MT. Il layout dell'impianto e la disposizione delle sue componenti sono stati progettati in modo da minimizzare i percorsi dei cavidotti, così da minimizzare le cadute di tensione. Il trasporto di energia in MT avverrà principalmente mediante cavo in tubazione corrugata o, per la maggior parte, con cavi idonei per interrimento diretto, posti su letto di sabbia, all'interno di uno scavo a sezione ristretta profondo circa 1 metro. Ulteriori tipologie di posa sono previste laddove sono presenti caratterizzazioni sensibili del terreno o delle possibilità tecniche di posa. Si prevede una profondità massima di scavo di 1,50 m;
- Scavi per posa cavidotti interrati in BT/CC, dati e sicurezza: si prevedono lavori di scavo a sezione ristretta prevalentemente per i cavidotti principali BT/CC. Il trasporto di energia BT/CC e dati avviene principalmente mediante cavo in tubazione corrugata interrata o con cavi idonei per interrimento diretto, posta all'interno di uno scavo a sezione ristretta profondo circa 0,30-0,60 m, posto su di un letto di sabbia. Nel caso di substrati rocciosi si prevedono lavori di posizionamento in appoggio diretto sul terreno di opportuni manufatti in calcestruzzo certificati ed adatti canali alla posa dei cavi in media Tensione. Ulteriori tipologie di posa sono previste laddove sono presenti caratterizzazioni sensibili del terreno o delle possibilità tecniche di posa si potranno prevedere pose fuori terra in manufatti dedicati. La movimentazione terra interesserà solo lo strato più superficiale del terreno (max 0,60 m);
- Scavi per realizzazioni canalette di drenaggio: Le canalette di ordine differente a seconda del ruolo all'interno della rete, saranno realizzate in scavo con una sezione trapezia avente inclinazione di sponda pari a circa 26°. Le profondità e la larghezza varieranno a seconda dell'ordine di importanza dei drenaggi;
Lo scopo delle canalette è quello di consentire il drenaggio dei deflussi al netto delle infiltrazioni nel sottosuolo. Le acque meteoriche ricadenti su ogni settore, per la parte eccedente rispetto alla naturale infiltrazione del suolo, verranno infatti intercettate dalle canalette drenanti realizzate lungo i lati esterni morfologicamente più depressi.

3.10 PERSONALE E MEZZI

Per la realizzazione di un'opera di questo tipo ed entità, si prevede di utilizzare le seguenti principali attrezzature e figure professionali:

- Mezzi d'opera:
 - Gru di cantiere e muletti;
 - Macchina pali;
 - Attrezzi da lavoro manuali e elettrici;
 - Gruppo elettrogeno (se non disponibile rete elettrica);
 - Strumentazione elettrica e elettronica per collaudi;
 - Furgoni e camion vari per il trasporto;
- Figure professionali:
 - Responsabili e preposti alla conduzione del cantiere;
 - Elettricisti specializzati;
 - Addetti scavi e movimento terra;
 - Operai edili;
 - Montatori strutture metalliche.

In particolare, per quanto riguarda l'impiego di personale operativo, in considerazione delle tempistiche previste dal cronoprogramma degli interventi, si prevede l'impiego, nei periodi di massima attività di circa 150-200 addetti ai lavori.

Tutto ciò sarà meglio specificato e gestito nel Piano di Sicurezza e Coordinamento dell'opera preliminarmente all'attivazione della fase di costruzione.

3.11 OPERE A VERDE DI MITIGAZIONE E INTEGRAZIONE AGRICOLA

Nel caso di studio, le strutture sono posizionate in modo tale da consentire lo sfruttamento agricolo ottimale del terreno. I pali di sostegno sono distanti tra loro 8,5 metri per consentire la coltivazione e garantire la giusta illuminazione al terreno, mentre i pannelli sono distribuiti in maniera da limitare al massimo l'ombreggiamento, così da garantire una perdita pressoché nulla del rendimento annuo in termini di produttività dell'impianto fotovoltaico in oggetto e la massimizzazione dell'uso agronomico del suolo coinvolto. Inoltre, anche per le zone in ombra sotto le strutture modulari, è previsto l'inerbimento.

In via generale, (rif. elaborato di progetto "21-00013-IT-BESSUDE_SA_R13_Rev0_Relazione pedo-agronomica"), per i terreni di cui dispone la Società proponente è stato elaborato un progetto agronomico che prevede, nelle aree di impianto, incluse quelle al di sotto della proiezione dei pannelli, il mantenimento dell'attuale destinazione colturale caratterizzata da pascolo e pascolo arborato, il miglioramento del cotico erboso grazie all'ausilio di appositi macchinari, e la corretta gestione del carico di bestiame e del pascolamento.

L'intervento, infatti, si viene a collocare in un contesto caratterizzato dalla difficoltà di attuare la coltivazione di essenze arboree ed erbacee mentre risulta ottimale attuare interventi di miglioramento del pascolo per ovi-caprino.

Si fa presente che la conformazione del suolo, a causa della morfologia disagiata e della presenza di aree con roccia affiorante proprio ai margini dell'impianto, non sembra adatta alla piantumazione di specie arboreo/arbustive schermanti, pertanto, non verrà realizzata una fascia mitigativa continua all'esterno della recinzione. Tuttavia, come meglio osservabile dall'elaborato grafico 21-00013-IT-BESSUDE_SA_T10_Rev0_Carta interferenze visive, al quale si rimanda, preme sottolineare come la percezione visiva dell'impianto fotovoltaico dalle aree circostanti, proprio a causa della morfologia

dell'area, sia alquanto ridotta, questo considerando che anche i cavi di connessione saranno tutti interrati. In dettaglio, si precisa che anche dai Beni paesaggistici presenti all'interno dell'area vasta di studio l'impianto fotovoltaico risulta difficilmente visibile per le motivazioni appena citate.

Ancora, è necessario far notare che l'area di intervento risulta alquanto distante dal contesto urbanizzato: non vi sono centri abitati in prossimità dell'area di intervento e da quelli più prossimi la struttura tecnologica risulta difficilmente percepibile

3.12 VERIFICHE PROVE E COLLAUDI

L'intera opera ed i componenti di impianto saranno sottoposti a prove, verifiche e collaudi sull'opera ai sensi di quanto previsto dalla normativa vigente ed a richiesta del Cliente, in aggiunta alle azioni di sorveglianza ed ispezione che la Direzione Lavori ed il Coordinatore per la Sicurezza svolgeranno all'interno dei rispettivi mandati regolati dalle leggi dello stato ancorché dal contratto fra le Parti.

Le prove ed i collaudi hanno efficacia contrattuale se svolti in contraddittorio Appaltatore e Committente (attraverso suoi delegati).

In particolare saranno previste:

- Prove e collaudi sui componenti sopra descritti prima e durante l'installazione al fine di verificarne la rispondenza dei requisiti richiesti, inclusa la gestione delle denunce delle opere strutturali prevista ai sensi della legislazione vigente
- Collaudi ad installazione completata, quali ad esempio:
 - su tutte le opere: ispezione al fine di verbalizzare la:
 - rispondenza dell'impianto al progetto approvato e rivisto "as built" dall'Appaltatore
 - la realizzazione dell'opera secondo le disposizioni contrattuali
 - stato dell'area di installazione (terreno, recinzione, cabine, accessi, sistema di sorveglianza)
 - generatore fotovoltaico
 - ispezione integrità superficie captante
 - verifica pulizia della superficie captante
 - verifica posa dei cavi intramodulo
 - fondazioni e strutture di sostegno
 - ispezione integrità strutturale e montaggio
 - denuncia delle opere
 - quadri di parallelo
 - prova a sfilamento dei cavi
 - verifica della integrità degli scaricatori
 - misure di resistenza di isolamento di tutti i circuiti
 - verifica della corretta marcatura delle morsettiere e terminali dei cavi
 - verifica della corretta targhettatura delle apparecchiature interne ed esterne
 - verifica della messa a terra di masse e scaricatori
 - quadri di sezione e sottocampo
 - prova a sfilamento dei cavi
 - battitura delle tensioni

- misure di resistenza di isolamento di tutti i circuiti
- verifica della corretta marcatura delle morsettiere e terminali dei cavi
- verifica della corretta targhettatura delle apparecchiature interne ed esterne
- verifica della messa a terra di masse e scaricatori
- inverter
 - prova a sfilamento dei cavi
 - battitura delle tensioni in ingresso
- sistema di acquisizione dati
 - presenza componenti del sistema
- sistemi accessori: verifiche funzionali (videosorveglianza, ventilazione cabine, ecc.);
- documentazione di progetto: verifica della presenza di tutte le certificazioni e collaudi sui componenti necessarie all'accettazione dell'opera.
- Collaudo GRID
 - prove funzionali generali di avviamento e fermata inverter, scatto e ripristino protezioni di interfaccia alla rete, efficienza organi di manovra
 - verifica tecnico-funzionale dell'impianto
 - Run Test, finalizzato a verificare la funzionalità d'esercizio dell'impianto nel tempo. Nel corso del Test Run l'Appaltatore è tenuto alla sorveglianza dell'esercizio ma non sono consentite prove sull'impianto che non possano essere registrate dal sistema di acquisizione dei dati
 - verifica del sistema di acquisizione dati

4. PIANO DI MANUTENZIONE DELL'IMPIANTO

La fase di manutenzione dell'impianto prevederà sostanzialmente le operazioni descritte nei paragrafi seguenti.

4.1 MODULI FOTOVOLTAICI

La manutenzione preventiva sui singoli moduli non richiede la messa fuori servizio di parte o di tutto l'impianto e consiste in:

- ispezione visiva, tesa all'identificazione dei danneggiamenti ai vetri (o supporti plastici) anteriori, deterioramento del materiale usato per l'isolamento interno dei moduli, microscariche per perdita di isolamento ed eccessiva sporcizia del vetro (o supporto plastico);
- controllo cassetta di terminazione, mirata ad identificare eventuali deformazioni della cassetta di terminazione, la formazione di umidità all'interno, lo stato dei contatti elettrici della polarità positive e negative, lo stato dei diodi di by-pass, il corretto serraggio dei morsetti di intestazione dei cavi di collegamento delle stringhe e l'integrità della siliconatura dei passacavi;
- per il mantenimento in efficienza dell'impianto si prevede inoltre la pulizia periodica dei moduli.

4.2 STRINGHE FOTOVOLTAICHE

La manutenzione preventiva sulle stringhe, deve essere effettuata dal quadro elettrico in continua, non richiede la messa fuori servizio di parte o tutto l'impianto e consiste nel controllo delle grandezze elettriche: con l'ausilio di un normale multimetro, controllare l'uniformità delle tensioni a vuoto e delle correnti di funzionamento per ciascuna delle stringhe che fanno parte dell'impianto; nel caso in cui tutte le stringhe dovessero essere nelle stesse condizioni di esposizione, risulteranno accettabili scostamenti fino al 10%.

4.3 QUADRI ELETTRICI

La manutenzione preventiva sui quadri elettrici non comporta operazioni di fuori servizio di parte o di tutto l'impianto e consiste in:

- Ispezione visiva tesa alla identificazione di danneggiamenti dell'armadio e dei componenti contenuti ed alla corretta indicazione degli strumenti di misura eventualmente presenti sul fronte quadro;
- Controllo protezioni elettriche: per verificare l'integrità dei diodi di blocco e l'efficienza degli scaricatori di sovratensione;
- Controllo organi di manovra: per verificare l'efficienza degli organi di manovra;
- Controllo cablaggi elettrici: per verificare, con prova di sfilamento, i cablaggi interni dell'armadio (solo in questa fase è opportuno il momentaneo fuori servizio) ed il serraggio dei morsetti;
- Controllo elettrico: per controllare la funzionalità e l'alimentazione del relè di isolamento installato, se il generatore è flottante, e l'efficienza delle protezioni di interfaccia;

- UPS: periodicamente verranno mantenute le batterie dei sistemi di accumulo in relazione alle specifiche indicazioni poste dei costruttori.
- Gruppo Elettrogeno, al fine di assicurare il corretto funzionamento del gruppo elettrogeno di soccorso, periodicamente verranno effettuate le sostituzioni dei liquidi di lubrificazione e raffreddamento nonché la manutenzione delle batterie elettrolitiche: inoltre saranno effettuate prove di avviamento periodiche.

4.4 CONVERTITORI

Le operazioni di manutenzione preventiva saranno limitate ad una ispezione visiva mirata ad identificare danneggiamenti meccanici dell'armadio/cabina di contenimento, infiltrazione di acqua, formazione di condensa, eventuale deterioramento dei componenti contenuti e controllo della corretta indicazione degli strumenti di misura eventualmente presenti. Tutte le operazioni saranno in genere eseguite con impianto fuori servizio.

4.5 COLLEGAMENTI ELETTRICI

La manutenzione preventiva sui cavi elettrici di cablaggio consiste, per i soli cavi a vista, in un'ispezione visiva tesa all'identificazione di danneggiamenti, bruciature, abrasioni, deterioramento isolante, variazioni di colorazioni del materiale usato per l'isolamento e fissaggio saldo nei punti di ancoraggio (per esempio la struttura di sostegno dei moduli).

5. DISMISSIONE DELL'IMPIANTO

L'impianto sarà interamente smantellato al termine della sua vita utile, prevista di 30 anni dall'entrata in esercizio, l'area sarà restituita come si presenta allo stato di fatto attuale.

A conclusione della fase di esercizio dell'impianto, seguirà quindi la fase di "decommissioning", dove le varie parti dell'impianto verranno separate in base alla caratteristica del rifiuto/materia prima seconda, in modo da poter riciclare il maggior quantitativo possibile dei singoli elementi.

I restanti rifiuti che non potranno essere né riciclati né riutilizzati, stimati in un quantitativo dell'ordine dell'1%, verranno inviati alle discariche autorizzate.

Per dismissione e ripristino si intendono tutte le azioni volte alla rimozione e demolizione delle strutture tecnologiche a fine produzione, il recupero e lo smaltimento dei materiali di risulta e le operazioni necessarie a ricostituire la superficie alle medesime condizioni esistenti prima dell'intervento di installazione dell'impianto.

In particolare, le operazioni di rimozione e demolizione delle strutture nonché recupero e smaltimento dei materiali di risulta verranno eseguite applicando le migliori e più evolute metodiche di lavoro e tecnologie a disposizione, in osservazione delle norme vigenti in materia di smaltimento rifiuti.

La descrizione e le tempistiche delle attività sono riportate nell'elaborato Rif. 21-00013-IT-BESSUDE_CA_R03_Rev0_Cronoprogramma lavori di dismissione impianto" che prevede una durata complessiva di circa 7 mesi.

Di seguito si riporta il cronoprogramma dei lavori di dismissione impianto e i costi relativi.

	Mese 1	Mese 2	Mese 3	Mese 4	Mese 5	Mese 6	Mese 7
Rimozione impianto							
Approntamento cantiere							
Preparazione area stoccaggio rifiuti differenziati							
Smontaggio e smaltimento pannelli FV							
Smontaggio e smaltimento strutture metalliche							
Rimozione pali e demolizioni fondazioni in cls							
Rimozione cablaggi							
Rimozione locali tecnici							
Smaltimenti							

Figura 5.1: Cronoprogramma lavori dismissione impianto

IMPIANTO FOTOVOLTAICO BESSUDE PV 29 MWp			
QUADRO ECONOMICO DISMISSIONE IMPIANTO			
DESCRIZIONE	IMPORTI IN €	IVA %	TOTALE € (IVA compresa)
A) COSTO DEI LAVORI DI DISMISSIONE			
A.1) Interventi previsti di dismissione	1.500.000,00 €	10%	1.650.000,00 €
TOTALE A	1.500.000,00 €	10%	1.650.000,00 €

IMPIANTO FOTOVOLTAICO BESSUDE PV 29 MWp			
QUADRO ECONOMICO DISMISSIONE IMPIANTO			
DESCRIZIONE	IMPORTI IN €	IVA %	TOTALE € (IVA compresa)
B) SPESE GENERALI			
B.1 Spese tecniche relative alla progettazione, ivi inclusa la redazione dello studio di impatto ambientale o dello studio preliminare ambientale e del progetto di monitoraggio ambientale, alle necessarie attività preliminari, al coordinamento della sicurezza in fase di progettazione, alle conferenze di servizi, alla direzione lavori e al coordinamento della sicurezza in fase di esecuzione, all'assistenza giornaliera e contabilità,	140.000,00 €	22%	170.800,00 €
B.6) Imprevisti	30.000,00 €	10%	33.000,00 €
B.7) Spese varie	22.000,00 €	10%	26.840,00 €
"Valore complessivo dell'opera" TOTALE (A + B)	1.692.000,00 €		1.880.640,00 €

Figura 5.2: Costi dismissione impianto

6. CRONOPROGRAMMA DEGLI INTERVENTI

I tempi di realizzazione dell'impianto sono pari a circa 8 mesi. La costruzione dell'impianto sarà avviata immediatamente dopo l'ottenimento dell'Autorizzazione a costruire, previa realizzazione del progetto esecutivo e dei lavori di connessione.

Per il dettaglio delle tempistiche delle attività di realizzazione si faccia riferimento all'elaborato Rif. "21-00013-IT-BESSUDE_CA_R02_Rev0_Cronoprogramma lavori di costruzione impianto".

	Mese 1	Mese 2	Mese 3	Mese 4	Mese 5	Mese 6	Mese 7	Mese 8
Forniture								
Moduli FV								
Inverter e trafi								
Cavi								
Quadristica								
Cabine								
Strutture metalliche								
Costruzione - Opere civili								
Approntamento cantiere								
Preparazione terreno e movimento terra								
Realizzazione recinzione								
Realizzazione viabilità di campo								
Posa pali di fondazione								
Posa strutture metalliche								
Montaggio pannelli								
Scavi posa cavi								
Posa locali tecnici								
Opere idrauliche								
Opere impiantistiche								
Collegamenti moduli FV								
Installazione inverter e trafi								
Posa cavi								
Allestimento cabine								
Commissioning e collaudi								

Figura 6.1: Cronoprogramma realizzazione impianto

7. COSTI

La valutazione previsionale dei costi di progetto dell'impianto è riportata nell'elaborato Rif. "21-00013-IT-BESSUDE_TE_R01_Rev0_Computo metrico estimativo realizzazione

L'incidenza dei costi di progetto relativi alla costruzione dell'impianto è circa di 1.166.649,02 Euro/MWp per un totale di circa Euro 33.832.821,62 escluso iva. Tale importo è comprensivo di importo lavori impianto, importo lavori connessione, oneri sicurezza e spese generali. Si riporta di seguito il quadro economico:

IMPIANTO FOTOVOLTAICO BESSUDE PV 29 MWp			
QUADRO ECONOMICO REALIZZAZIONE IMPIANTO			
DESCRIZIONE	IMPORTI IN €	IVA %	TOTALE € (IVA compresa)
A) COSTO DEI LAVORI			
A.1) Interventi previsti	24 224 293.06 €	10%	26 646 722.37 €
A.2) Oneri di sicurezza	100 765.78 €	10%	110 842.36 €
A.3) Opere di mitigazione	64 080.00 €	10%	70 488.00 €
A.4) Spese previste da Studio di Impatto Ambientale, Studio Preliminare Ambientale e Progetto di Monitoraggio Ambientale	203 803.92 €	10%	224 184.31 €
A.5) Opere connesse *	3 795 000.00 €	10%	4 174 500.00 €
TOTALE A	28 387 942.76 €		31 226 737.04 €
B) SPESE GENERALI			
B.1) Spese tecniche relative alla progettazione, ivi inclusa la redazione dello studio di impatto ambientale o dello studio preliminare ambientale e del progetto di monitoraggio ambientale, alle necessarie attività preliminari, al coordinamento della sicurezza in fase di progettazione, alle conferenze di servizi, alla direzione lavori e al coordinamento della sicurezza in fase di esecuzione, all'assistenza giornaliera e contabilità,	252 000.00 €	22%	307 440.00 €
B.2) Spese consulenza e supporto tecnico	0.00 €	22%	0.00 €
B.3) Collaudo tecnico e amministrativo, collaudo statico ed altri eventuali collaudi specialistici	36 000.00 €	22%	43 920.00 €
B.4) Spese per Rilievi, accertamenti, prove di laboratorio, indagini (include le spese per le attività di monitoraggio ambientale)	40 000.00 €	22%	48 800.00 €
B.5) Oneri di legge su spese tecniche B.1), B.2), B.4) e collaudi B.3)	13 120.00 €	22%	16 006.40 €
B.6) Imprevisti	567 758.86 €	10%	624 534.74 €
B.7) Spese varie **	4 536 000.00 €	10%	4 989 600.00 €
TOTALE B	5 444 878.86 €		6 030 301.14 €
C) eventuali altre imposte e contributi dovuti per legge (...specificare) oppure indicazione della disposizione relativa l'eventuale esonero.	0.00 €		0.00 €
"Valore complessivo dell'opera" TOTALE (A + B + C)	33 832 821.62 €		37 257 038.18 €

8. RIFERIMENTI NORMATIVI

La legislazione e normativa nazionale cui si fa riferimento nel progetto è rappresentata da:

Leggi e decreti

Direttiva Macchine 2006/42/CE - “Nuove Norme Tecniche per le Costruzioni” indicate dal DM del 14 Gennaio 2008, pubblicate sulla Gazzetta ufficiale n° 29 del 4/2/2008 - Suppl. Ordinario n. 30, integrate dalle “Istruzioni per l’applicazione delle Norme NTC “ di cui al DM 14/01/2008, Circolare del 02/02/2009 n.617, Pubblicate nella Gazzetta Ufficiale n. 47 del 26 febbraio 2009 – Suppl. Ordinario n. 27

Eurocodici

UNI EN 1991 (serie) Eurocodice 1 – Azioni sulle strutture.

UNI EN 1993 (serie) Eurocodice 3 – Progettazione delle strutture di acciaio.

UNI EN 1994 (serie) Eurocodice 4 – Progettazione delle strutture composte acciaio-calcestruzzo.

UNI EN 1997 (serie) Eurocodice 7 – Progettazione geotecnica.

UNI EN 1998 (serie) Eurocodice 8 – Progettazione delle strutture per la resistenza sismica. UNI EN

1999 (serie) Eurocodice 9 – Progettazione delle strutture di alluminio.

Altri documenti

Esistono inoltre documenti (Istruzioni CNR) che non hanno valore di normativa, anche se in qualche caso i decreti ministeriali fanno espressamente riferimento ad essi:

CNR 10022/84 Costruzioni di profilati di acciaio formati a freddo;

CNR 10011/97 Costruzioni in acciaio. Istruzioni per il calcolo, l’esecuzione, il collaudo e la manutenzione; NR 10024/86 Analisi mediante elaboratore: impostazione e redazione delle relazioni di calcolo.

CNR-DT 207/2008, “Istruzioni per la valutazione delle azioni e degli effetti del vento sulle costruzioni”.

Eventuali normative non elencate, se mandatorie per la progettazione del sistema possono essere referenziate.

In caso di conflitto tra normative e leggi applicabili, il seguente ordine di priorità dovrà essere rispettato:

1. Leggi e regolamenti Italiani;
2. Leggi e regolamenti comunitari (EU); Documento in oggetto;
3. Specifiche di società (ove applicabili); Normative internazionali.

Legislazione e normativa nazionale in ambito Civile e Strutturale

Decreto Ministeriale Infrastrutture 14 gennaio 2008 “Nuove Norme tecniche per le costruzioni”;

Circ. Min. Infrastrutture e Trasporti 2 febbraio 2009, n. 617 “Istruzioni per l’applicazione norme tecniche per le costruzioni”;

Legge 5.11.1971 N° 1086 - (norme per la disciplina delle opere di conglomerato cementizio armato, normale e precompresso ed a struttura metallica);

CNR-UNI 10021- 85 - (Strutture di acciaio per apparecchi di sollevamento. Istruzioni per il calcolo, l'esecuzione, il collaudo e la manutenzione).

Legislazione e normativa nazionale in ambito Elettrico

D. Lgs. 9 Aprile 2008 n. 81 e s.m.i.. (Attuazione dell'articolo 1 della Legge 3 Agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro).

CEI EN 50110-1 (Esercizio degli impianti elettrici) CEI 11-27 (Lavori su impianti elettrici)

CEI 0-10 (Guida alla manutenzione degli impianti elettrici)

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

CEI 0-16 (Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica)

CEI UNI EN ISO/IEC 17025:2008 Requisiti generali per la competenza dei laboratori di prova e di taratura CEI 0-2 Guida per la definizione della documentazione di progetto degli impianti elettrici

CEI EN 60445 (CEI 16-2) Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione – Identificazione dei morsetti degli apparecchi e delle estremità dei conduttori

Sicurezza elettrica

CEI 0-16 Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica

CEI 11-27 Lavori su impianti elettrici

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 64-8/7 (Sez.712)- Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua - Parte 7: Ambienti ed applicazioni particolari

CEI 64-12 Guida per l'esecuzione dell'impianto di terra negli edifici per uso residenziale e terziario

CEI 64-14 Guida alla verifica degli impianti elettrici utilizzatori

IEC/TS 60479-1 Effects of current on human beings and livestock – Part 1: General aspects

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

CEI EN 60529 (CEI 70-1) Gradi di protezione degli involucri (codice IP)

CEI 64-57 Edilizia ad uso residenziale e terziario - Guida per l'integrazione degli impianti elettrici utilizzatori e per la predisposizione di impianti ausiliari, telefonici e di trasmissione dati negli edifici - Impianti di piccola produzione distribuita.

CEI EN 61140 (CEI 0-13) Protezione contro i contatti elettrici - Aspetti comuni per gli impianti e le apparecchiature

Parte fotovoltaica

ANSI/UL 1703:2002 Flat-Plate Photovoltaic Modules and Panels

IEC/TS 61836 Solar photovoltaic energy systems – Terms, definitions and symbols CEI EN 50380 (CEI 82-22) Fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici

CEI EN 50438 (CEI 311-1) Prescrizioni per la connessione di micro-generatori in parallelo alle reti di distribuzione pubblica in bassa tensione

CEI EN 50461 (CEI 82-26) Celle solari - Fogli informativi e dati di prodotto per celle solari al silicio cristallino

CEI EN 50521(82-31) Connettori per sistemi fotovoltaici - Prescrizioni di sicurezza e prove

CEI EN 60891 (CEI 82-5) Caratteristiche I-V di dispositivi fotovoltaici in Silicio cristallino – Procedure di riporto dei valori misurati in funzione di temperatura e irraggiamento

CEI EN 60904-1 (CEI 82-1) Dispositivi fotovoltaici – Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche corrente-tensione

CEI EN 60904-2 (CEI 82-2) Dispositivi fotovoltaici – Parte 2: Prescrizione per i dispositivi solari di riferimento

CEI EN 60904-3 (CEI 82-3) Dispositivi fotovoltaici – Parte 3: Principi di misura dei sistemi solari fotovoltaici (PV) per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento

CEI EN 60904-4 (82-32) Dispositivi fotovoltaici - Parte 4: Dispositivi solari di riferimento -Procedura per stabilire la tracciabilità della taratura

CEI EN 60904-5 (82-10) Dispositivi fotovoltaici - Parte 5: Determinazione della temperatura equivalente di cella (ETC) dei dispositivi solari fotovoltaici (PV) attraverso il metodo della tensione a circuito aperto

CEI EN 60904-7 (82-13) Dispositivi fotovoltaici - Parte 7: Calcolo della correzione dell'errore di disadattamento fra le risposte spettrali nelle misure di dispositivi fotovoltaici

CEI EN 60904-8 (82-19) Dispositivi fotovoltaici - Parte 8: Misura della risposta spettrale di un dispositivo fotovoltaico

CEI EN 60904-9 (82-29) Dispositivi fotovoltaici - Parte 9: Requisiti prestazionali dei simulatori solari

CEI EN 60068-2-21 (91-40) 2006 Prove ambientali - Parte 2-21: Prove - Prova U: Robustezza dei terminali e dell'interconnessione dei componenti sulla scheda

CEI EN 61173 (CEI 82-4) Protezione contro le sovratensioni dei sistemi fotovoltaici (FV) per la produzione di energia – Guida

CEI EN 61215 (CEI 82-8) Moduli fotovoltaici (FV) in Silicio cristallino per applicazioni terrestri – Qualifica del progetto e omologazione del tipo

CEI EN 61646 (CEI 82-12) Moduli fotovoltaici (FV) a film sottile per usi terrestri – Qualifica del progetto e approvazione di tipo

CEI EN 61277 (CEI 82-17) Sistemi fotovoltaici (FV) di uso terrestre per la generazione di energia elettrica – Generalità e guida

CEI EN 61345 (CEI 82-14) Prova all'UV dei moduli fotovoltaici (FV)

CEI EN 61683 (CEI 82-20) Sistemi fotovoltaici - Condizionatori di potenza - Procedura per misurare l'efficienza

CEI EN 61701 (CEI 82-18) Prova di corrosione da nebbia salina dei moduli fotovoltaici (FV)

CEI EN 61724 (CEI 82-15) Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici – Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati

CEI EN 61727 (CEI 82-9) Sistemi fotovoltaici (FV) - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo alla rete

CEI EN 61730-1 (CEI 82-27) Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) Parte 1: Prescrizioni per la costruzione

CEI EN 61730-2 (CEI 82-28) Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) Parte 2: Prescrizioni per le prove

CEI EN 61829 (CEI 82-16) Schiere di moduli fotovoltaici (FV) in Silicio cristallino – Misura sul campo delle caratteristiche I-V

CEI EN 62093 (CEI 82-24) Componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) - Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali

CEI EN 62108 (82-30) Moduli e sistemi fotovoltaici a concentrazione (CPV) – Qualifica del progetto e approvazione di tipo

Quadri elettrici

CEI EN 60439-1 (CEI 17-13/1) Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) – Parte 1: Apparecchiature soggette a prove di tipo (AS) e apparecchiature parzialmente soggette a prove di tipo (ANS);

CEI EN 60439-3 (CEI 17-13/3) Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) – Parte 3: Prescrizioni particolari per apparecchiature assiemate di protezione e di manovra destinate ad essere installate in luoghi dove personale non addestrato ha accesso al loro uso – Quadri di distribuzione ASD;

CEI 23-51 Prescrizioni per la realizzazione, le verifiche e le prove dei quadri di distribuzione per installazioni fisse per uso domestico e similare.

Rete elettrica del distributore e allacciamento degli impianti

CEI 11-1 Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata

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

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

CEI 11-20, V1 Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria – Variante

CEI 11-20, V2 Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati alle reti di I e II categoria – Allegato C - Prove per la verifica delle funzioni di interfaccia con la rete elettrica per i micro generatori

CEI EN 50110-1 (CEI 11-48) Esercizio degli impianti elettrici

CEI EN 50160 (CEI 8-9) Caratteristiche della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione dell'energia elettrica

Cavi, cavidotti e accessori

CEI 20-13 Cavi con isolamento estruso in gomma per tensioni nominali da 1 a 30 kV CEI 20-14 Cavi isolati con polivinilcloruro per tensioni nominali da 1 kV a 3 kV

CEI-UNEL 35024-1 Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua – Portate di corrente in regime permanente per posa in aria

CEI-UNEL 35026 Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali di 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa interrata

CEI 20-40 Guida per l'uso di cavi a bassa tensione

CEI 20-65 Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico, termoplastico e isolante minerale per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua - Metodi di verifica termica (portata) per cavi raggruppati in fascio contenente conduttori di sezione differente

CEI 20-67 Guida per l'uso dei cavi 0,6/1 kV

CEI 20-91 Cavi elettrici con isolamento e guaina elastomerici senza alogeni non propaganti la fiamma con tensione nominale non superiore a 1 000 V in corrente alternata e 1 500 V in corrente continua per applicazioni in impianti fotovoltaici

CEI EN 50086-1 (CEI 23-39) Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche – Parte 1: Prescrizioni generali

CEI EN 50086-2-4 (CEI 23-46) Sistemi di canalizzazione per cavi - Sistemi di tubi Parte 2-4: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi interrati

CEI EN 50262 (CEI 20-57) Pressacavo metrici per installazioni elettriche

CEI EN 60423 (CEI 23-26) Tubi per installazioni elettriche – Diametri esterni dei tubi per installazioni elettriche e filettature per tubi e accessori

CEI EN 61386-1 (CEI 23-80) Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche Parte 1: Prescrizioni generali

CEI EN 61386-21 (CEI 23-81) Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche Parte 21: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi rigidi e accessori

CEI EN 61386-22 (CEI 23-82) Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche Parte 22: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi pieghevoli e accessori

CEI EN 61386-23 (CEI 23-83) Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche Parte 23: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi flessibili e accessori

Conversione della Potenza

CEI 22-2 Convertitori elettronici di potenza per applicazioni industriali e di trazione

CEI EN 60146-1-1 (CEI 22-7) Convertitori a semiconduttori – Prescrizioni generali e convertitori commutati dalla linea – Parte 1-1: Specifiche per le prescrizioni fondamentali

CEI EN 60146-1-3 (CEI 22-8) Convertitori a semiconduttori – Prescrizioni generali e convertitori commutati dalla linea – Parte 1-3: Trasformatori e reattori

CEI UNI EN 45510-2-4 (CEI 22-20) Guida per l'approvvigionamento di apparecchiature destinate a centrali per la produzione di energia elettrica – Parte 2-4: Apparecchiature elettriche – Convertitori statici di potenza

Scariche atmosferiche e sovratensioni

CEI EN 50164-1 (CEI 81-5) Componenti per la protezione contro i fulmini (LPC) – Parte 1: Prescrizioni per i componenti di connessione

CEI EN 61643-11 (CEI 37-8) Limitatori di sovratensioni di bassa tensione – Parte 11: Limitatori di sovratensioni connessi a sistemi di bassa tensione – Prescrizioni e prove

CEI EN 62305-1 (CEI 81-10/1) Protezione contro i fulmini – Parte 1: Principi generali

CEI EN 62305-2 (CEI 81-10/2) Protezione contro i fulmini – Parte 2: Valutazione del rischio

CEI EN 62305-3 (CEI 81-10/3) Protezione contro i fulmini – Parte 3: Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone

CEI EN 62305-4 (CEI 81-10/4) Protezione contro i fulmini – Parte 4: Impianti elettrici ed elettronici nelle strutture

Energia solare

UNI 8477-1 Energia solare – Calcolo degli apporti per applicazioni in edilizia – Valutazione dell'energia raggiante ricevuta

UNI EN ISO 9488 Energia solare - Vocabolario

UNI 10349 Riscaldamento e raffrescamento degli edifici – Dati climatici

Sistemi di misura dell'energia elettrica

CEI 13-4 Sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica

CEI EN 62052-11 (CEI 13-42) Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni generali, prove e condizioni di prova - Parte 11: Apparato di misura

CEI EN 62053-11 (CEI 13-41) Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari - Parte 11: Contatori elettromeccanici per energia attiva (classe 0,5, 1 e 2)

CEI EN 62053-21 (CEI 13-43) Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari - Parte 21: Contatori statici di energia attiva (classe 1 e 2)

CEI EN 62053-22 (CEI 13-44) Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari - Parte 22: Contatori statici per energia attiva (classe 0,2 S e 0,5 S)

CEI EN 50470-1 (CEI 13-52) Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 1: Prescrizioni generali, prove e condizioni di prova - Apparato di misura (indici di classe A, B e C)

CEI EN 50470-2 (CEI 13-53) Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 2: Prescrizioni particolari - Contatori elettromeccanici per energia attiva (indici di classe A e B)

CEI EN 50470-3 (CEI 13-54) Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 3: Prescrizioni particolari - Contatori statici per energia attiva (indici di classe A, B e C)

CEI EN 62059-31-1 (13-56) Apparat per la misura dell'energia elettrica – Fidatezza Parte 31-1: Prove accelerate di affidabilità - Temperatura ed umidità elevate