REGIONE AUTÒNOMA DE SARDIGNA
REGIONE AUTONOMA DELLA SARDEGNA
REGIONE RAS

PROVINCIA DI NUORO

COMUNE DI SINDIA

CENTRALE FOTOVOLTAICA IN ZONA AGRICOLA

Progetto per la costruzione e l'esercizio di una Centrale Fotovoltaica a terra e delle relative opere di connessione alla RTN, con potenza del campo fotovoltaico pari a ***39,95 MWp****, insediata su circa* ***49 ha*** *e capacità di generazione pari a* ***35,20 MW****, con mantenimento e miglioramento delle potenzialità agro-zootecniche esistenti, da realizzare nel Comune di Sindia (NU).*
Area agricola E3 in Regione Sos Compensos
presso SC Santu Lussurgiu Monte S. Antonio, Fg. 40, Comune Censuario di Sindia (I748)

FASE DI PROGETTO :
DEFINITIVO PER A.U.

OTTENIMENTO AUTORIZZAZIONE UNICA *(Art.12, D. Lgs 387/03)*
con associata
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE *(Art.23, D. Lgs 152/06)*

Proponente dell'impianto FV:

ILOS
INE SOS CUMPENSOS S.R.L.
A Company of ILOS New Energy Italy

INE SOS CUMPENSOS S.r.l.
Piazza di Santa Anastasia n. 7
00186 Roma (RM)
PEC: inesoscumpenos.srl@legalmail.it

Firmato digitalmente da: Sergio Chiericoni
Data: 04/02/2022 12:22:17

Gruppo di progettazione:

Ing. Silvestro Cossu - Progettazione generale.
Dott. Geologo Giovanni Calia - Studi e indagini geologiche, idrogeologiche e geotecniche, Studio di Impatto Ambientale.
Dott. Roberto Cogoni - Analisi e valutazioni naturalistiche, caratterizzazione biotica, SIA.
Dott. Agronomo Giuliano Sanna - Analisi e valutazioni agronomiche.
Dott. Pianificatore Antonio Ganga - Indagini e Analisi delle proprietà pedologiche.
Dott.ssa Archeologa Noemi Fadda - Verifica Preventiva dell'Interesse Archeologico.
Dott.ssa Arch. Patrizia Sini - Assetto paesaggistico e opere di mitigazione.
Ing. Marietta Lucia Brau - Progettazione tecnica.
Per. Ind. Alessandro Licheri - Sviluppo soluzione progettuale ed elaborati tecnici per l' impianto FV e per Opere di Connessione alla rete AT.
Per. Ind. Fabiana Casula - Sviluppo progettuale layout elettrico e dimensionamento elettrico centrale fotovoltaico, elaborati grafici tecnici.

Coordinatore generale della progettazione per il gruppo ILOS New Energy Italy s.r.l.

m2 energia
ENERGIE RINNOVABILI

M2 ENERGIA S.r.l.
Via C. D'Ambrosio n. 6, 71016,
San Severo (FG)
PEC: m2energia@pec.it

Firmato digitalmente da

GIANCARLO FRANCESCO DIMAURO

CN = DIMAURO GIANCARLO FRANCESCO
SerialNumber = TINIT-DMRGCR55S17I158F
C = IT

Professionisti responsabili
Ing. Silvestro Cossu

ORDINE INGEGNERI PROVINCIA ORISTANO
n. 139 Dott. Ing. Silvestro Cossu

COSSU
SILVESTRO
08.02.2022
11:40:01
GMT+01:00

Spazio riservato agli uffici:

VIA	*Nome elaborato:* Scheda di Sintesi dell'Intervento					*Codice elaborato* GG SSI
N. progetto NU01Si01	*N. commessa* Z31	*Codice pratica*	*Protocollo*		*Scala* -	*Formato di stampa:* ---
Rev. 00 del 31/01/22	*Rev. 01 del*	*Rev. 02 del*	*Rev. 03 del*	*Verificato il*	*Approvato il*	*Rif. file :* **NU01Si01_GG_SSI_00**

SCHEDA DI SINTESI DELL'INTERVENTO

INDICE

0. CHIAVI DI LETTURA – RISULTATI DEL PROGETTO

1. PREMESSA DI CONTESTO – ORIGINE DEL PROGETTO

1.1 Inserimento del progetto nel Quadro Regolatorio di Riferimento
1.2 Il proponente e il gruppo societario di riferimento

2. DESCRIZIONE GENERALE DELL'INTERVENTO

2.1 L'ambito territoriale di intervento
2.2 L'inquadramento urbanistico del sito di ubicazione della centrale FV
2.3 Inquadramento catastale delle aree d'insediamento della centrale FV
2.4 Titoli di disponibilità delle aree di insediamento della centrale concesse in Diritto di superficie
2.5 Sintesi generale delle dimensioni delle aree in interesse
2.6 Caratteristiche dell'area di insediamento della centrale FV

3. CRITERI PROGETTUALI ADOTTATI PER L'INSERIMENTO OTTIMALE DELLA CENTRALE NELLE AREE DISPONIBILI

3.1 Il quadro legislativo vigente per gli impianti fotovoltaici in aree agricole
3.2 Soluzione tipiche per gli impianti agrovoltaici
3.3 Condizioni per la realizzazione in termini vantaggiosi di un impianto agrovoltaico
3.4 La scelta della soluzione ottimale per il sito in oggetto
3.5 Sintesi delle dimensioni areali risultanti dalla progettazione

4. CARATTERISTICHE DELLA CENTRALE FV

4.1 Moduli FV e tracker – dimensione campi
4.2 Gli inverter adottati
4.3 Architettura elettrica e accoppiamento moduli inverter
4.4 La produzione attesa
4.5 Render degli impianti
4.6 Mitigazione perimetrale

5. OPERE DI CONNESSIONE ALLA RETE

5.1 Percorso elettrodotto interrato a 30 kV di utenza per la connessione (IUC)
5.2 Inquadramento catastale della nuova SE TERNA e della stazione di connessione MT/AT
5.3 Stato della progettazione della SE TERNA e dell'Impianto di Rete per la Connessione
5.4 Nuovo standard TERNA a 36 kV
5.5 Procedure vigenti in materia di V.I.A. per gli Impianti FV e per le Opere Connesse

6. RICADUTE AMBIENTALI ED ECONOMICHE

6.1 Le ricadute ambientali su scala globale
6.2 Le ricadute economiche in ambito locale/regionale
6.3 Ricadute economiche connesse alla produzione – Misure compensative
6.4 Ricadute associate al mantenimento/potenziamento dell'attività zootecnica preesistente

0. CHIAVI DI LETTURA – RISULTATI DEL PROGETTO

Si legge negli incipit dell'adozione del regolamento **UE n.2021/1119 del 30 giugno 2021:**

(1) **La minaccia esistenziale posta dai cambiamenti climatici richiede una maggiore ambizione e un'intensificazione dell'azione per il clima da parte dell'Unione e degli Stati membri.** L'Unione si è impegnata a potenziare gli sforzi per far fronte ai cambiamenti climatici e a dare attuazione all'accordo di Parigi [...], nel contesto dell'obiettivo a lungo termine relativo alla temperatura previsto dall'accordo di Parigi.

(7) L'azione per il clima dovrebbe rappresentare un'opportunità per tutti i settori dell'economia nell'Unione per contribuire ad assicurare la leadership industriale nel campo dell'innovazione globale. Sotto l'impulso del quadro normativo definito dall'Unione e degli sforzi compiuti dalle industrie europee, **è possibile dissociare la crescita economica dalle emissioni di gas a effetto serra. Ad esempio, le emissioni di gas a effetto serra nell'Unione sono state ridotte del 24% tra il 1990 e il 2019 mentre, nello stesso periodo, l'economia è cresciuta del 60%.**

(11) **Vista l'importanza della produzione e del consumo di energia per il livello di emissioni di gas a effetto serra, è indispensabile realizzare la transizione verso un sistema energetico sicuro, sostenibile e a prezzi accessibili, basato sulla diffusione delle energie rinnovabili,** su un mercato interno dell'energia ben funzionante e **sul miglioramento dell'efficienza energetica**, riducendo nel contempo la povertà energetica.

(17) **L'Unione dovrebbe proseguire la sua azione per il clima e mantenere la leadership internazionale su questo versante anche dopo il 2050, al fine di proteggere le persone e il pianeta dalla minaccia di cambiamenti climatici pericolosi, in vista dell'obiettivo di lungo termine relativo alla temperatura stabilito dall'accordo di Parigi** [...]

(26) Come annunciato nel Green Deal europeo, la Commissione ha valutato il traguardo dell'Unione di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra per il 2030 [...]. **Alla luce dell'obiettivo della neutralità climatica da conseguire per il 2050, entro il 2030 dovrebbero essere ridotte le emissioni di gas a effetto serra e aumentati gli assorbimenti, in modo tale che le emissioni nette di gas a effetto serra – ossia le emissioni al netto degli assorbimenti – siano ridotte, in tutti i settori dell'economia e a livello dell'Unione, di almeno il 55 % rispetto ai livelli del 1990 entro il 2030.** Il Consiglio europeo ha approvato tale obiettivo nelle sue conclusioni del 10 e 11 dicembre 2020. Ha inoltre fornito orientamenti iniziali sulla sua attuazione. **Tale nuovo obiettivo climatico dell'Unione per il 2030 costituisce un obiettivo successivo ai sensi dell'articolo 2, punto 11, del regolamento (UE) 2018/1999, e conseguentemente sostituisce l'obiettivo dell'Unione di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra entro il 2030 stabilito nel medesimo punto.**

(32) Gli ecosistemi, le persone e le economie di tutte le regioni dell'Unione si troveranno ad affrontare i gravi effetti dei cambiamenti climatici, **quali calore estremo, inondazioni, siccità, carenza idrica, innalzamento del livello del mare, scioglimento dei ghiacciai, incendi boschivi, sradicamenti causati dal vento e perdite agricole.** I recenti eventi estremi hanno già inciso in modo sostanziale sugli ecosistemi, con ripercussioni sul sequestro del carbonio e sulle capacità di stoccaggio delle foreste e dei terreni agricoli.

Principi generali riportati nel DM 10/09/10 (Linee Guida per le FER):

1.1. L'attività di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili si inquadra nella disciplina generale della produzione di energia elettrica ed ***è attività libera****, nel rispetto degli obblighi di servizio pubblico, ai sensi dell'articolo 1 del Decreto legislativo n. 79 del 1999.* ***A tale attività si accede in condizioni di uguaglianza, senza discriminazioni nelle modalità, condizioni e termini per il suo esercizio****.*

1.3. Ai sensi dell'ordinamento comunitario e nazionale, ***non possono essere indette procedure pubblicistiche di natura concessoria aventi ad oggetto l'attività di produzione di energia elettrica, che è attività economica non riservata agli enti pubblici e non soggetta a regime di privativa****.*

13.4 ***"Le Regioni o le Province delegate non possono subordinare la ricevibilità, la procedibilità dell'istanza o la conclusione del procedimento alla presentazione di previe convenzioni ovvero atti di assenso o gradimento da parte dei comuni il cui territorio è interessato dal progetto"****.*

RISULTATI DEL PROGETTO

1. SUPERFICI IMPEGNATE PER L'INSEDIAMENTO DELLA CENTRALE

L'insieme delle particelle concesse in DDS, con N.2 atti preliminari, è di circa: **58,26 ha**

L'impegno lordo di suolo per la posa dei campi FV e delle relative aree tecniche (area recintata, che include le isole verdi interne), è di circa: **49,40 ha**

Le aree non impegnate dalla centrale, fra quelle concesse in DDS, comprendono:

- V1 area a nord con edifici esistenti di appoggio all'attività agricola: ≈ 1.388 ha
- V5 aree ad est con vegetazione bassa (percorse da incendi): ≈ 3.588 ha
- AT area di tutela del nuraghe: ≈ 3.887 ha

Totale aree esterne all'area recintata di centrale: ≈ 8.863 ha **8,86 ha**

Superficie complessiva delle aree verdi salvaguardate dal progetto (incluse le isole interne all'area recintata): 13,14 ha

2. POTENZA DELLA CENTRALE

Potenza dell'impianto di captazione (potenza in DC in condizioni STC): **39,95 MWp**

Capacità di generazione (potenza in AC): **35,20 MW**

3. OPERE DI CONNESSIONE ALLA RTN DI TERNA

Potenza di connessione da STMG N. 202002576 accettata il 07/07/21: **35,20 MW**

Lunghezza elettrodotto interrato a 30 kV (su strade pubbliche): **≈ 11 km**

4. PRODUZIONE ANNUALE ATTESA – CONTRIBUTO ALLA DECARBONIZZAZIONE

Produzione annuale netta immessa in rete, circa: 65.000 MWh/y **65 GWh/y**

Emissioni annuali di CO_2 evitate (544 tonn/GWh)
(Obiettivo UE 2030: 225 milioni tonn CO2/y), circa: **35.360 tonn CO_2/y**
0,035 milioni tonnCO_2/y

Incidenza su obiettivo UE (0,035/225 x 100)**:** **0,015 %**

Foresta equivalente in grado di *"assorbire"* la stessa quantità di CO_2 evitata (≈ 35 tonn $CO_{2\ assorb.}$/ha y): 35.360/35 **1.010 ha di foresta**

Equivalenza risultante: 49 ha FV ⇔ 1.010 Ha di foresta

1. PREMESSA DI CONTESTO – ORIGINE DEL PROGETTO

1.1 Inserimento del progetto nel Quadro Regolatorio di Riferimento (Cfr. Allegato 1 al SIA)

Il presente progetto si inserisce all'interno del quadro regolatorio comunitario costituito, in via principale, dai seguenti due provvedimenti:

1. il ***Regolamento*** **UE n.2018/1999** dell'11/12/2018, sulla ***Governance dell'Unione dell'Energia***, che definisce i traguardi per il 2030 in materia di energia e clima di ciascun stato membro (Art.4) e che è stato oggetto di recente aggiornamento con regolamento **UE n.2021/1119 del 30/06/21, che sancisce l'obiettivo vincolante di neutralità climatica al 2050** (Art.1)**;**

2. la ***Direttiva*** **UE n.2018/2001** dell'11/12/2018, sulla ***Promozione dell'uso dell'energia da Fonti Rinnovabili***, che stabilisce la quota di energia da Fonti Rinnovabili sul Consumo Finale Lordo (CFL) di Energia nell'unione al 2030 (art.3).

La proposta di **PNIEC** (Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima) elaborata dallo Stato Italiano (versione del dicembre 2019), unitamente al **PNRR** (Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza dell'Aprile 2021) risponde agli impegni dettati da tali due provvedimenti sovraordinati (quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di Energia al 2030 pari al 30%) **e dovrà adeguarsi al nuovo e più sfidante regolamento UE n.2021/1119,** che stabilisce i seguenti tre obiettivi/traguardi:

1. **Obiettivo vincolante della neutralità climatica nell'Unione al 2050 (art.1)**
2. **Traguardo vincolante di riduzione interna netta delle emissioni di gas a effetto serra (emissioni al netto degli assorbimenti) di almeno il 55% rispetto ai livelli del 1990 entro il 2030 (art.4)**
3. **Emissioni negative di gas antropogenici nell'Unione successivamente al 2050 (art.2)**

Si legge nell'art.4 del regolamento UE n.2021/1119: "*Al fine di garantire che siano profusi sforzi di mitigazione sufficienti fino al 2030, ai fini del presente regolamento e fatto salvo il riesame della legislazione dell'Unione di cui al paragrafo 2, il contributo degli assorbimenti netti al traguardo dell'Unione in materia di clima* ***per il 2030 è limitato a 225 milioni di tonnellate di CO2 equivalente*** **(0,225 Gtonn/y ndr).** *Al fine di potenziare il pozzo di assorbimento del carbonio in linea con l'obiettivo del conseguimento della neutralità climatica entro il 2050,* ***l'Unione punta ad aumentare il volume del proprio pozzo netto di assorbimento del carbonio nel 2030."***

In questo contesto il ruolo numerico e temporale svolto dalla produzione di energia da FER è rilevante.

Considerato che **un ettaro di foresta assorbe in media attorno a 35 tonn CO_2/y** e che un impianto FV da **un MWp**, che produce annualmente circa 1.600 MWh/y, evita emissioni di CO_2 per circa (1600 MWh/y x 0,544 tonn/MWh) **870 tonn/y**, si percepisce la portata delle FER ai fini della riduzione globale della CO_2.

Un impianto FV da 1 MW che occupa poco più di 1 ha, la cui messa in esercizio può richiedere poco più di un anno (al netto dei tempi per l'ottenimento delle autorizzazioni), **evita pertanto emissioni di CO_2 corrispondenti a circa (870/35) 25 ha di foresta.**

Peraltro i tempi necessari per l'impianto e la "messa in esercizio" di nuove foreste non sono paragonabili con i tempi di costruzione e messa in esercizio di un impianto di produzione energia da FER.

La produzione di energia da FER costituisce pertanto, sia per celerità di messa in esercizio che per quantità di emissioni antropogeniche evitate, il primo strumento oggi disponibile per il raggiungimento dell'obiettivo di decarbonizzazione nei tempi necessari ad evitare l'irreversibilità del riscaldamento globale del pianeta e i cambiamenti climatici.

****

In questo contesto normativo e programmatico che promuove e incentiva la produzione di energia elettrica da Fonti Rinnovabili, all'interno del generale ***"principio di massima diffusione delle fonti di energia rinnovabili"*** di dettato comunitario e costituzionale (cfr. sentenza Corte Costituzionale n. 224 del 2012), gli obiettivi sopra delineati potranno essere raggiunti in via principale con l'installazione, **da parte di soggetti privati,** di impianti Eolici e Fotovoltaici, che ad oggi rappresentano le tecnologie più mature in termini di produzione sostenibile di energia elettrica da Fonti Rinnovabili.

Il Fotovoltaico in particolare ha oramai raggiunto un livello affidabilità tecnologica e costi unitari che, almeno per gli impianti Utility Scale, lo rendono in grado di autosostenersi, **senza necessità di ulteriori incentivi pubblici**.

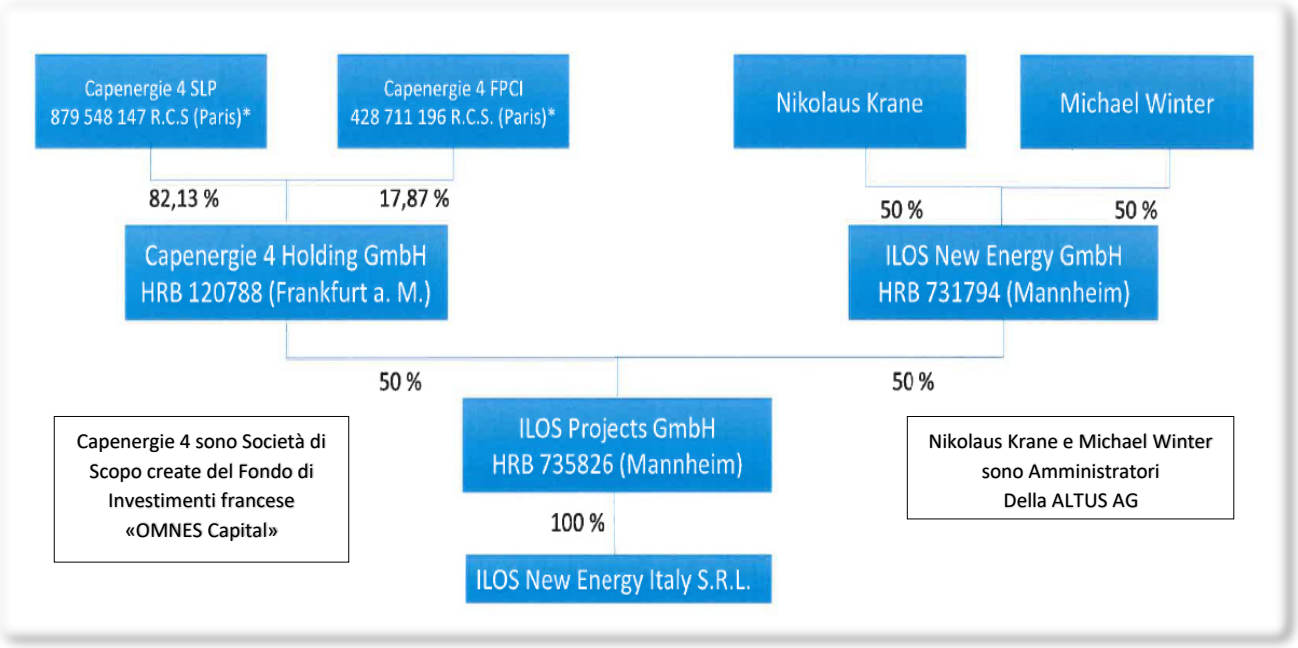
In definitiva, nel rispetto del quadro autorizzatorio vigente, lo sviluppo degli impianti è oggi (in via prevalente) lasciato alla libera iniziativa privata, ovvero il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione del pianeta dipendono da investimenti di privati che effettueranno tali investimenti in condizioni di sostenibilità economica (eventualmente adiuvata da incentivi e contributi o in assenza di questi).

1.2 Il proponente e il gruppo societario di riferimento

All'interno del quadro regolatorio e degli obiettivi numerici sopra delineati, nonché del tornaconto economico associabile a corretti investimenti nel settore delle FER, il fondo francese **OMNES Capital**, in partnership con la **ILOS NEW ENERGY GMBH (ex ALTUS NEW ENERGY GMBH)** società referenziata nella costruzione e gestione di impianti di produzione di energia elettrica da Fonti Rinnovabili, hanno creato la **ILOS PROJECTS GMBH** attraverso la quale hanno pianificato, nel medio-lungo periodo, investimenti in tutta Europa e pertanto anche in Italia, per la realizzazione di nuovi impianti da FER.

Per lo sviluppo degli investimenti in Italia è stata costituita la società specifica **ILOS NEW ENERGY ITALY S.R.L.** (le cui quote sono possedute al 100% dalla **ILOS PROJECTS GMBH**) con il compito (oggetto sociale) di progettare, costruire e gestire, centrali elettriche da Fonti Rinnovabili.

Di seguito l'esemplificazione dell'assetto del gruppo societario.

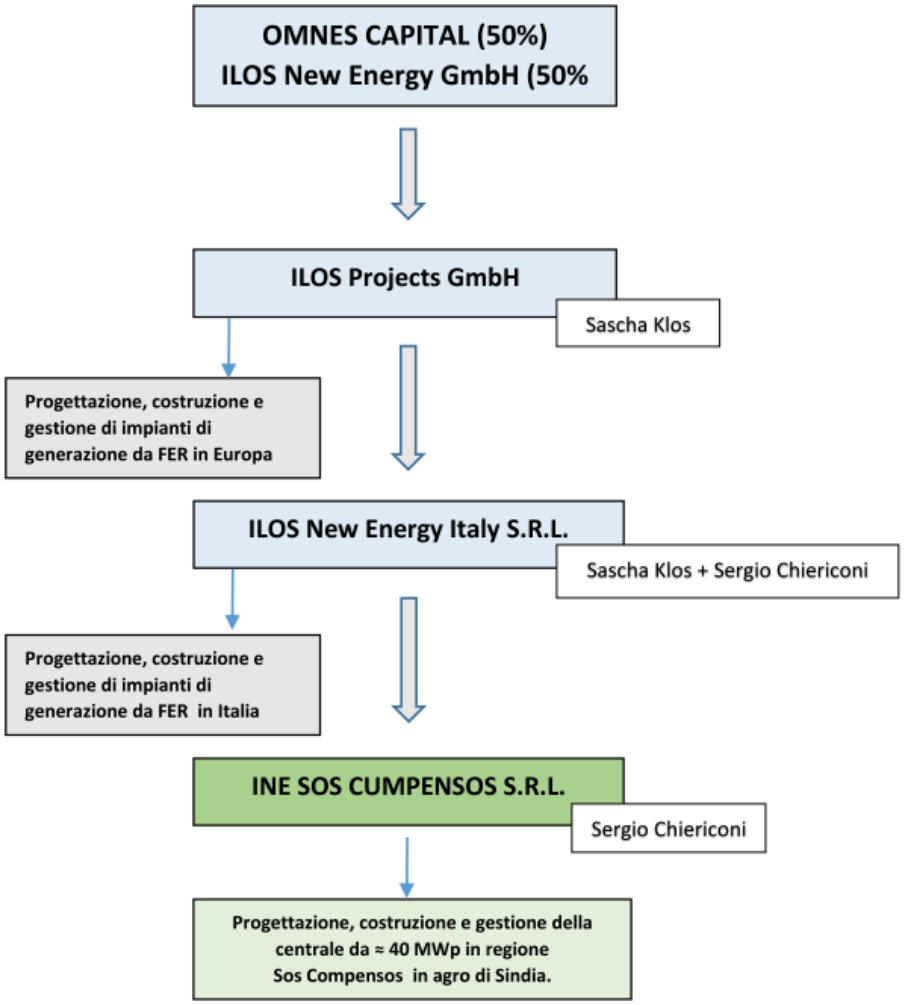


ILOS Projects GmbH è stata fondata dalla ALTUS – società tedesca referenziata nella costruzione e gestione di impianti di produzione di energia elettrica da Fonti Rinnovabili – nel 2018 con l'obiettivo di sviluppare il fotovoltaico anche in Europa.
Dopo circa 18 mesi Omnes Capital, una delle principali società di private equity francese approvate dalle autorità finanziarie francesi, con oltre 3,8 miliardi di euro di asset in gestione, ha acquisito il 50% in ILOS al fine di facilitarne la crescita attraverso la fornitura di capitale di sviluppo e finanziamenti per la costruzione.

La visione del Gruppo ILOS è diventare un IPP che sviluppa, costruisce e gestisce asset fotovoltaici nei mercati principali di Italia, Spagna, Paesi Bassi, Grecia, Regno Unito, Irlanda e, più recentemente, anche in Austria.

Alla fine del 2019 ILOS Projects GmbH ha fondato **ILOS New Energy Italy** per crescere significativamente nel mercato delle FER italiano, avendo individuato in Italia il giusto contesto per avviare un programma di investimenti sul lungo periodo.

La società proponente del presente progetto **INE SOS CUMPENSOS S.r.l.** (le cui quote sono possedute al 100% dalla **ILOS NEW ENERGY ITALY S.R.L.**), rappresenta pertanto una SPV di scopo, appositamente costituita per lo sviluppo del progetto della centrale fotovoltaica nel sito individuato e contrattualizzato in regione Sos Compensos in agro di Sindia (NU).



A lato l'organigramma societario sopra descritto.

Per lo sviluppo degli investimenti in Italia la società ILOS New Energy Italy S.r.l. si avvale della società di coordinamento:

M2 ENERGIA S.r.l. con sede a San Severo (FG).

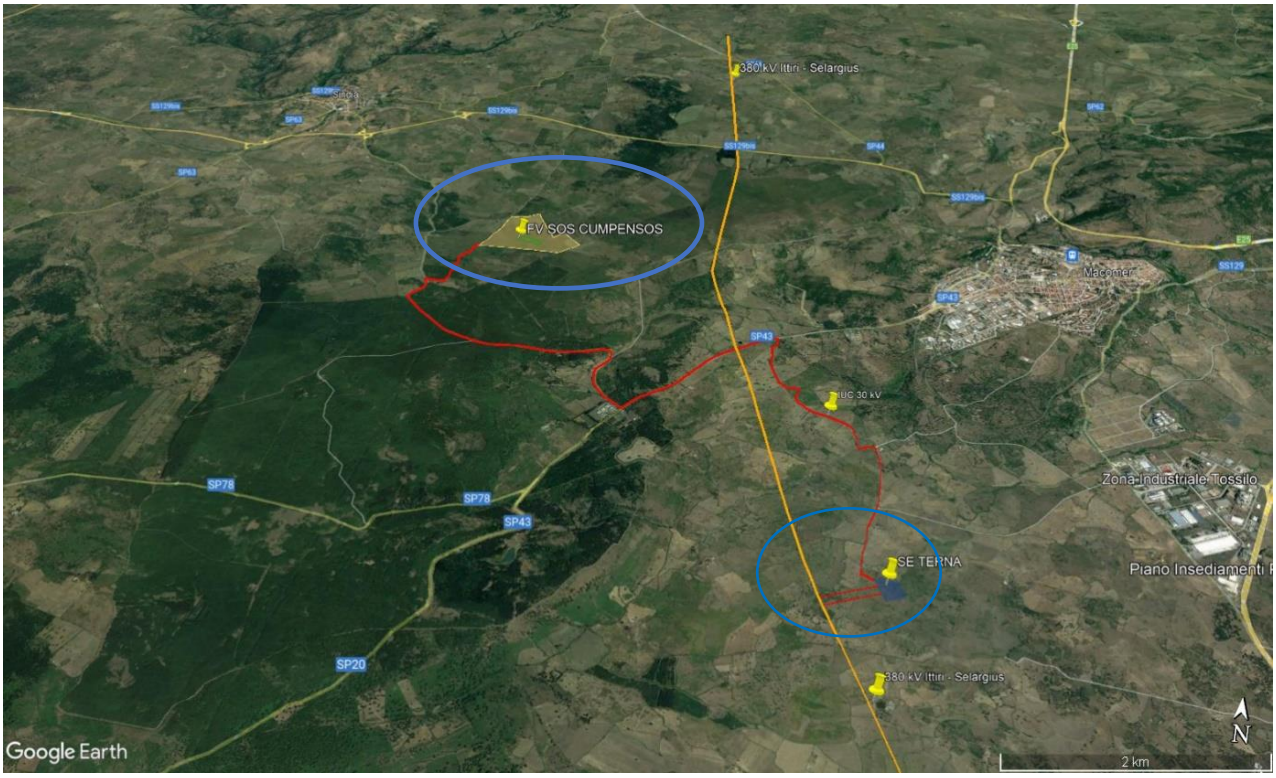
La società M2 ENERGIA S.r.l. è la società proponente per gli aspetti agrovoltaici e avrà inoltre il compito di gestire le operazioni di O&M degli impianti realizzati in Italia, in simbiosi con la conduzione agricola e zootecnica dei fondi interessati dagli impianti.

Nel documento allegato al progetto ***"GG PP Presentazione del Proponente e Impegni"***, le società ILOS New Energy S.r.l., INE Sos Cumpensos S.r.l. e M2 Energia S.r.l. assumono precisi impegni in merito alla conduzione della centrale e al mantenimento dell'attività agro-zootecnica, anche con misure di compensazione economica a favore del territorio.

2. DESCRIZIONE GENERALE DELL'INTERVENTO

2.1 L'ambito territoriale di intervento (cfr. Elab. AT ITV Inquadramento Territoriale e Vincolistico)

La centrale fotovoltaica sarà insediata in territorio del Comune di Sindia presso la strada comunale Monte Sant'Antonio che raccorda la SP43 all'agro di Sindia.

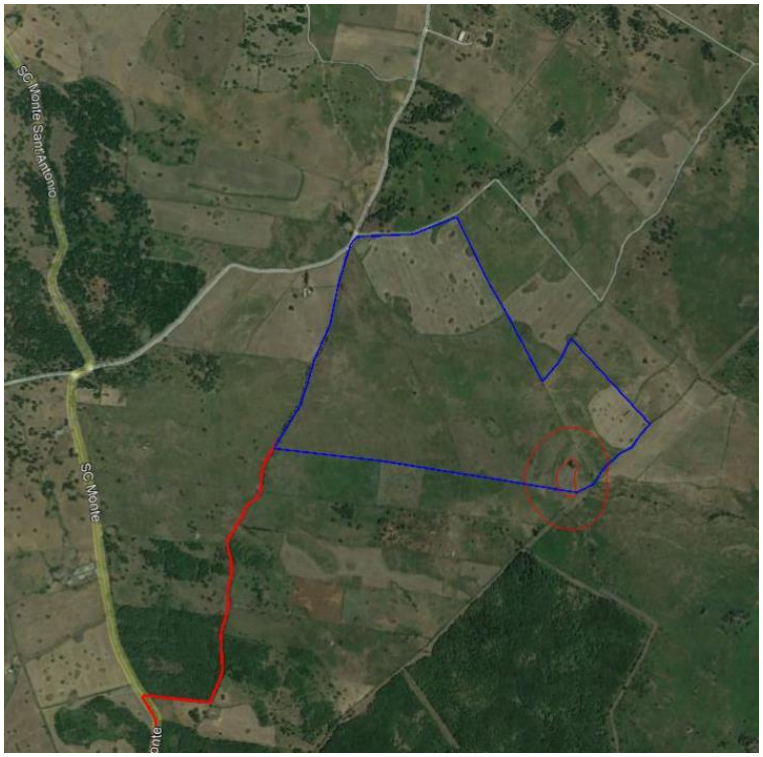


Le opere per la Connessione alla RTN a 380 kV di TERNA ricadono in parte in agro del Comune di Sindia e prevalentemente in agro del Comune di Macomer (linea in rosso).

L'Impianto di Utenza per la Connessione (IUC) sarà costituito da un elettrodotto a 30 kV in cavi elicordati, con posa interrata su strade pubbliche; la lunghezza complessiva è di circa 11 km.

L'immagine inquadra la posizione dell'impianto FV e il percorso dell'Impianto di Utenza a 30 kV per la connessione ad una nuova stazione di TERNA derivata dalla dorsale a 380 kV "Ittiri – Selargius" (linea evidenziata in ocra).

Di seguito un immagine di maggior dettaglio che evidenzia la presenza del **Nuraghe Fiorosu**, all'interno delle aree concesse in Diritto di Superfice.

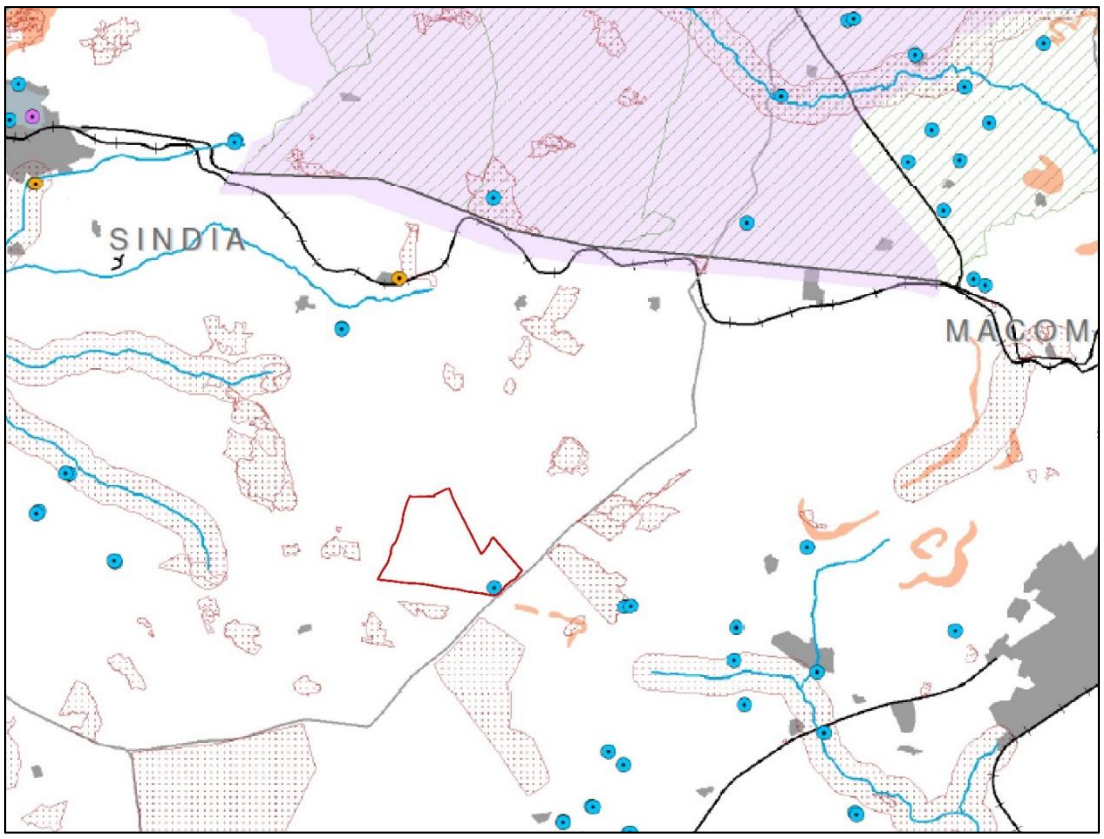


Ai sensi dell'art. 49 delle NTA del P.P.R è stata delimitata l'area di pertinenza del nuraghe e individuata una fascia di tutela di 100 m da tale area.

L'impianto fotovoltaico è stato localizzato esternamente a tale fascia di tutela.

Foto da drone del nuraghe

Il sito di insediamento della centrale ricade in area definita ***"idonea"*** dagli Allegati alla DGR 59/90 del 27/11/20.

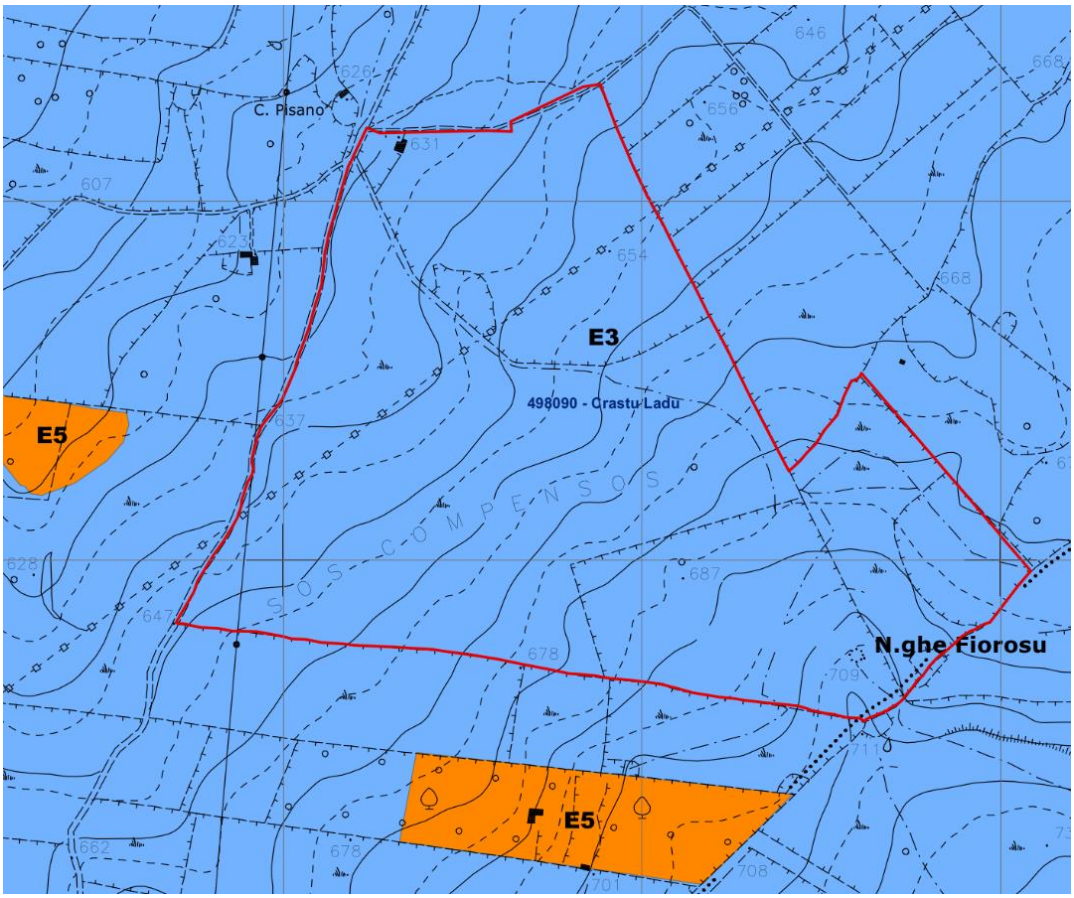


A Lato estratto dalla Tavola N.26 allegata alla DGR 59/90 del 27/11/20

2.2 L'inquadramento urbanistico del sito di ubicazione della centrale FV

Urbanisticamente le aree ove sarà ubicata la centrale FV **ricadono in zona agricola**, **sottozona E3**.

Di seguito stralcio dalla cartografia del PUC di Sindia vigente dal 1998:



PIANIFICAZIONE URBANISTICA DELL'AMBITO EXTRAURBANO
(PIANO URBANISTICO COMUNALE DI SINDIA)
Scala 1:5.000

Legenda

E3 - Aree che, caratterizzate da un elevato frazionamento fondiario, sono contemporaneamente utilizzabili per scopi agricolo-produttivi e scopi residenziali.

E5 - Aree marginali per l'attività agricola nelle quali viene ravvisata l'esigenza di garantire condizioni adeguate di stabilità ambientale

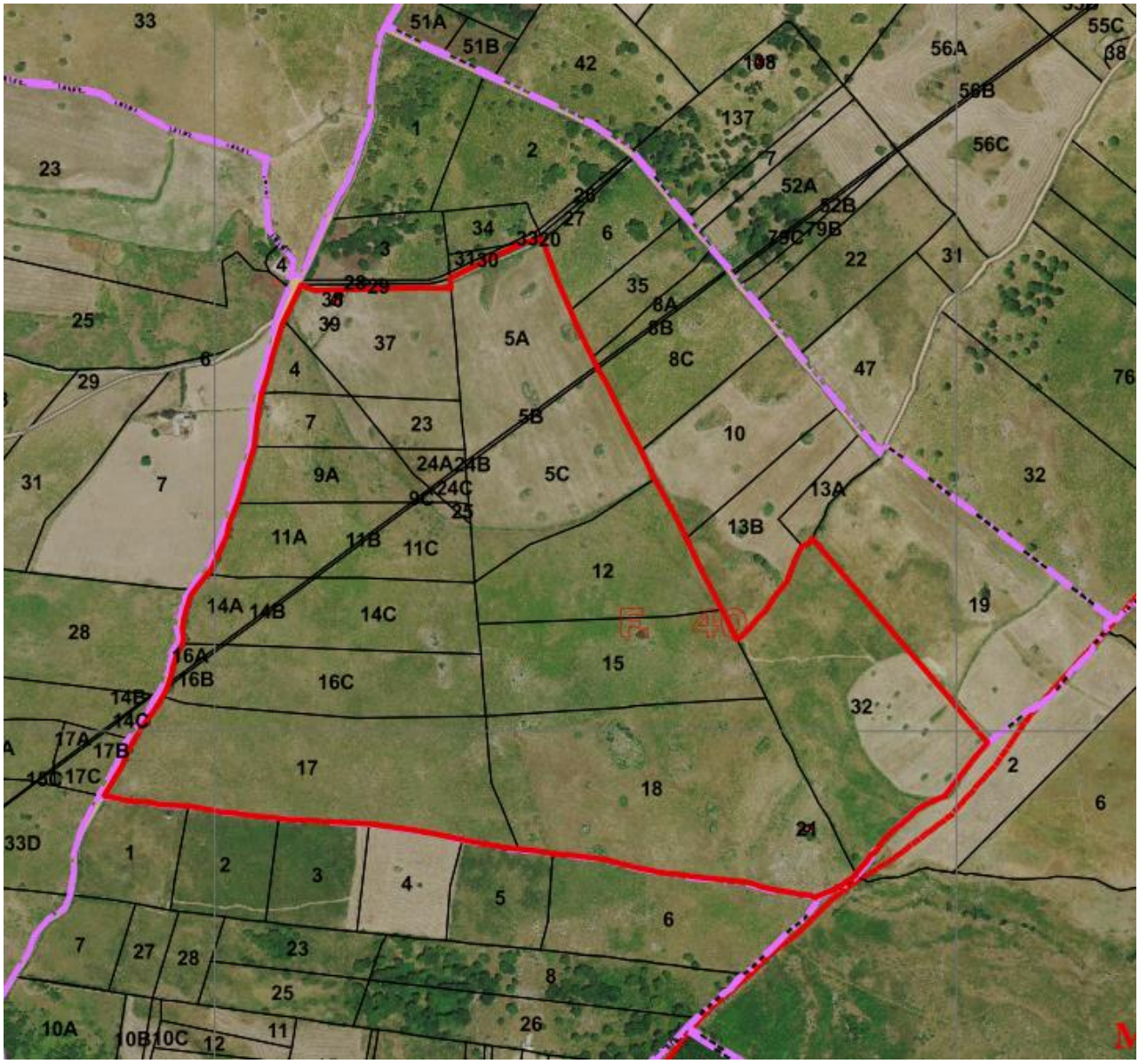
Mappali interessati da contratti di Diritto di Superficie

2.3 Inquadramento catastale delle aree d'insediamento della centrale FV

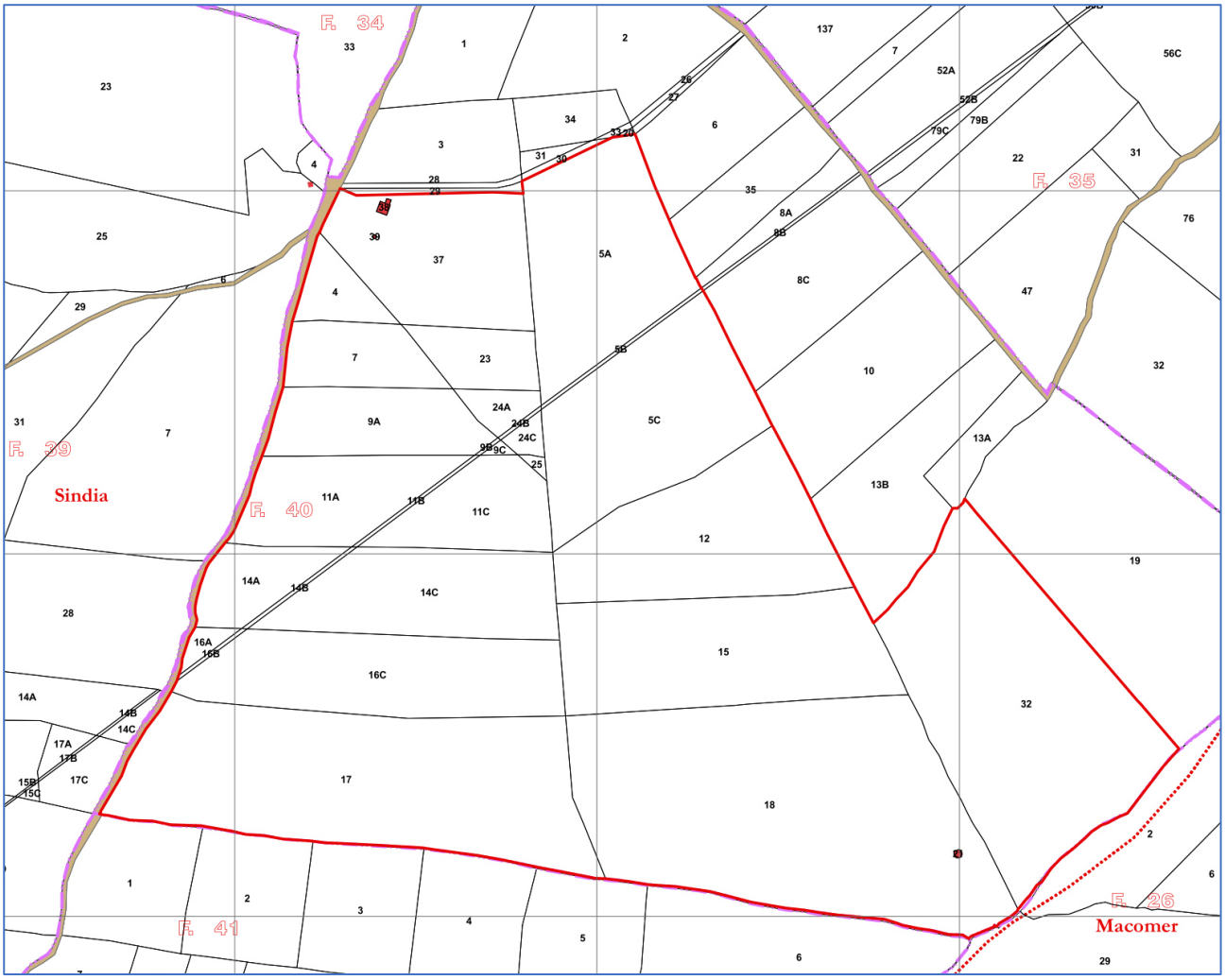
Le aree ove sarà insediata la centrale fotovoltaica sono di proprietà dei **Sigg.ri Mazza** (Giorgio e Giovannica, per circa 46,62 ha) e di **Pisanu Gian Michele** (circa 11,64 ha) per un totale di circa **58,26 ha**.

Tali aree di proprietà sono state concesse in Diritto Di Superficie con atti preliminari del 10/12/20 (Sig.ri Mazza) e del 22/12/21 (Sig. Pisanu).

Di seguito i mappali concessi in Diritto di superficie su ortofoto (linea rossa); ricadono nel Fg.40 del Comune censuario di Sindia (I748).



Di seguito l'estratto del Fg.40 del Comune Censuario di Sindia (I748).



2.4 Titoli di disponibilità delle aree di insediamento della centrale concesse in Diritto di Superficie

La società **ILOS New Energy Italy S.r.l.,** proprietaria al 100% della società proponente INE SOS CUMPENSOS S.r.l., con atto preliminare stipulato in data 10/11/20, ha ottenuto il Diritto di superficie (con annesse servitù), **dalla proprietà dei F.lli Mazza:**

- Mazza Giovannica: CF: MZZ GNN 46T52I748K (denominata anche *Giovanna*)
- Mazza Giorgio: CF: MZZ GRG 67E12B354P

L'atto preliminare sottoscritto in data 10/11/20 (successivamente registrato in data 06/08/21 a favore del proponente) comprende i seguenti mappali del Fg.40:

4, 7, 9, 11, 12, 14, 15, 16, 18, 21, 32 e 17.

Relativamente al mappale 17, intestato catastalmente oltre che ai sigg.ri Mazza anche ad altri soggetti, è stata rilasciata dai sigg.ri Mazza, apposita Dichiarazione Sostitutiva in merito a Nulla Osta alla stipula dell'atto definitivo da parte dei restanti comproprietari che compaiono nella visura catastale (cfr. elab. DISP-FV).

Il Diritto di Superficie dei mappali di proprietà **Pisanu Gian Michele** è stato ottenuto con atto preliminare del 22/12/21 sottoscritto direttamente dalla società proponente INE SOS CUMPENSOS S.r.l.

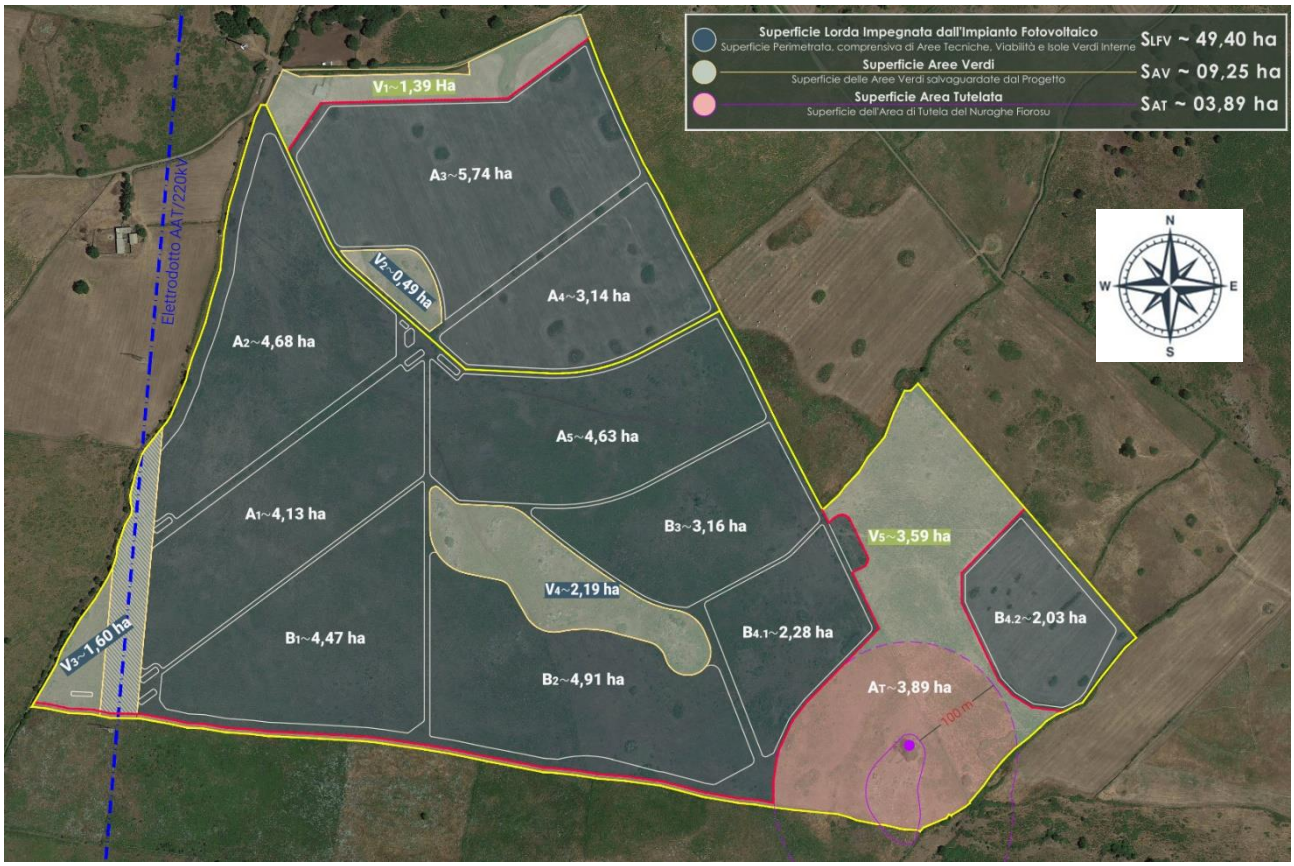
L'atto preliminare sottoscritto in data 22/12/21 con **Pisanu Gian Michele** (CF: PSN GMC 88T23E004B) comprende i seguenti mappali del Fg.40: 37, 23, 24, 25, 5.

Prima del deposito del progetto presso il Servizio Energia ed Economia Verde della Regione Autonoma della Sardegna, per avvio del procedimento di Autorizzazione Unica, **si provvederà alla formalizzazione e registrazione dei suddetti tioli di disponibilità a favore della società proponente INE SOS CUMPENSOS S.r.l.**

Negli allegati alla presente è riportato il dettaglio dei mappali concessi i Diritto di Superficie.

2.5 Sintesi generale delle dimensioni delle aree in interesse

L'insieme delle particelle concesse in DDS, con N.2 atti preliminari, è di circa:	**58,26 ha**
L'impegno lordo di suolo per la posa dei campi FV e delle relative aree tecniche (area recintata, che include le isole verdi interne), è di circa:	**49,40 ha**
Le aree non impegnate dalla centrale, fra quelle concesse in DDS, comprendono:	
- V1 area a nord con edifici esistenti di appoggio all'attività agricola: ≈ 1.388 ha	
- V5 aree ad est con vegetazione bassa (percorse da incendi): ≈ 3.588 ha	
- AT area di tutela del nuraghe: ≈ 3.887 ha	
Per un totale di: ≈ 8.863 ha	**8,86 ha**
Superficie complessiva delle aree verdi salvaguardate dal progetto (incluse le isole interne all'area recintata):	**13,14 ha**

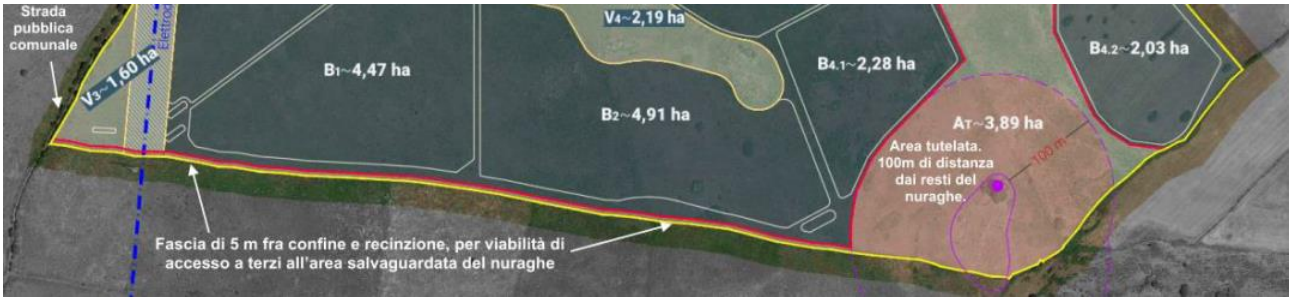


2.6 Caratteristiche dell'area di insediamento della centrale FV (cfr. Elab. AG FV Assetto generale del Campo FV)

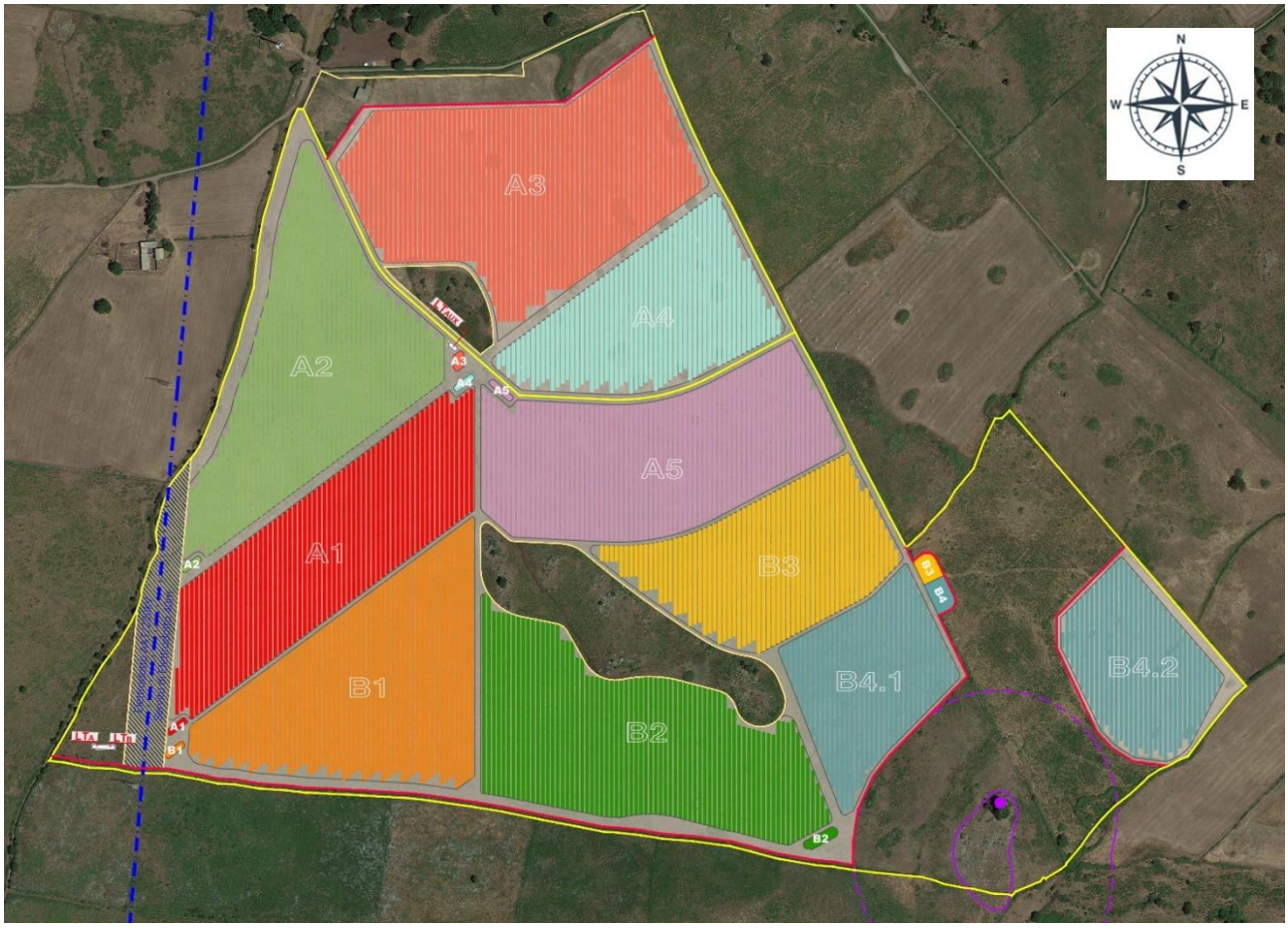
Sotto il profilo ambientale e culturale, nel sito in interesse rileva la presenza del **Nuraghe Fiorosu**, sottoposto a tutela a termini dell'art. 49 del PPR. E' stata pertanto individuata una fascia di 100 m dai resti del nuraghe.

La disposizione dell'impianto FV nelle aree disponibili, prevede la salvaguardia integrale della fascia di rispetto del nuraghe, determinata ai sensi dell'art. 49 del PPR (circa 3,89 ha).

E' stata inoltre prevista, sul confine sud dell'area di intervento, una fascia esterna all'area recintata di centrale, che collega l'area salvaguardata del nuraghe alla strada comunale pubblica esistente: *ciò consente la visitabilità del sito nuragico a terzi in totale autonomia.*

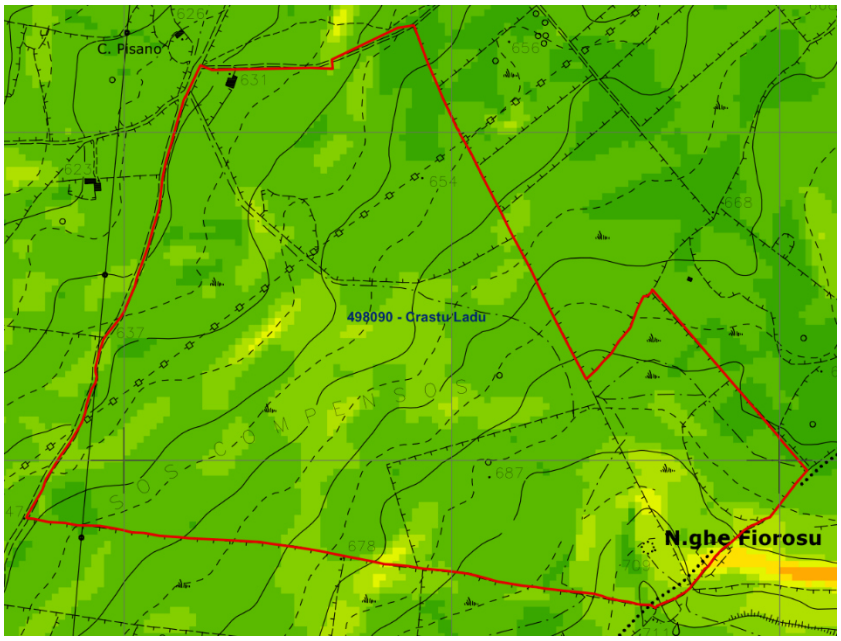


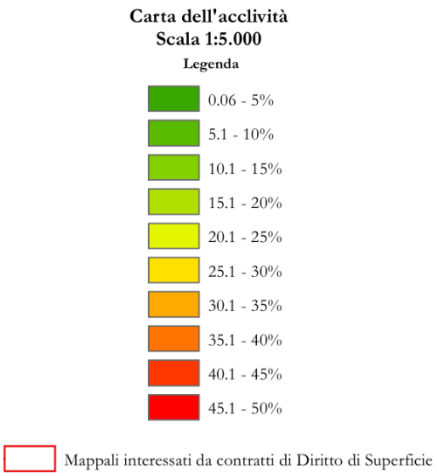
Di seguito l'assetto della centrale FV; a ciascun colore corrisponde un campo FV indipendente, collegato ad un proprio inverter (inverter centralizzati Outdoor).



Le aree contrattualmente disponibili all'insediamento della centrale hanno una pendenza rilevante nella direzione E-W; nella direzione N-S (direzione del colmo dei tracker) la pendenza si riduce a valori attorno al 5%, compatibile con l'installazione dei tracker; di fatto nella direzione N-S si hanno dei piani inclinati al 5%, come si evince dalla ripresa effettuata con drone il giorno 08/09/21.

Le aree disponibili sono attualmente utilizzate per pascolo brado di ovini e bovini.





Ai fini dell'insediamento dei campi fotovoltaici rileva un importante affioramento roccioso nella parte centrale dell'area: **il progetto ne ha pertanto previsto l'integrale salvaguardia.**

Sono altresì presenti, in diversi punti dell'area, cumuli di pietre derivanti da spietramenti superficiali eseguiti in passato: è previsto il loro riposizionamento, in modo regolare, nelle aree perimetrali.

3. CRITERI PROGETTUALI ADOTTATI PER L'INSERIMENTO OTTIMALE DELLA CENTRALE NELLE AREE DISPONIBILI

3.1 Il quadro legislativo vigente per gli impianti fotovoltaici in aree agricole

Gli impianti in aree agricole sono ammissibili ai sensi dell'art.12, comma 7 del Dls 387/03, così come integrato dal comma 9 dell'art.5 del DM 19/02/07: ***"anche gli impianti Fotovoltaici possono essere realizzati in aree classificate agricole dai vigenti piani urbanistici senza la necessità di effettuare la variazione di destinazione d'uso dei siti di ubicazione dei medesimi impianti fotovoltaici"***.

Tale disposizione è ripresa nel punto 15.3 del DM 10/09/10 che nel secondo periodo recita: ***"Gli impianti possono essere ubicati in zone classificate agricole dai vigenti piani urbanistici, nel qual caso l'autorizzazione unica non dispone la variante dello strumento urbanistico"***.

Peraltro, per gli impianti a terra ricadenti in aree agricole, il comma 1 dell'art.65 della Legge n. 27/12, **dispone il divieto di accesso ad incentivi:** ***"Agli impianti solari fotovoltaici con moduli collocati a terra in aree agricole, non è consentito l'accesso agli incentivi statali di cui al Dls n. 28/11"***.

Di recente il Decreto semplificazioni N.77/21, convertito nella **Legge n. 108/21 del 29/07/21**, **ha esteso agli impianti "*agrovoltaici*" la possibilità di accesso agli incentivi seppur con determinate prescrizioni**; dispone infatti il comma 5 dell'art.31 della Legge n. 108/21:

5. *All'articolo 65 del decreto-legge 24 gennaio 2012, n. 1, convertito, con modificazioni, dalla legge 24 marzo 2012, n. 27, dopo il comma 1 -ter sono inseriti i seguenti:*

   «1 – quater. Il comma 1 non si applica agli ***impianti agrovoltaici che adottino soluzioni integrative innovative con montaggio dei moduli elevati da terra, anche prevedendo la rotazione dei moduli stessi, comunque in modo da non compromettere la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale, anche consentendo l'applicazione di strumenti di agricoltura digitale e di precisione****.*

   1 – quinquies. L'accesso agli incentivi per gli impianti di cui al comma 1 -quater ***è inoltre subordinato alla contestuale realizzazione di sistemi di monitoraggio che consentano di verificare l'impatto sulle colture, il risparmio idrico, la produttività agricola per le diverse tipologie di colture e la continuità delle attività delle aziende agricole interessate****.*

   1 – sexies. Qualora dall'attività di verifica e controllo risulti la violazione delle condizioni di cui al comma 1-quater, cessano i benefici fruiti»

3.2 Soluzione tipiche per gli impianti agrovoltaici

Le indicazioni fornite ai fini dell'accesso agli incentivi poggiano su diversi studi, tesi a conciliare la produzione di energia con l'utilizzo agricolo dei terreni sottostanti i moduli, fra i quali rileva lo studio effettuato dall'Oregon State University, secondo cui (rapporto pubblicato il 07/08/19) **l'ombreggiamento di porzioni di terreno, limitando il fenomeno dell'evaporazione, conduce ad un miglioramento della resa vegetativa del suolo.**

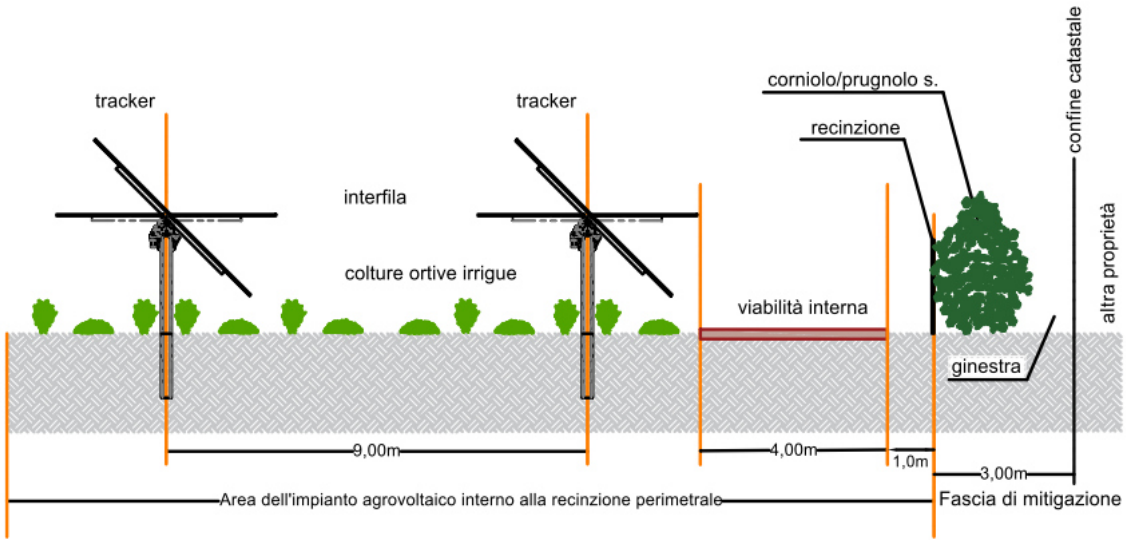
Infatti la desertificazione dipende dallo squilibrio che si crea fra l'evaporazione dell'acqua contenuta nel suolo, in ragione dell'energia solare incidente su questo, rispetto a quanto apportato dalle normali piogge di stagione. **La riduzione dell'energia solare incidente sul suolo, per quanto captato e trasformato dai moduli FV** (circa l'8%÷10% della radiazione al suolo)**, si traduce in un'azione di riequilibrio che aumenta l'umidità relativa del suolo occupato dall'impianto.**

Il miglioramento del microclima che si verifica sul suolo, per via della riduzione della radiazione solare incidente su questo, induce pertanto verso lo sviluppo di soluzioni integrate che consentono di continuare ad utilizzare buona parte del suolo (seppur con gli ostacoli derivanti dalla presenza delle strutture dei moduli) **anche con aumento della produttività agricola del medesimo.**

Per conciliare tali soluzioni integrate sono state sviluppate soluzioni tecnologiche che prevedono la rotazione dei moduli su tracker (inseguitori) **disposti su due file** ad una considerevole altezza dal suolo.

Rimane in tal modo inalterata (rispetto alla soluzione convenzionale con un solo modulo in rotazione ed a parità di condizioni di ombreggiamento dei moduli) la quantità di moduli insediata per ettaro di superficie (parametro MWp/ha).

Di seguito un'immagine tipica di installazione agrovoltaica (estratta da un progetto ILOS in Puglia) con i moduli sollevati dal suolo ed interasse fra i tracker elevata.



Tali soluzioni tipologiche, sono attualmente "**sponsorizzate" dal PNRR;** il Decreto Legislativo n. 199 del 08/11/2021, di attuazione della Direttiva UE 2018/2001 e del PNRR, , al comma 1, lettera c) nell'art.14 *(Criteri specifici di coordinamento fra misure del PNRR e strumenti di incentivazione settoriali)* dispone infatti:

"c) in attuazione della misura Missione 2, Componente 2, Investimento 1.1 "Sviluppo del sistema agrivoltaico", sono definiti criteri e modalità per incentivare la realizzazione di impianti agrivoltaici ***attraverso la concessione di prestiti o contributi a fondo perduto, realizzati in conformità a quanto stabilito dall'articolo 65, comma 1-quater, del decreto-legge 24 gennaio 2012, n. 1, convertito, con modificazioni, dalla legge 24 marzo 2012, n. 27, che, attraverso l'implementazione di sistemi ibridi agricoltura-produzione energetica, non compromettano l'utilizzo dei terreni dedicati all'agricoltura.*** *Con il medesimo decreto sono definite le condizioni di cumulabilità con gli incentivi tariffari di cui al Capo II del presente decreto legislativo;"*

3.3 Condizioni per la realizzazione in termini vantaggiosi di un impianto agrovoltaico

Le condizioni per un fattivo sviluppo della soluzione ibrida sopra delineata, per gli impianti utility scale, sono sostanzialmente le seguenti:

1. Disponibilità di grandi estensioni di terreni pianeggianti, necessari per l'insediamento dei tracker (in siti scevri da vincoli cogenti di natura ambientale, paesaggistica, archeologica, ecc.).

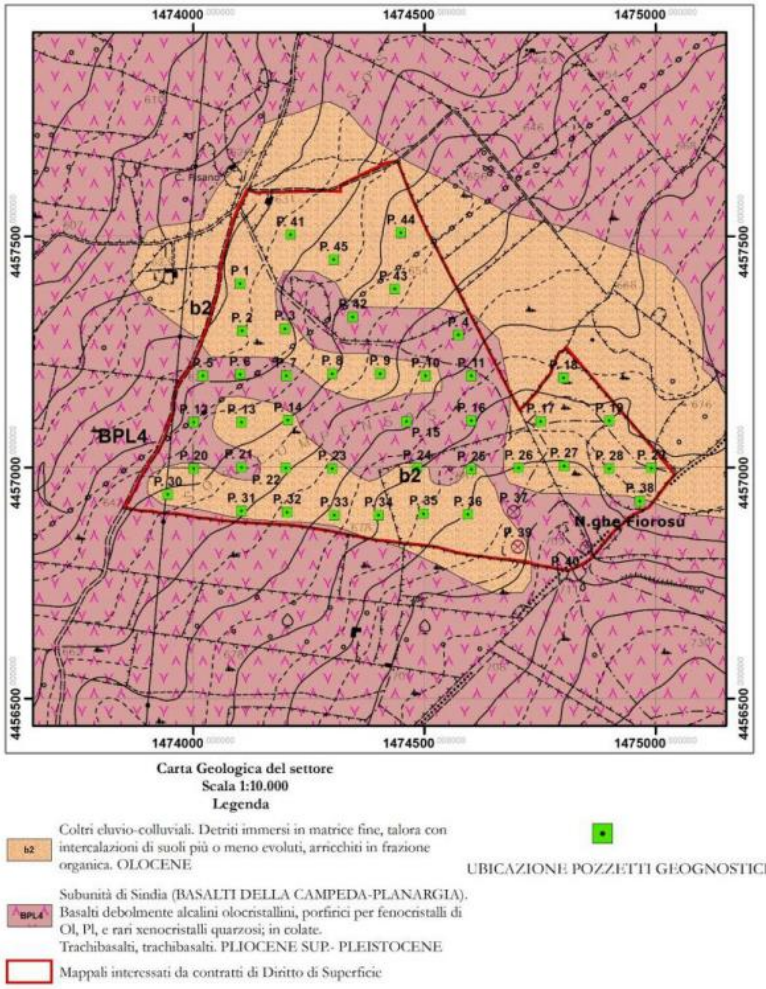
2. Siti e terreni **con presenza d'acqua per irrigazione**, di **qualità agricola adeguata** alle coltivazioni di prodotti ortofrutticoli o affini, che comportino una attività di lavorazione con mezzi leggeri, di ingombro ridotto, compatibili con gli ostacoli frapposti dalle strutture dei tracker.

3. Contesto agricolo già vocato alla lavorazione, trasformazione, confezionamento e commercializzazione di prodotti agricoli, in modo economicamente sostenibile e compatibile con la soluzione ibrida.

4. Suolo con caratteristiche geotecniche tali da permettere l'infissione di sostegni (di altezza e interasse elevato) con battipalo, in grado di sostenere le strutture dei tracker ed in particolare di sopportare le grandi sollecitazioni dovute alla spinta del vento, senza esecuzione di opere di fondazione in cls (inconciliabili con l'utilizzo e la conservazione agricola del fondo).

3.4 La scelta della soluzione ottimale per il sito in oggetto.

Per la scelta della soluzione tipologica dei tracker da adottare nel sito in oggetto, sono stati effettuati preventivamente un congruo numero di sondaggi (N°42) atti a caratterizzare la geognostica dei suoli.



Carta Geologica del settore
Scala 1:10.000
Legenda

b2 — Coltri eluvio-colluviali. Detriti immersi in matrice fine, talora con intercalazioni di suoli più o meno evoluti, arricchiti in frazione organica. OLOCENE

UBICAZIONE POZZETTI GEOGNOSTICI

BPL4 — Subunità di Sindia (BASALTI DELLA CAMPEDA-PLANARGIA). Basalti debolmente alcalini olocristallini, porfirici per fenocristalli di Ol, Pl, e rari xenocristalli quarzosi; in colate. Trachibasalti, trachibasalti. PLIOCENE SUP.- PLEISTOCENE

Mappali interessati da contratti di Diritto di Superficie

A lato la mappa dei sondaggi effettuati riportata nell'elaborato A3-SIA.

Come si evince dalle analisi riportate nello specifico documento A3-SIA, i terreni presentano prevalentemente una coltre detritica colluviale sulla parte superficiale (di profondità generalmente superiore a 1 m) e basalti fratturati e alterati in profondità (solo in pochi punti della parte centrale i basalti si riscontrano in superficie).

In relazione a tali caratteristiche geotecniche si è optato per l'installazione di una **struttura "bassa", convenzionale, di basso impatto visivo,** con un solo modulo in rotazione East-West, con i sostegni direttamente infissi sul suolo con macchina battipalo.

Sono state scartate altre soluzioni, con moduli in quota, in quanto le strutture destinate a sorreggere le "vele" dei moduli, per sopportare la spinta del vento avrebbero richiesto importanti opere di fondazione in cls, assolutamente inammissibili in area agricola.

Altresì il contesto culturale e produttivo del territorio, sostanzialmente orientato ad attività di allevamento di ovini e bovini, con pascolo brado su aree non irrigue e non utilizzabili per la coltivazione, non ha orientato la progettazione verso soluzioni con moduli posti ad altezza elevata dal suolo, col fine di favorire coltivazioni sottostanti; ciò anche in ragione dell'invasività paesaggistica di tali soluzioni aventi dimensioni elevate.

Per il sito in esame non sussistono le condizioni, tecniche e di contesto, per la realizzazione di un impianto agrovoltaico sollevato dal suolo (utilizzabile per colture agricole sostenibili) ed eventualmente incentivabile.

Requisiti progettuali

Sulla scorta delle situazioni al contorno delle aree disponibili e delle indagini sul suolo, sono stati pertanto prefissati i seguenti **requisiti progettuali generali** per l'ottimale insediamento dell'impianto nelle aree disponibili concesse in Diritto di superficie.

1. **Mantenimento della qualità ambientale, paesaggistica, culturale, dell'habitat e produttiva esistente.**
2. **Esclusione di ogni tipo di intervento in grado di comportare una trasformazione permanente del suolo occupato.**
3. **Impiego di soluzioni installative di facile dismissione a fine vita dell'impianto.**
4. **Recupero e riutilizzo a fine vita di buona parte delle opere dismesse.**
5. **Massimizzazione dell'efficienza di captazione della radiazione solare incidente sul suolo occupato.**
6. **Ottimizzazione della capacità di rete impegnata, finalizzata alla massimizzazione del fattore di capacità.**
7. **Creazione delle condizioni e delle opportunità per la massimizzazione delle ricadute occupazionali ed economiche sul territorio regionale.**

Tali requisiti rispettano le indicazioni del Regolamento **UE 2020/852 del 18/06/20**, recante l'istituzione di un quadro che favorisce gli ***investimenti sostenibili***, all'interno del principio di **"*non arrecare danno significativo agli obiettivi ambientali*" (principio del *"Do Not Significant Harm – DNSH"*)**.

All'interno dei requisiti generali sopra esposti e delle linee di indirizzo UE, il progetto ha previsto:

1. **Individuazione e rispetto integrale della fascia di tutela dai resti del nuraghe Fiorosu,** presente sul lato a sud-est dell'area d'intervento, ai sensi delle disposizioni dell'art. 49 del PPR; è stata così individuata una fascia di salvaguardia di 100 m dalla perimetrazione dei resti del nuraghe, al cui interno saranno impiantate essenze di mitigazione.
   E' stata inoltre prevista (sul lato ovest dell'area) una viabilità esterna alla recinzione del campo fotovoltaico (con larghezza attorno a 5 m), tale da permettere la visitabilità dei resti del nuraghe a terzi in completa autonomia.

2. **Individuazione e rispetto integrale dell'affioramento roccioso centrale,** con salvaguardia della vegetazione e dell'habitat esistente.

3. **Rispetto integrale di tutti i muretti a secco, della macchia e dell'alberazione esistente**; rimane di fatto inalterato l'habitat della microfauna ivi esistente.

Visualizzazione delle aree verdi salvaguardate dall'insediamento (corridoi ecologici).

4. **Realizzazione di recinzioni del campo fotovoltaico con impiego di soluzioni con paletti di legno infissi nel terreno**, con reticelle di colore verde, debitamente sollevate dal suolo di circa 30 cm, in grado di consentire il passaggio anche alla fauna di dimensioni importanti; le recinzioni saranno integrate da essenze della macchia mediterranea (opere di mitigazione e integrazione).

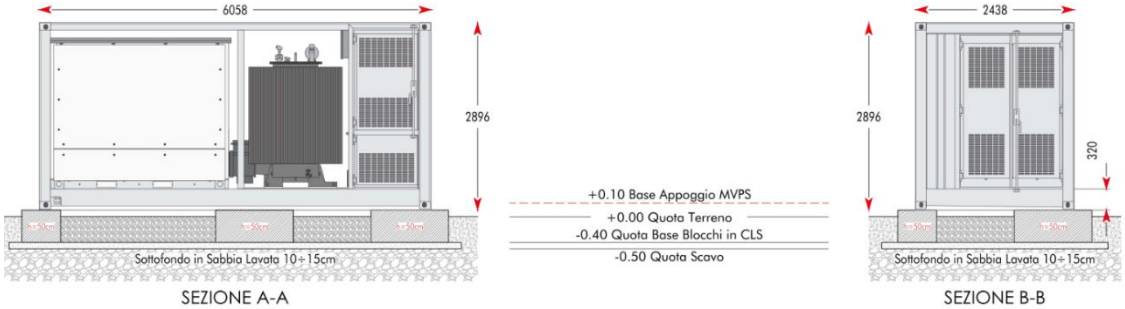
5. **Miglioramento della fertilità del suolo** destinato ad ospitare i tracker con i moduli, **con semina (prima dell'inizio dei lavori) di un prato polifita stabile** in consociazione di specie leguminose e graminacee (cfr. Relazione Agronomica); durante la fase di regime dell'impianto il prato sarà oggetto di interventi di mantenimento e rinvigorimento (transemine o semine su sodo di infittimento, arieggiamenti mediante discissione del cotico erboso e concimazioni di copertura).
All'atto della dismissione dell'impianto il suolo sarà riconsegnato con una fertilità migliorata.
Con il mantenimento attivo del prato potranno attuarsi con profitto, oltre alle attività di pascolo di ovini, anche attività di apicoltura.

6. **Nessun intervento di modifica morfologica del suolo:** i lavori saranno eseguiti sul suolo tal quale, previo spostamento dei cumuli di pietre esistenti e dopo la semina del prato polifita.
I cumuli di pietre esistenti saranno rimossi e le pietre riposizionate, in modo regolare, in punti predefiniti, in prossimità dei muretti a secco e/o di altri cumuli, esterni alle aree di insediamento dei campi fotovoltaici.

7. **Nessun apporto di inerti per la creazione della viabilità di servizio.**
L'impianto del prato polifita (con rippatura e aratura estiva ed erpicatura, semina e rullatura finale nel periodo autunnale), **aumenta la portanza del suolo** e consente il transito dei mezzi leggeri in fase di gestione e manutenzione; **si evita il tal modo la costruzione di sovrastrutture con apporto di materiali aridi superficiali.**

8. **Creazione delle condizioni per il mantenimento e miglioramento dell'attività agro-zootecnica.**
L'intervento ha lasciato libera un'area di circa **1,4 ha in prossimità del fabbricato di appoggio esistente**; l'attività agricola di pascolo di ovini potrà pertanto mantenersi e integrarsi con attività di apicoltura che si gioveranno della presenza del prato polifita impiantato all'interno dei campi fotovoltaici.
Complessivamente le aree libere esterne all'area recintata di centrale assommano a circa **8,8 ha**; considerando le isole verdi salvaguardate all'interno dei campi il valore complessivo delle aree salvaguardate è di circa **13,14 ha**.
Considerando la proiezione al suolo dei moduli in posizione orizzontale, le aree a cielo libero assommano complessivamente a 39,96 ha.
Sussistono pertanto le condizioni per un utilizzo profittevole di tali aree per pascolo di ovini e per attività di apicoltura.

9. **Nessun impiego di cls gettato in opera.**
I tracker saranno ancorati al suolo tramite sostegni verticali infissi a mezzo di macchine battipalo per circa 120÷150 cm.
I manufatti prefabbricati delle N.3 cabine (che avranno copertura in tegole a due falde e saranno tinteggiati col colore delle terre) saranno poggiati su letto di sabbia; saranno facilmente asportabili e riutilizzabili a fine vita.
Anche i marciapiedi attorno alle cabine (necessari a protezione delle linee interrate in MT a 30 kV per la connessione alla RTN) saranno realizzati con lastre prefabbricate di cemento.
I basamenti delle MV Station saranno costituiti da blocchi di cls prefabbricati poggiati su letto di sabbia di livellamento; saranno facilmente rimovibili e riutilizzabili e/o riciclabili in fase di dismissione.



10. **Riduzione al minimo necessario degli scavi di posa delle condutture interrate** tramite impiego di canalette prefabbricate in cemento di bassa altezza (50 cm); tale soluzione eviterà gli scavi in profondità per le condutture in Media Tensione e renderà agevoli le operazioni di smantellamento; le canalette saranno facilmente rimovibili e riutilizzabili/riciclabili all'atto della dismissione.

11. **Impiego di tracker ad un solo modulo di bassa altezza** (H_{max} 2,50 m): tale soluzione minimizza l'impatto visivo (sotto questo profilo risulta molto meno impattante delle soluzioni oggi proposte per impianti agrovoltaici che hanno altezze molto elevate); di fatto l'impianto, grazie agli interventi di mitigazione, non si vedrà dalle strade pubbliche vicine; sarà visibile solamente in lontananza come dimostrato dallo studio dell'intervisibilità.

12. **Impiego di moduli in silicio monocristallino di tonalità scura e uniforme** (decisamente più gradevole rispetto alle soluzioni in silicio policristallino che presentano una superficie di tonalità blu, non regolare e cangiante in relazione al punto di osservazione).

13. **Utilizzo di inverter centralizzati outdoor**, preassemblati in unità package, con integrazione del trasformatore e del quadro MT (tale situazione riduce considerevolmente gli ingombri e non necessita di edifici di contenimento).

14. **Predisposizione dell'impianto all'accumulo elettrico in DC:** gli inverter previsti (SMA) sono nella configurazione UP già predisposta per l'inserimento futuro di batterie (previste a medio termine, fra 3÷5 anni, in ragione dello sviluppo della tecnologia e della riduzione dei costi).

15. **L'inserimento futuro delle batterie sul lato DC non comporterà la modifica della capacità di rete impegnata** e permetterà di aumentare il fattore di capacità in relazione al prevedibile aumento dell'efficienza dei moduli e della potenza in DC.

In relazione agli accorgimenti progettuali previsti, l'intervento in esame, per caratteristiche del sito, tipologia delle opere, modalità di insediamento e di installazione, materiali e accorgimenti utilizzati, **non comporta lavori e opere di trasformazione permanente del territorio e pone le premesse e le condizioni per dare continuità e potenziare l'attività agro-zootecnica esistente.**

Considerato infine che di fatto non produce effetti di alterazione negativa del clima, dell'habitat e (in modo significativo) del paesaggio circostante, in ragione dei benefici che è in grado di apportare nella riduzione globale di CO_2, si colloca all'interno di una cornice di sviluppo economico sostenibile ("***Do Not Significant Harm – DNSH")***.

3.5 Sintesi delle dimensioni areali risultanti dalla progettazione.

Sulla scorta della progettazione eseguita risulta:

L'insieme delle particelle concesse in DDS, con N.2 atti preliminari, è di circa: **58,26 ha**

L'impegno lordo di suolo per la posa dei campi FV e delle relative aree tecniche (area recintata, che include le isole verdi interne), è di circa: **49,40 ha**

Le aree non impegnate dalla centrale, fra quelle concesse in DDS, comprendono:

- V1 area a nord con edifici esistenti di appoggio all'attività agricola: ≈ 1.388 ha
- V5 aree ad est con vegetazione bassa (percorse da incendi): ≈ 3.588 ha
- AT area di tutela del nuraghe: ≈ 3.887 ha

In totale le aree esterne all'area recintata di centrale assommano a: ≈ 8.863 ha ⟹ **8,86 ha**

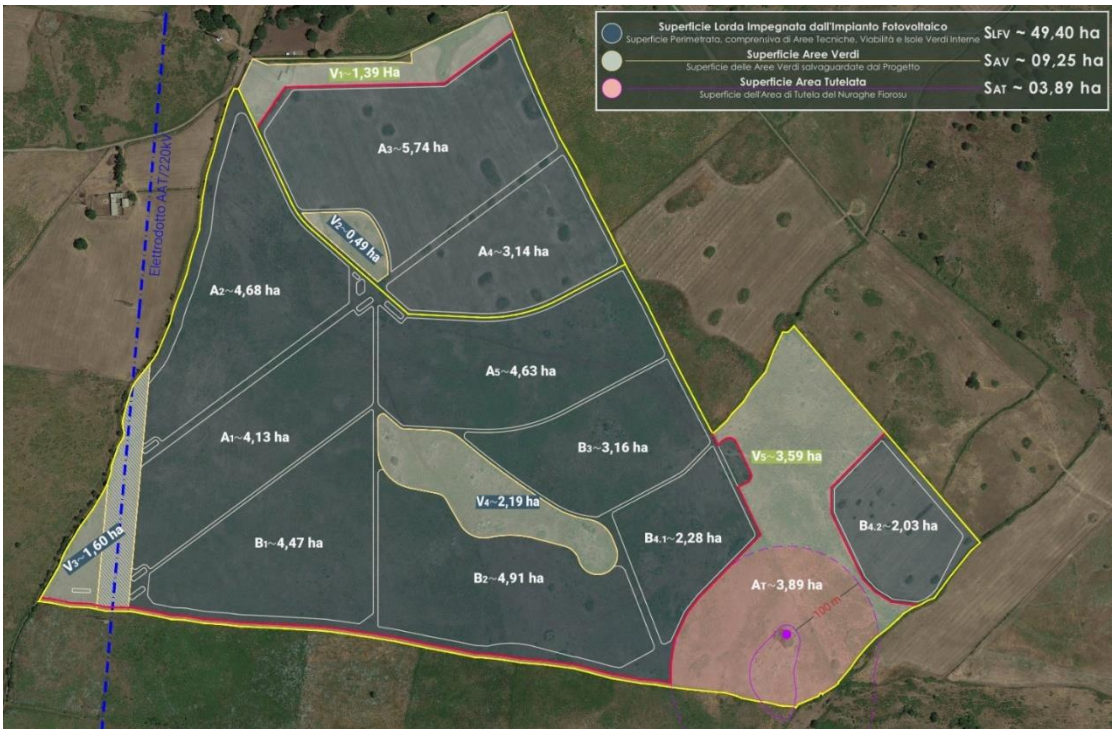
Considerando le isole verdi interne all'area recintata di centrale, la superficie complessiva delle aree verdi salvaguardate dal progetto, risulta pari a: **13,14 ha**

La seguente tabella evidenzia la sintesi di cui sopra:

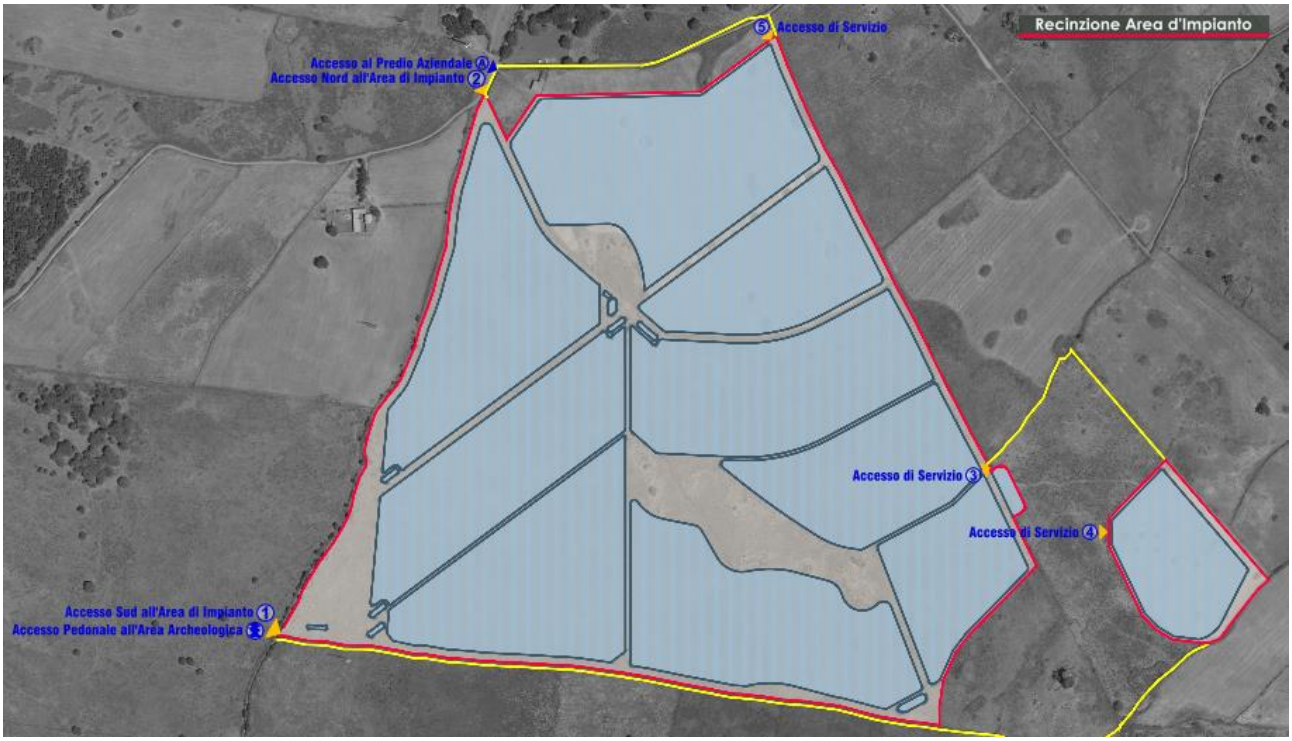
SCHEDA GENERALE DELLE SUPERFICI IMPEGNATE E DISPONIBILI							
Totalità Superfici concesse in diritto di superficie	**Superficie lorda impegnata per l'insediamento. Superfici recintate. Al netto della fascia di tutela del nuraghe (AT) e delle aree percorse da incendio (V5) e dell'area di appoggio aziendale (V1)** (approx.)	**Superficie lorde delle Aree Verdi salvaguardate dal progetto (libere dai campi fotovoltaici)**				**Superfici d'impianto non coperte dai moduli.** Includono corsie di manutenzione (interasse fra i tracker) più le strade e le aree tecniche (ove sono ubicati gli inverter, i container con le batterie e le cabine prefabbricate).	
Da elaborati catastali	Da autocad	Da autocad su elaborato AG-SI				**Aree libere per strade, aree tecniche e marginali**	**Aree totali a cielo aperto (non coperte dai moduli)**
S_{DDS}	S_{LFV}	Acronimi e descrizione		S_{AV}		$S_{LIB} = S_{DDS} - Sc - S_{AV}$	$S_{CA} = S_A + S_{AV} + S_{LIB}$
ha	**ha**			**ha**	**ha**	**ha**	**ha**
58,2661	**49,4024**	V1	Area con edifici esistenti di appoggio all'attività agricola	1,3880	**13,14**	**5,95**	**39,96**
		V2	Isola verde con rocce e macchia	0,4858			
		V3	Area condizionata dalla presenza dell'elettrodotto a 220 kV	1,6047			
		V4	Isola verde centrale con affioramenti rocciosi, alberi e macchia	2,1873			
		V5	Area con vegetazione bassa	3,5885			
		AT	Area di Tutela del Nuraghe, oggetto di salvaguardia ai sensi art. 49 PPR.	3,8872			
58,2661	**49,4024**			**13,1415**	**13,14**	**5,95**	**39,96**

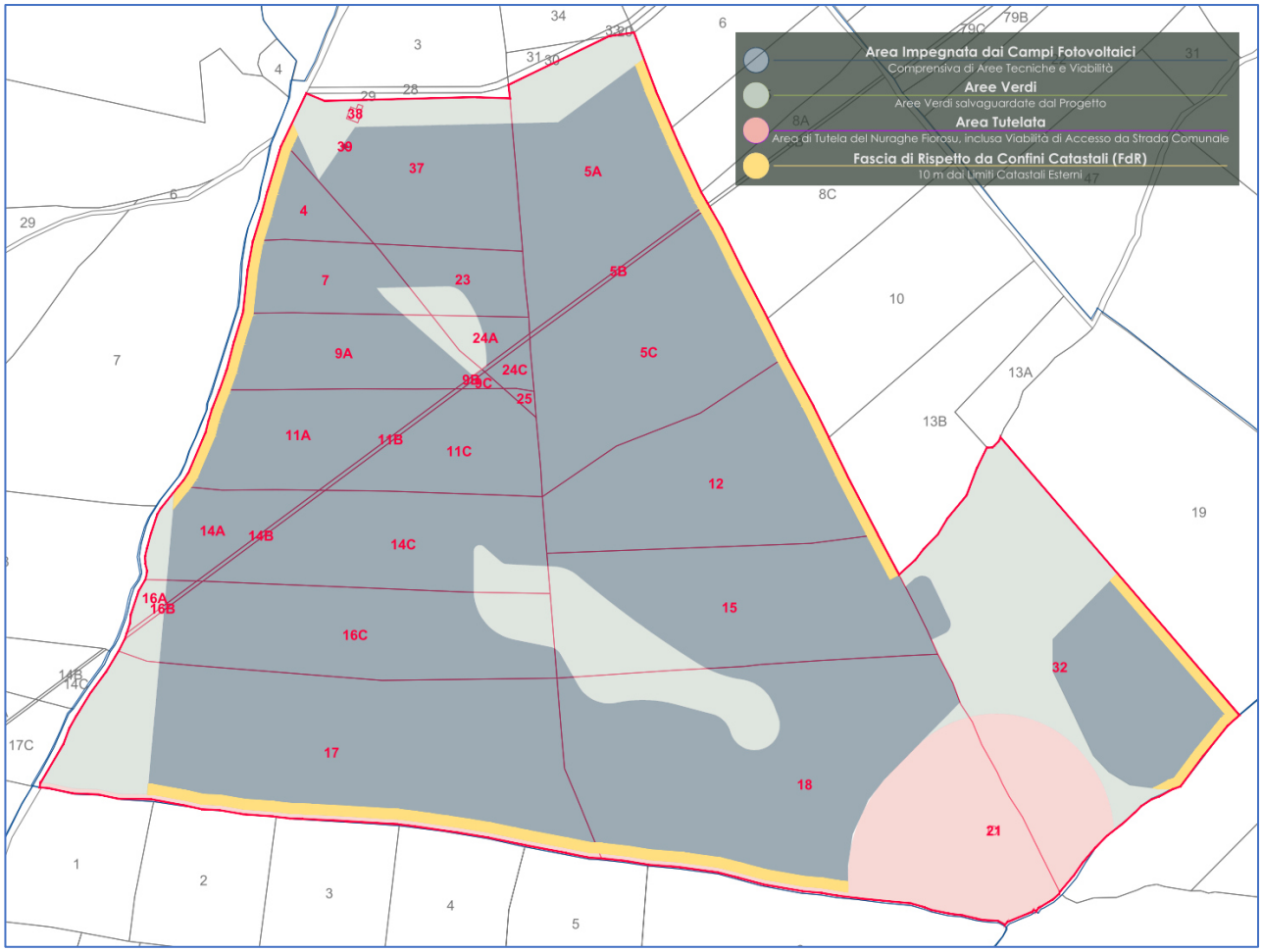
Rileva l'entità complessiva dell'area a cielo libero (non coperta dai moduli) pari a: 39,96 ha

Di seguito l'impronta areale dell'impianto con le dimensioni delle superfici principali; l'estensione complessiva dell'impianto (all'interno dell'area recintata) è di circa 49,4 ha.



Di seguito l'immagine che evidenzia le aree recintate (linea rossa) dell'impianto e l'impronta su base catastale.





4. CARATTERISTICHE DELLA CENTRALE FV

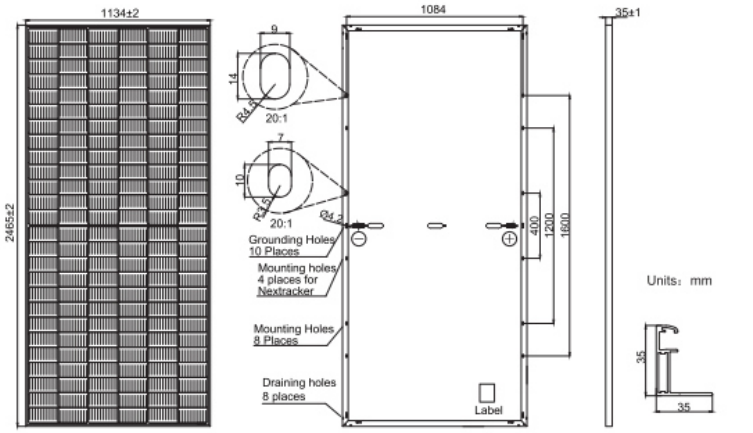
4.1 Moduli FV e tracker – dimensioni dei campi

Il progetto prevede l'impiego di moduli in silicio monocristallino (di tonalità uniforme) ed elevata efficienza (21,8%) di produzione JASolar, modello JAM78S30 585-610/GR con potenza STC di 610 Wp.

JA SOLAR

JAM78S30 585-610/GR Series

MECHANICAL DIAGRAMS



Remark: customized frame color and cable length available upon request

SPECIFICATIONS

Cell	Mono
Weight	31.1kg±3%
Dimensions	2465±2mm×1134±2mm×35±1mm
Cable Cross Section Size	4mm² (IEC), 12 AWG(UL)
No. of cells	156(6×26)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	QC 4.10(1000V) QC 4.10-35(1500V)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 300mm(+)/400mm(-); Landscape: 1300mm(+)/1300mm(-)
Packaging Configuration	31pcs/Pallet, 496pcs/40ft Container

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM78S30 -585/GR	JAM78S30 -590/GR	JAM78S30 -595/GR	JAM78S30 -600/GR	JAM78S30 -605/GR	JAM78S30 -610/GR
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	585	590	595	600	605	610
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	53.20	53.30	53.40	53.50	53.61	53.73
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	44.56	44.80	45.05	45.30	45.53	45.77
Short Circuit Current(Isc) [A]	13.88	13.93	13.98	14.03	14.08	14.13
Maximum Power Current(Imp) [A]	13.13	13.17	13.21	13.25	13.29	13.33
Module Efficiency [%]	20.9	21.1	21.3	21.5	21.6	21.8
Power Tolerance	0~+5W					
Temperature Coefficient of Isc(α_Isc)	+0.045%°C					
Temperature Coefficient of Voc(β_Voc)	-0.275%/°C					
Temperature Coefficient of Pmax(γ_Pmp)	-0.350%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m², cell temperature 25°C, AM1.5G					

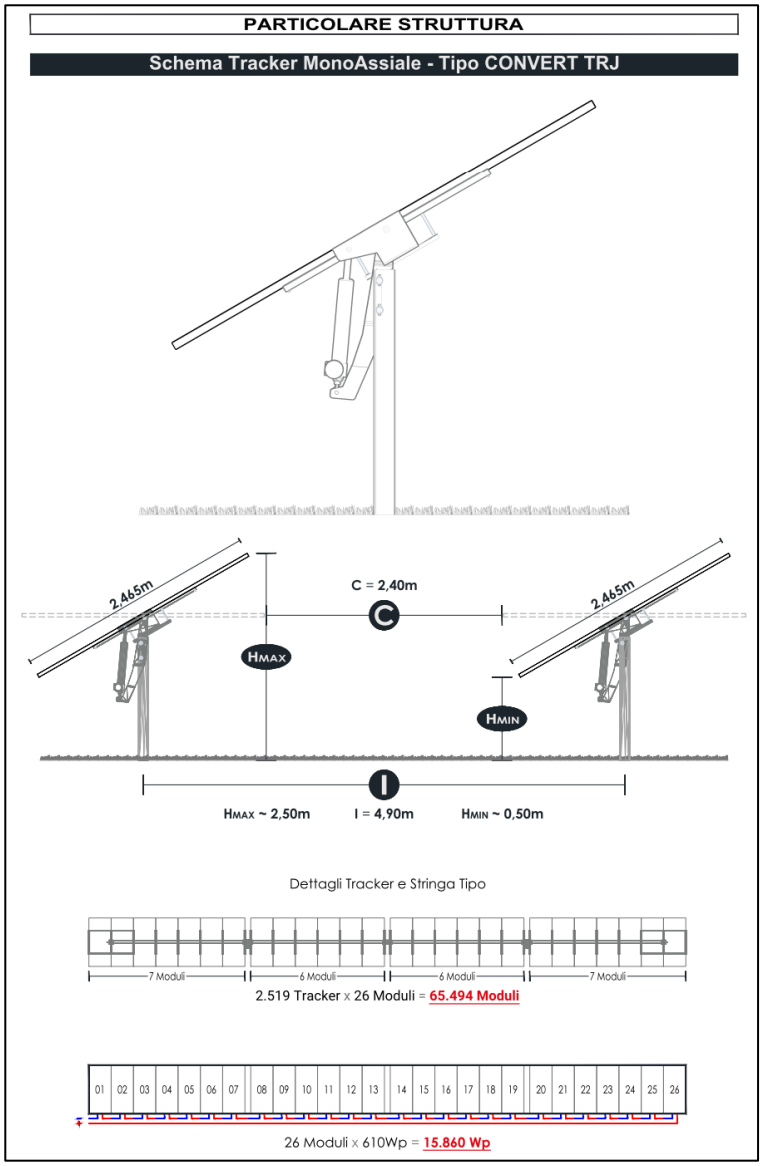
Sintesi delle caratteristiche dimensionali dei moduli adottati.

MODULO FOTOVOLTAICO MONOCRISTALLINO				
Marca e modello	Potenza Nominale STC	Dimensioni cornice		Superficie lorda modulo
	P_M	H	L	S_{LM}
JASolar	Wp/cad.	cm	cm	m^2
JAM78S30 585-610/GR	**610**	246,5	113,4	**2,795**

I moduli saranno collegati in serie in N° di 26 per formare la stringa tipo con le seguenti caratteristiche dimensionali principali.

STRINGA TIPO		
N° moduli per stringa	Potenza STC di stringa	Superficie lorda dei moduli per stringa
N_{MS}	$P_{ST} = N_{MS} x P_M$	$S_{ST} = S_{LM} x N_{MS}$
N°	kWp	m^2
26	**15,860**	**72,678**

Ciascuna stringa sarà installata su un modulo/tracker elementare, che avrà le dimensioni riportate nella seguente immagine.



L'altezza massima è prevista in 250 cm.

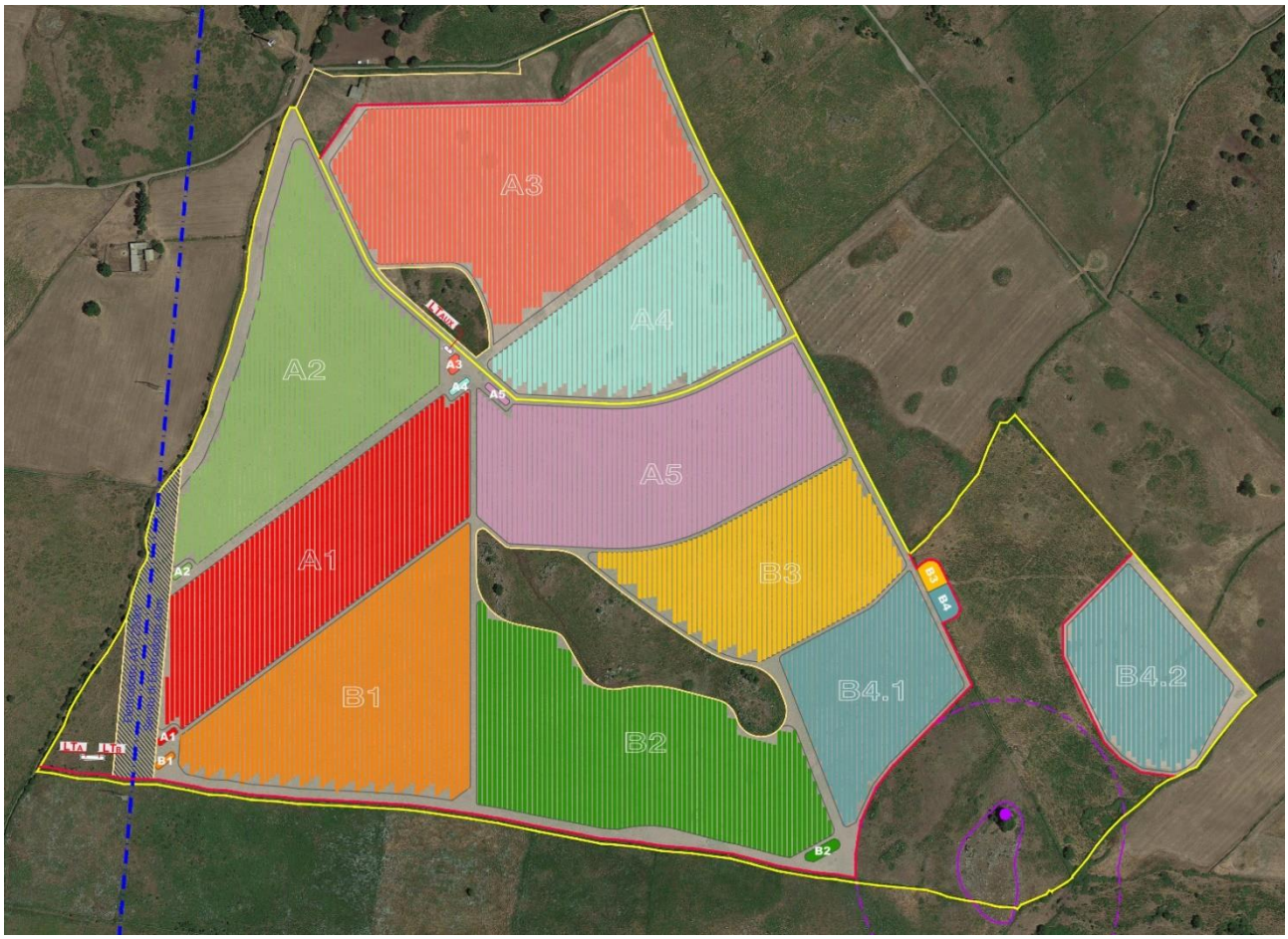
L'interdistanza fra i tracker è di 490 cm; l'area libera al transito per la manutenzione è pari a 240 cm.

La lunghezza di ogni tracker elementare è di circa 30,4 m.

Complessivamente nella centrale sono previsti **N.2.519 stringhe/tracker elementari per complessivi 65.494 moduli**.

(65.494 x 610 Wp = 39.951,34 kWp)

I tracker elementari (composti da stringhe tipo di 26 moduli, aventi lunghezza di circa 30 m), sono stati insediati nelle aree disponibili come da seguente immagine:



L'architettura d'impianto ha previsto la realizzazione di **N.2 sezioni indipendenti** (Sez. A e Sez. B, ciascuna con proprio contatore di produzione lorda).

Da ciascuna sezione avrà origine una linea a 30 kV fino al raggiungimento della stazione di trasformazione MT/AT da insediare presso il punto di connessione nella nuova stazione TERNA, in regione *Mura de Putzu – Figuranchida,* in agro del comune di Macomer.

In relazione alla disposizione delle stringhe/tracker elementari risulta il seguente quadro:

POTENZE DEL CAMPO FOTOVOLTAICO					
	CAMPI	Stringhe nel campo	Potenza STC di campo	Potenza STC di Sezione	Potenza STC CENTRALE
		N_{SCj}	$P_{CJ}=N_{SCj}xP_{SC}$	$\sum P_{Cj}$	$\sum PCj$
			kWp	**MWp**	**MWp**
SEZIONE A	A1	269	4.266,34	**22,79082**	**39,95134**
SEZIONE A	A2	298	4.726,28		
SEZIONE A	A3	370	5.868,20		
SEZIONE A	A4	195	3.092,70		
SEZIONE A	A5	305	4.837,30		
SEZIONE B	B1	285	4.520,10	**17,16052**	
SEZIONE B	B2	320	5.075,20		
SEZIONE B	B3	200	3.172,00		
SEZIONE B	B4.1	148	2.347,28		
SEZIONE B	B4.2	129	2.045,94		
TOTALI		**2519**	**39.951,34**	**39,95134**	**39,95**

La sezione A avrà potenza STC di **22,79082 MWp**

La sezione B avrà potenza STC di **17,16052 MWp**

Complessivamente risultano installate N.2519 stringhe/tracker elementari per una potenza complessiva STC di **39,95134 MWp**

39,95 MWp

Le superfici impegnate da ciascun campo elementare e da ciascuna sezione sono riportate nella seguente tabella.

SUPERFICI CARATTERISTICHE DI CAMPO							
	CAMPI	Superficie lorda del campo (al netto della viabilità, aree tecniche e marginali)		Superficie dei moduli in campo		Superficie aperta dei campi (libera da moduli)	
		S_C (da autocad)	S_C Sezione	$S_{MC}=S_{ST}xN_{SCj}$	S_{MC} Sezione	$S_A=S_C-S_{MC}$	S_A Sezione
		m^2	**ha**	m^2	**ha**	m^2	**ha**
SEZIONE A	A1	41.307,0	**22,3268**	19.550,40	**10,4438**	21.756,60	**11,8830**
SEZIONE A	A2	46.823,0		21.658,06		25.164,94	
SEZIONE A	A3	57.427,0		26.890,88		30.536,12	
SEZIONE A	A4	31.418,0		14.172,22		17.245,78	
SEZIONE A	A5	46.293,0		22.166,81		24.126,19	
SEZIONE B	B1	44.676,0	**16,8434**	20.713,25	**7,8638**	23.962,75	**8,9796**
SEZIONE B	B2	49.067,0		23.256,98		25.810,02	
SEZIONE B	B3	31.633,0		14.535,61		17.097,39	
SEZIONE B	B4.1	22.782,0		10.756,35		12.025,65	
SEZIONE B	B4.2	20.276,0		9.375,47		10.900,53	
TOTALI		**391.702,00**	**39,1702**	**183.076,03**	**18,3076**	**208.625,97**	**20,8626**

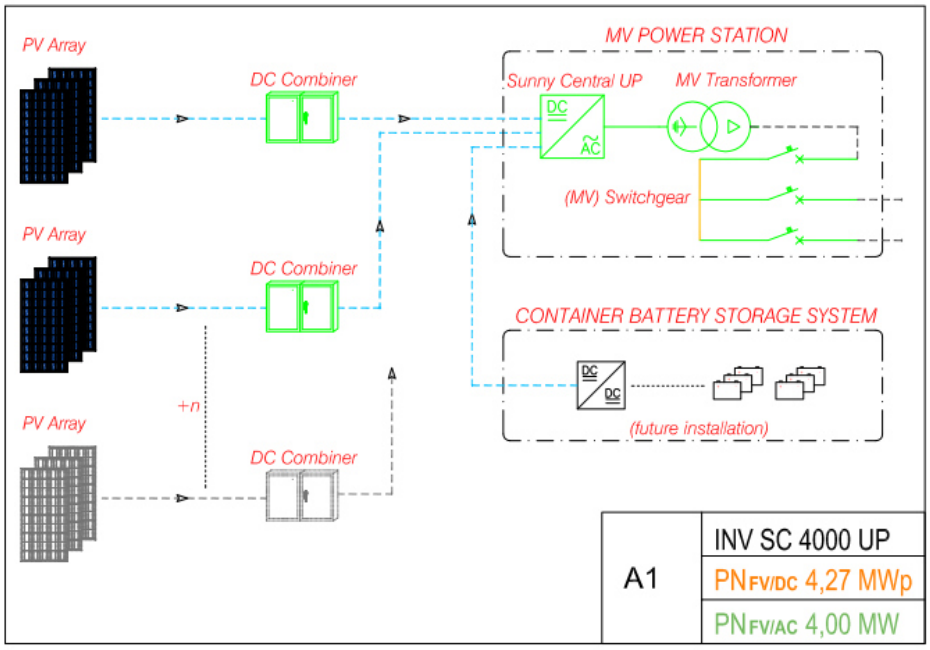
4.2 Gli inverter adottati

E' stato previsto l'impiego di inverter centralizzati outdoor (SC – Sunny Central), di produzione SMA, in configurazione UP, idonei all'inserimento futuro di batterie di accumulo.

Gli inverter SC xxx UP saranno forniti all'interno di unità package che comprendono anche il trasformatore MT/BT e la sezione quadro MT.

E' previsto anche un secondario per l'alimentazione di ausiliari e di altri servizi in BT a 400 V.

Lo schema di principio di ciascun blocco elementare composto da MV Power Station + Batterie si evince dalla seguente immagine.



E' previsto l'inserimento in anello all'interno della rete MT a 30 kV.

Il sistema di costruzione, controllo e monitoraggio, previsto da SMA è idoneo a soddisfare i requisiti dell'Allegato A.68 di TERNA.

4.3 Architettura elettrica e accoppiamento moduli / inverter

Le dimensioni degli inverter sono state scelte in modo congruente alle potenze DC di ciascun campo servito, prevedendo anche un futuro aumento della potenza in DC all'atto dell'inserimento delle batterie di accumulo (prevista nel medio termine).

ACCOPPIAMENTO CAMPO DC / INVERTER AC						
	CAMPI	Potenza STC di campo	Potenza STC di Sezione	Power Station	Potenza Nominale Inverter	Potenza Nominale Sezione
		$P_{CJ}=N_{SCJ}xP_{SC}$	∑ PCj	Modello MVPS	P_{NI}	P_{NS}
		kWp	**MWp**	**Tipo Inverter**	**MVA (MW a cosfi 1)**	
SEZIONE A	A1	4.266,34	**22,79**	SC 4000 UP	4,00	**19,80**
	A2	4.726,28		SC 4000 UP	4,00	
	A3	5.868,20		SC 4600 UP	4,60	
	A4	3.092,70		SC 2800 UP	2,80	
	A5	4.837,30		SC 4400 UP	4,40	
SEZIONE B	B1	4.520,10	**17,16**	SC 4000 UP	4,00	**15,40**
	B2	5.075,20		SC 4400 UP	4,40	
	B3	3.172,00		SC 3000 UP	3,00	
	B4.1	2.347,28		SC 4000 UP	4,00	
	B4.2	2.045,94				
TOTALI		**39.951,34**	**39,95**		**35,20**	**35,20**

La capacità di generazione della sezione A sarà di **19,80 MW**

Quella della sezione B **15,40 MW**

Complessivamente risulta la capacità di generazione della centrale pari a **35,20 MW**

Per i dettagli in merito all'architettura elettrica della centrale si rimanda agli elaborati tecnici specifici allegati al progetto (elabb: *FV RGD Relazione Generale Descrittiva, FV AE-FV Architettura elettrica del campo FV, FV LY-FV Lay Out elettrico della centrale*).

4.4 La produzione attesa

Il sito in esame presenta una radiazione annuale al suolo pari a circa **1.712 kWh/mq** (fonte PVGIS-5 ERA5), tipica del nord Sardegna.

L'utilizzo degli inseguitori Est-West consente di ricevere sui moduli il valore energetico annuale di circa **1.989 kWh/mq** (ovvero si hanno **1.989 hs**: ore solari annuali alle condizioni STC di 1 kW/mq).

PVGIS-5 stima del rendimento energetico FV

Valori inseriti:

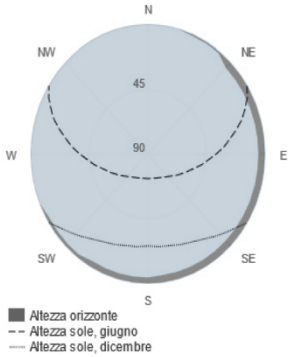
Lat./Long.:	40.266, 8.696
Orizzonte:	Calcolato
Database solare:	PVGIS-COSMO
Tecnologia FV:	Silicio cristallino
FV installato:	1 kWp
Perdite di sistema:	7 %

Output del calcolo

	IA*
Angolo inclinazione [°]:	0
Produzione annuale FV [kWh]:	1716.13
Irraggiamento annuale [kWh/m²]:	1989.43
Variazione interannuale [kWh]:	57.0
Variazione di produzione a causa di:	
Angolo d'incidenza [%]:	-1.83
Effetti spettrali [%]:	0.72
Perdite temp. ed irr. bassa [%]:	-6.19
Perdite totali [%]:	-13.74

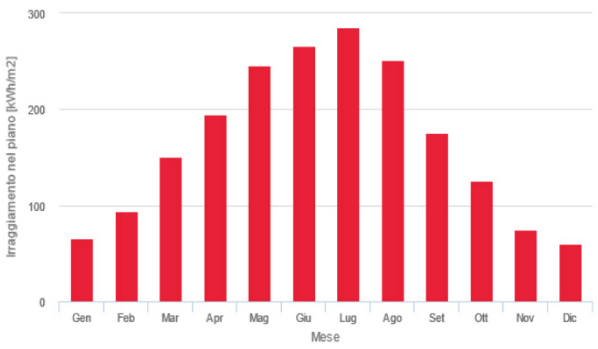
* IA: Asse inclinata

Grafico dell'orizzonte:



Energia mensile da sistema FV ad inseguimento:

Irraggiamento mensile nel piano di inseguimento:



	Asse inclinata		
Mese	**E_m**	**H(i)_m**	**SD_m**
Gennaio	60.4	65.9	6.9
Febbraio	86.9	93.6	10.6
Marzo	137.6	150.9	16.3
Aprile	171.5	194.4	17.2
Maggio	211.6	245.4	23.1
Giugno	222.3	266.0	9.2
Luglio	234.2	284.9	12.7
Agosto	207.6	251.6	8.4
Settembre	149.9	174.9	6.6
Ottobre	111.5	126.2	9.0
Novembre	67.7	75.2	8.3
Dicembre	54.8	60.4	6.7

E_m:Media mensile del rendimento energetico dal sistema scelto [kWh].
H_m: Media mensile di irraggiamento al metro quadro sui moduli del sistem scelto [kWh/m²].

SD_m: Variazione standard del rendimento mensile di anno in anno [kWh].

Dalle valutazioni separatamente effettuate utilizzando il software PVSyst, si ottiene una produzione annuale unitaria lorda (a monte degli inverter) di circa **1.716 kWh/kWp (he),** con un efficienza di conversione **(he/hs),** pari a circa: 1716/1989 = 86,27%.

La **produzione lorda** annuale della centrale si attesta pertanto sul valore di:

39,95 kWp x 1.716 kWh/kWp y = 68,554 MWh/anno ⟹ 68,55 GWh/y

Considerando le perdite sui cavi MT a 30 kV (circa 1,5%) risulta la:

Produzione annuale netta immessa in rete, pari a circa: ⟹ 67,52 GWh/y

In considerazione dell'aleatorietà delle condizioni meteorologiche si può assumere la produzione annuale netta compresa nel range:

67,52 GWh/y ± 3,0% ovvero: 65,50 ÷ 69,55 GWh/y

Per ragioni di comodità ed in considerazione del decadimento annuale dei moduli (0,6% annuo) e di eventuali periodi di indisponibilità per guasti, nella presente documentazione progettuale viene assunto il valore nominale di riferimento pari a:

Produzione nominale annuale netta di riferimento: 65 GWh/y

In termini di decarbonizzazione, utilizzando il parametro suggerito dal rapporto ISPRA N.257/2017, ad ogni kWhe prodotto da fonti rinnovabili corrisponde una mancata di emissione di CO_2 pari a 0,544 kg (0,544 ton CO_2/MWh; 544 ton CO_2/GWh); risulta pertanto il seguente contributo annuale alla decarbonizzazione:

65 GWh/y x 544 ton CO_2/GWh = 35.360 ton $CO_{2\ evitata}$ /anno

Considerando che un ettaro di bosco assorbe mediamente ogni anno circa 35 ton CO_2 si ottiene la seguente equivalenza:

Foresta equivalente in grado di *"assorbire"* la stessa quantità di CO_2 evitata (≈ 35 tonn $CO_{2\ assorb.}$/ha y):	35.360/35		**1.010 ha di foresta**
Equivalenza risultante:	**49 ha FV**	⇔	**1.010 Ha di foresta**

4.5 Render degli impianti

Vista generale in direzione est

Vista generale in direzione sud

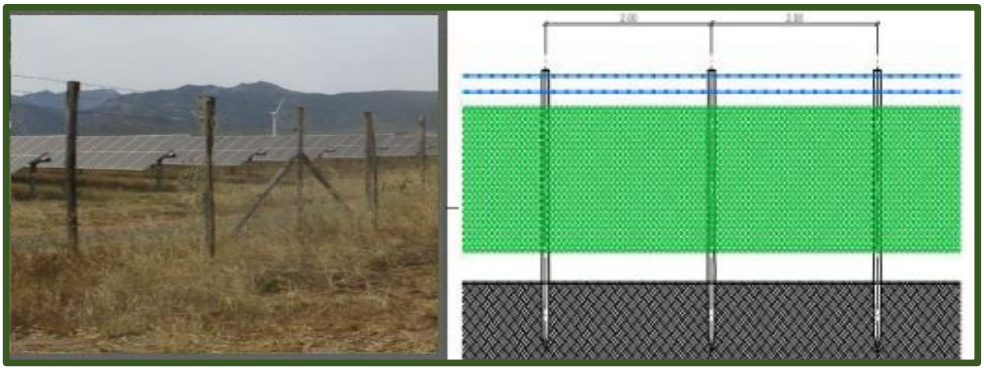
Particolare della zona salvaguardata del nuraghe (al netto degli interventi di mitigazione da impiantare fra campo FV e nuraghe)

Evidenza dell'affioramento roccioso centrale salvaguardato dall'intervento

4.6 Mitigazione perimetrale

I campi fotovoltaici sono stati inseriti nelle aree disponibili salvaguardando integralmente i muretti a secco e le essenze di macchia mediterranea esistenti (lentischio, felci, more, rovi); risulta pertanto ben delimitato il perimetro esterno della centrale.

Si prevedono peraltro nuovi elementi di recinzione (da porre a lato dei muretti a secco esistenti onde impedire l'accesso ad estranei) da realizzare con paletti di legno e rete metallica verniciata di verde.



In prossimità delle nuove recinzioni saranno insediate nuove essenze della macchia mediterranea (prevalentemente lentischio, corbezzolo e olivo selvatico).

Lentischio e olivi saranno impiantate anche nella fascia di tutela del nuraghe.

La messa a dimora di corbezzolo è importante per l'attività di apicoltura.

5. OPERE DI CONNESSIONE ALLA RETE

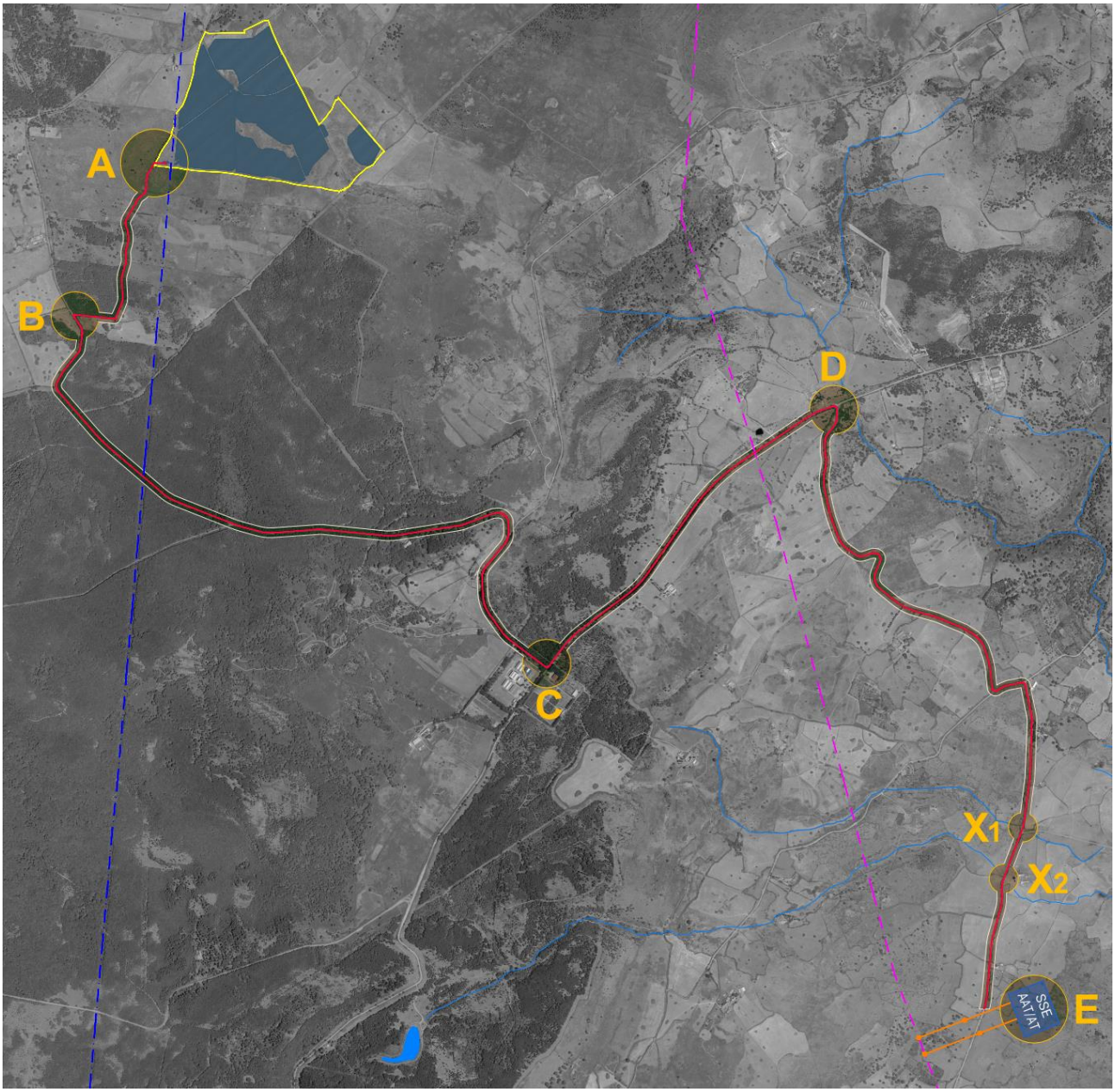
5.1 Percorso elettrodotto interrato a 30 kV di utenza per la connessione (IUC)

Il collegamento fra la centrale FV ed il punto previsto per la connessione alla nuova stazione di TERNA, inserita sulla dorsale sarda in AAT a 380 kV, avverrà con due linee interrate indipendenti a 30 kV (una per ciascuna sezione d'impianto); ciascuna linea sarà composta da due terne di cavo elicordato in alluminio da 500 mm^2.

Il percorso dell'elettrodotto interrato IUC a 30 kV sarà il seguente (con riferimento alle immagini seguenti):

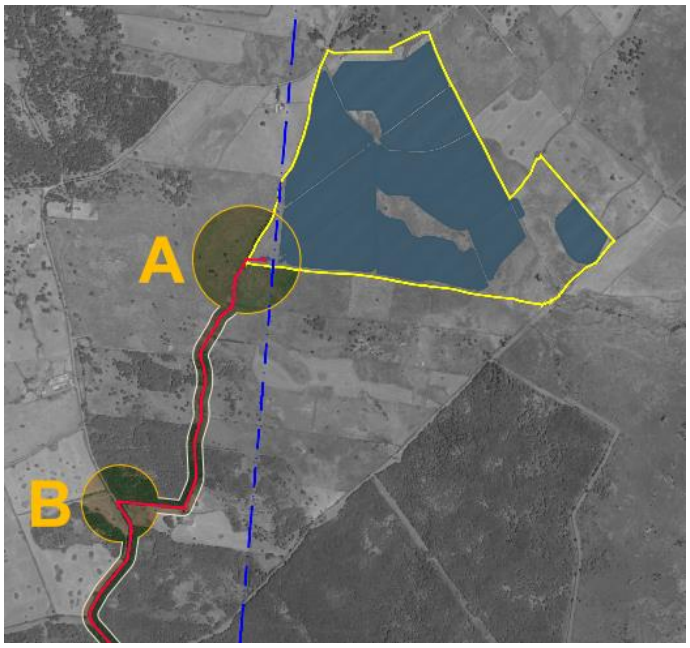
1. Tratta A-B su strada Comunale *Santu Lussurgiu,* in territorio di Sindia: **≈ 1,14 km**
2. Tratta B-C su strada Comunale *Monte Sant'Antonio*, in territorio di Sindia e Macomer: **≈ 4,01 km**
3. Tratta C-D su strada Provinciale 43, in direzione Macomer: **≈ 2,04 km**
4. Tratta D-E su strade vicinali, fino alla regione *Figuranchida – Is Fodeddis* ove sarà ubicata la Stazione TERNA*:* **≈ 3,92 km**

Complessivamente il percorso, interamente su strade pubbliche, sarà di circa: 11,11 km


A
B
C
D
X1
X2
SSE
AAT/AT
E

Caratteristiche del percorso:

1. Tratta A-B su strada Comunale *Santu Lussurgiu,* in territorio di Sindia (≈ 1,14 km)

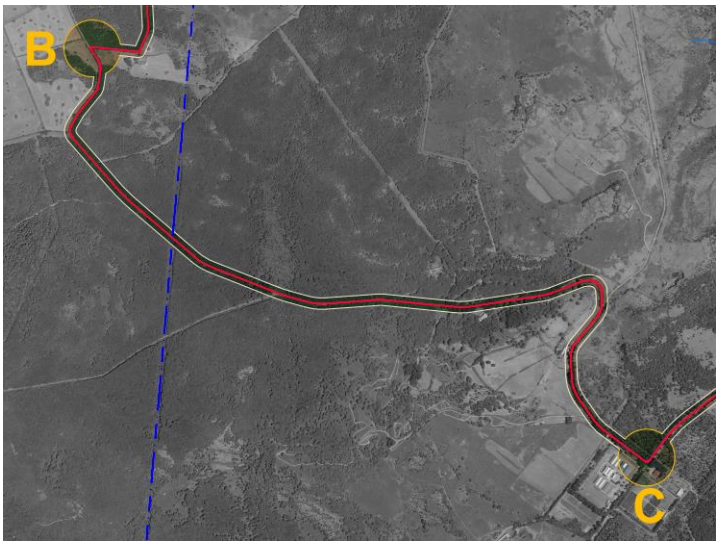


Le linee avranno origine dallo spigolo di N-W dell'area **(punto A -** coperto da vegetazione).

Il tracciato si sviluppa al centro della strada comunale sterrata *Santu Lussurgiu* (oggi scarsamente utilizzata) e termina all'incrocio con la strada comunale asfaltata *Monte Sant'Antonio*, che porta in agro del Comune di Macomer, nel punto B.

Punto B
termine della SC sterrata *Santu Lussurgiu*
e incrocio con la SC *Monte Sant'Antonio*

2. Tratta B-C su strada Comunale *Monte Sant'Antonio*, in territorio di Sindia e Macomer (≈ 4,01 km)



Il tracciato si sviluppa sulla banchina dx della SC *Monte Sant'Antonio* e termina nell'incrocio con la SP 43 in prossimità del Centro Fieristico di Macomer, nel punto C.

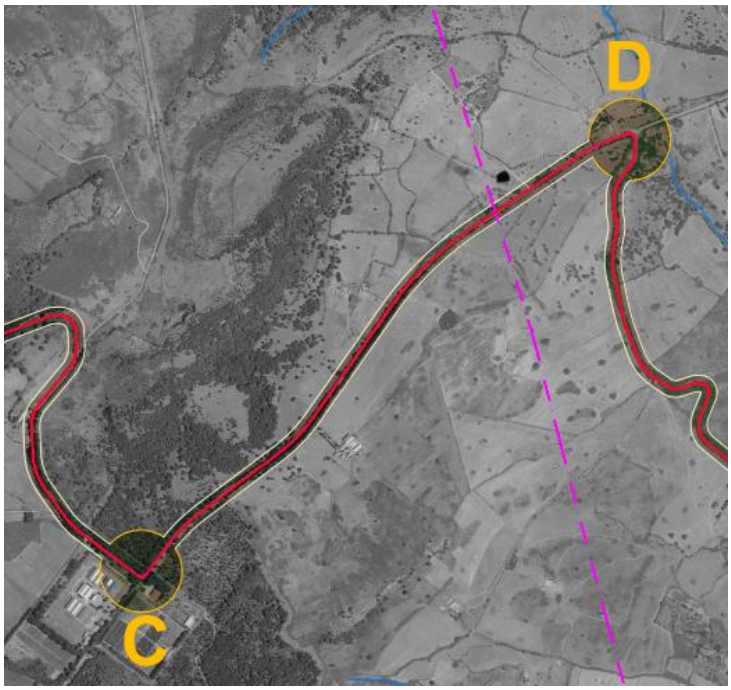
Punto B inizio tratta SC *Monte Sant'Antonio*

Punto C

Fine tratta B-C in prossimità del Centro Fieristico di Macomer ove è previsto l'insediamento di una cabina di sezionamento.

In prossimità del Centro Fieristico di Macomer, sulla SC *Monte Sant'Antonio*, non lontano dall'incrocio con la SP 43, è prevista una **Cabina di Sezionamento da Insediare sul mappale 20 del Fg. 42 di proprietà del Comune di Macomer.**
Sarà pertanto necessario apposito atto di formalizzazione del diritto di servitù per l'area occupata dalla cabina (circa 40 mq).

3. <u>Tratta C-D</u> su Strada Provinciale 43, in direzione Macomer (≈ 2,04 km)



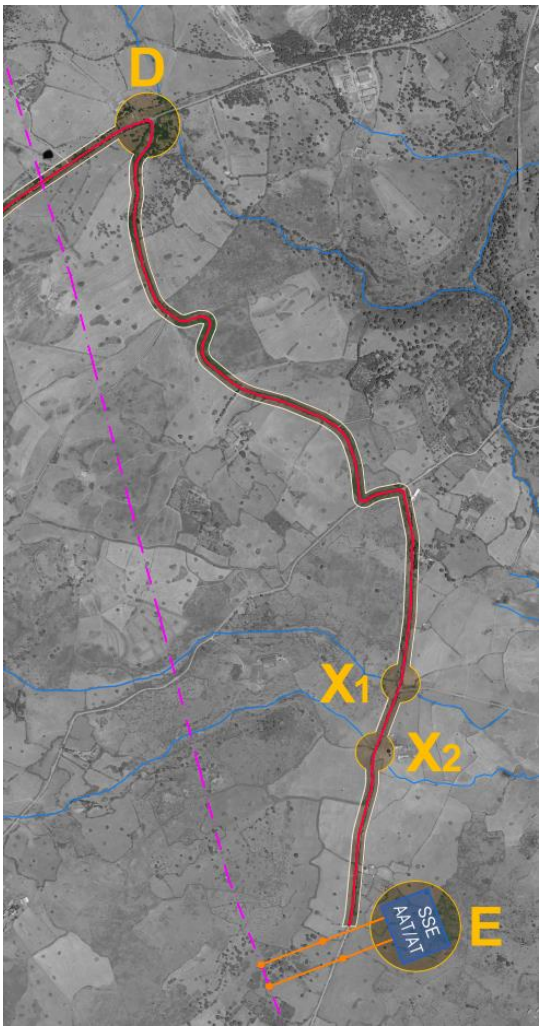
Punto C dove la strada proveniente dal *Monte Sant'Antonio* incrocia la SP 43.

Il percorso si sviluppa sulla banchina del lato dx della SP 43 in direzione Macomer, per circa 2 km.

Per questo percorso è previsto il taglio della cunetta in cls per circa 1,6 km.

Punto D Innesto con la strada vicinale che conduce in loc. *Figuranchida / Mura de Putzu* ove sarà installata la nuova Stazione Terna.

4. <u>Tratta D-E</u> su strade vicinali, fino alla regione *Figuranchida – Mura de Putzu* ove sarà ubicata la Stazione TERNA (≈ 3,92 km)



Origine della tratta nel Punto D

La posa avverrà sempre sulla banchina del lato dx della carreggiata.

Punto X1 – Ponticello su affluente del Rio Mene, da attraversare sotto alveo, previa posa di contro tubo con talpa teleguidata.

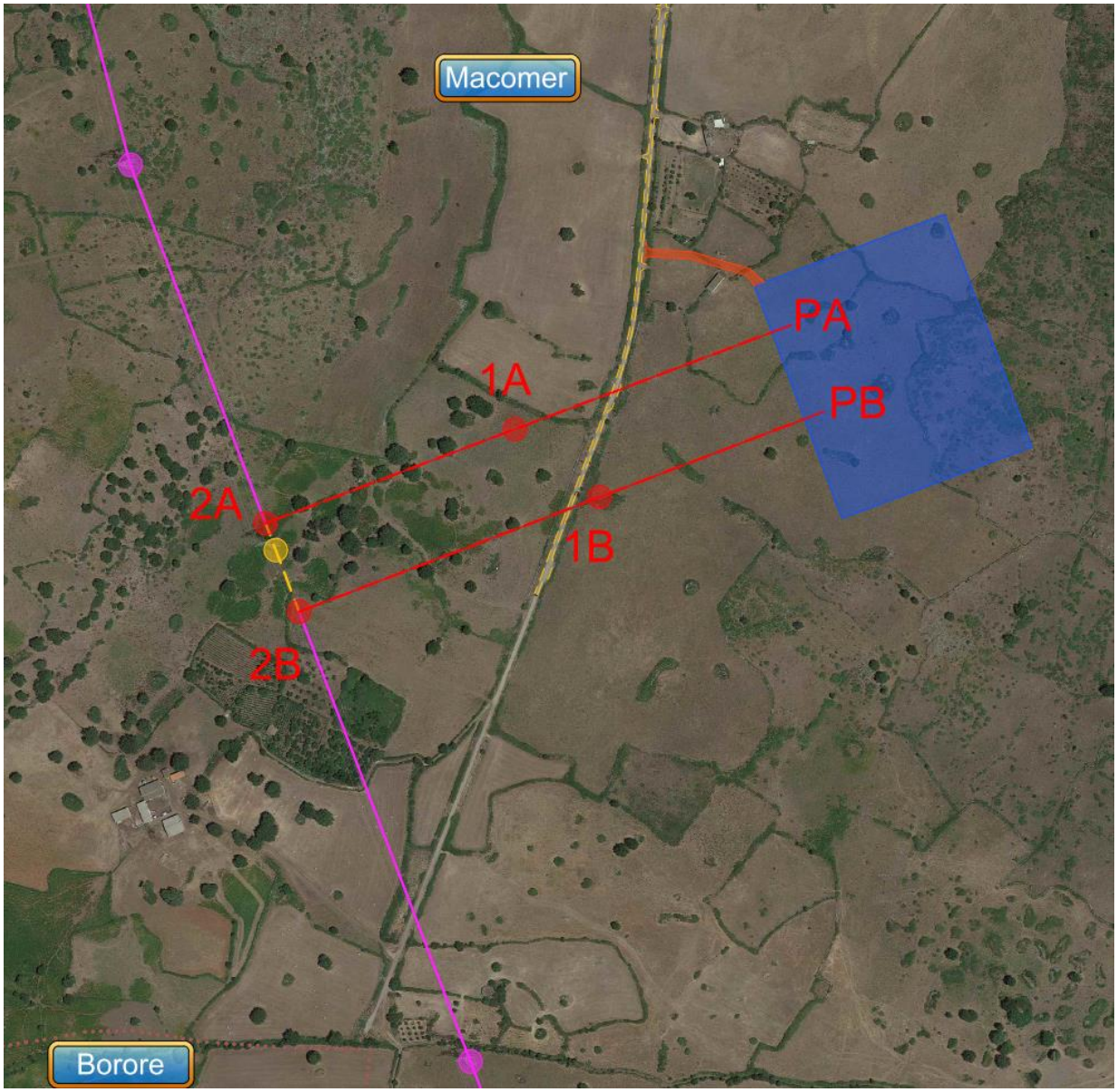
Punto X2 – Ponticello sul Rio Mene, da attraversare sotto alveo, previa posa di contro tubo con talpa teleguidata.

Punto E – Regione *Mura de Putzu*
La stazione TERNA è prevista sul pianoro retrostante il fabbricato in evidenza

La nuova stazione di Terna sarà insediata in loc. Mura de Putzu, in base ad un progetto ancora da perfezionare, che prevede una pluralità di produttori che si connetteranno alla medesima SE.

L'area ove è previsto l'insediamento della stazione e delle opere di connessione MT/AT è scevra da vincoli ambientali, culturali e paesaggistici.

Immagine estratta dal progetto della SE TERNA, sviluppato da Enel Green Power e attualmente in fase di revisione per adattamento al nuovo standard a 36 kV.

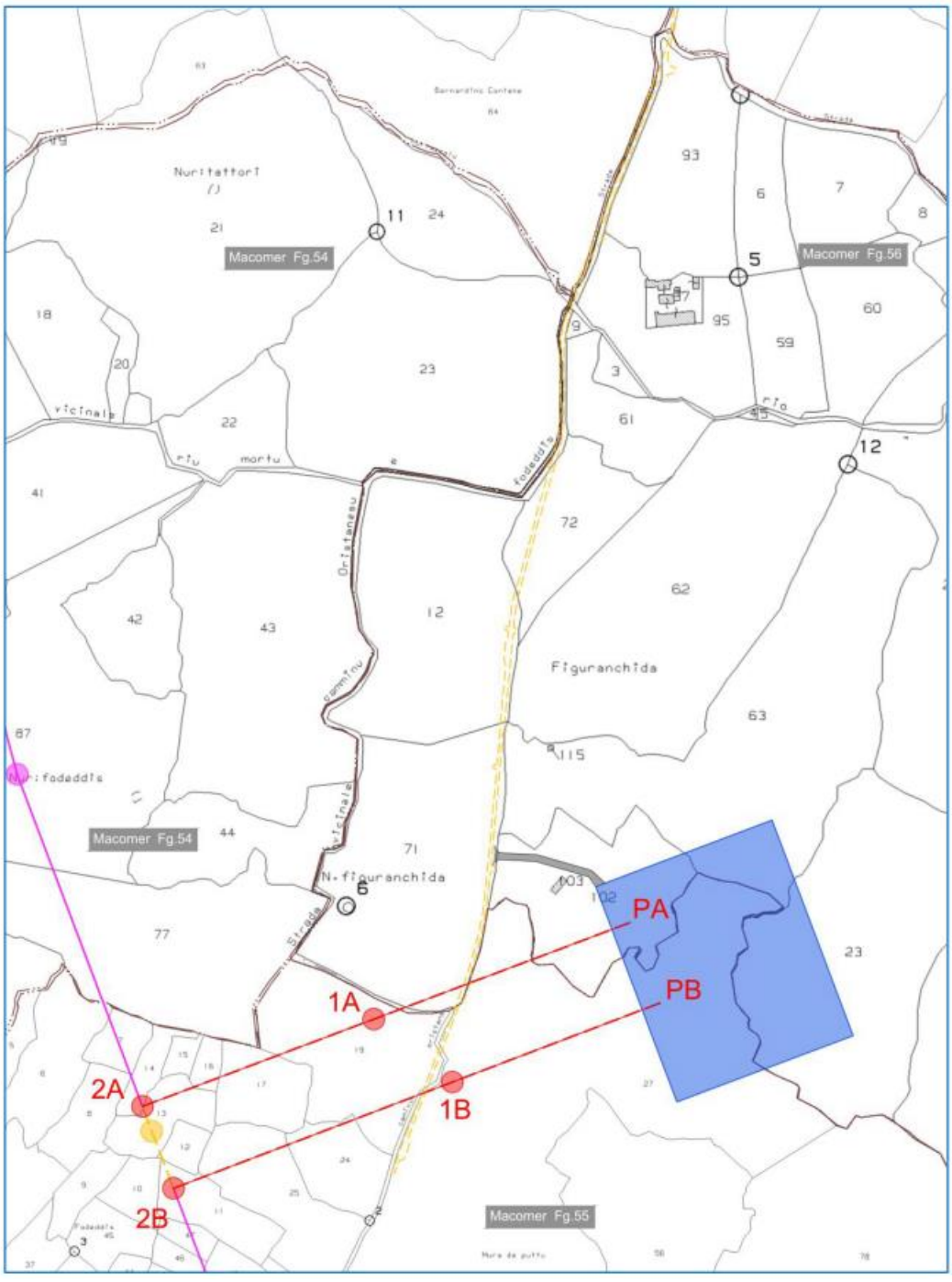


5.2 Inquadramento catastale della nuova SE TERNA e della stazione di connessione MT/AT

L'elettrodotto termina in località *Figuranchida / Mura de Putzu*, ove è previsto lo stacco dalla vicina dorsale a 380 kV e l'insediamento della Nuova Stazione TERNA, oltre che delle cabine primarie previste per la connessione di una pluralità di produttori.

La SE ricade in una area censita al Fg.56 (mappali 63, 23,102) e Fg.55 (mappale 27) del Comune di Macomer, di proprietà privata come riportato nel Piano Particellare (elab. OC PPC).

Sotto l'estratto del progetto SE TERNA elaborato dal capofila dei produttori Enel Green Power (progetto in fase di revisione per passaggio da standard 150 kV a 36 kV).



5.3 Stato della progettazione della SE TERNA e dell'Impianto di Rete per la Connessione

Il preventivo di connessione (STMG) di TERNA (codice N.202002576 del 13/05/21) è stato accettato in data 07/07/21 e volturato al proponente con nota del 23/09/21.

La soluzione prevede la connessione della centrale in questione ad una nuova stazione (SE) TERNA di trasformazione 380/150 kV da inserire in entra-esci sulla dorsale RTN a 380 kV "Ittiri-Selargius").

Per la costruzione della nuova stazione e delle linee di raccordo alla dorsale, TERNA prevede un arco di tempo di 20 mesi per la SE e 8 mesi + 1 mese/km per i nuovi raccordi a 380 KV.

L'impianto di Rete per la Connessione (IRC) è definito in uno **stallo a 150 KV**, da realizzare in aderenza alla nuova stazione, sul quale collegare il trasformatore MT/AT (30/150 kV) previsto nella terminazione dell'elettrodotto a 30 kV sopra descritto.

In data 09/07/21 il produttore ha comunicato a TERNA (su modello Terna 4a) l'impegno alla progettazione delle opere per la connessione alla RTN come previste dalla STMG; altresì sempre in data 09/07/21 ha richiesto a TERNA (su modello 4a bis) la documentazione tecnica per lo sviluppo della progettazione.

Nella comunicazione il produttore ha rappresentato a TERNA la **necessità di condividere lo stallo della futura stazione con altri impianti di produzione al fine di razionalizzare l'utilizzo delle strutture di rete.**

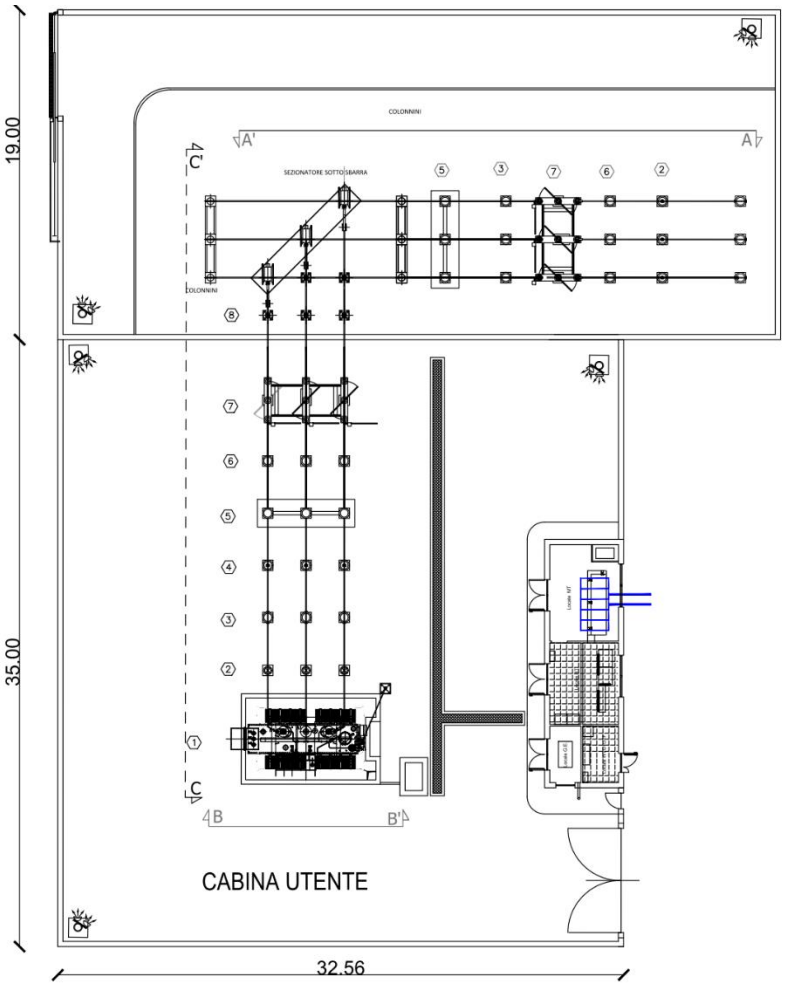
In questo contesto è stato aperto un **tavolo tecnico con altri produttori** e assegnata la progettazione generale ad una società capogruppo, individuata nella società **"*Enel Green Power*"**.

La progettazione dell'insieme "Stazione elettrica + stallo/i a 150 KV" risulta tutt'ora in corso (ovvero, a fronte di una prima stesura, è in corso di revisione per l'eventuale adattamento al nuovo standard 36 kV – cfr. considerazioni al paragrafo seguente).

Le opere previste nella "sezione Utente" da costituire a latere della SE di Terna, nei terreni sopra individuati, comprenderanno sostanzialmente:

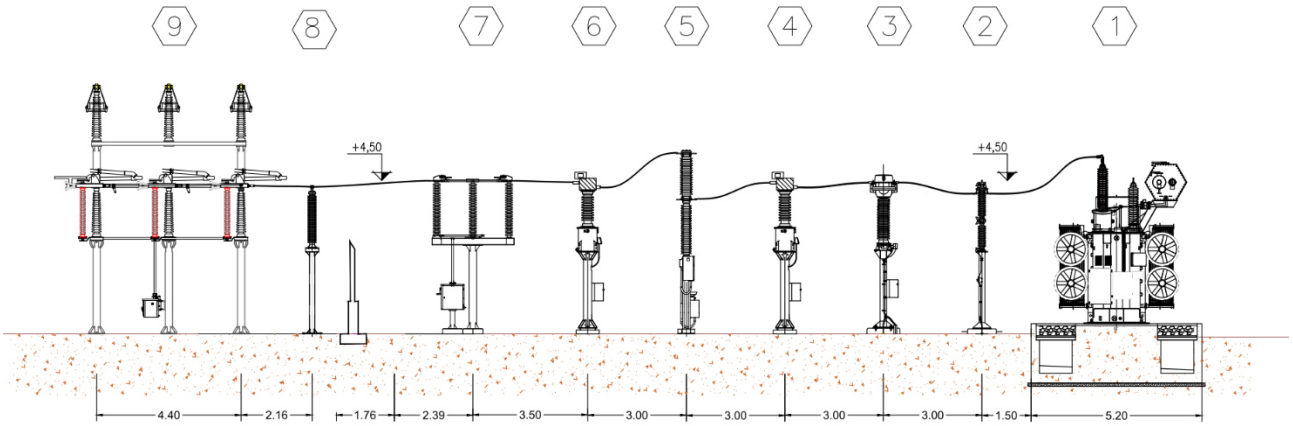
- stallo di utente a 150 kV (o 36 KV);
- trasformatore elevatore 30/150 (36) kV, da 45 MVA;
- manufatto di cabina per l'alloggiamento dei quadri MT a 30 kV, di un trasformatore per servizi ausiliari e di un gruppo elettrogeno per l'emergenza sugli ausiliari.

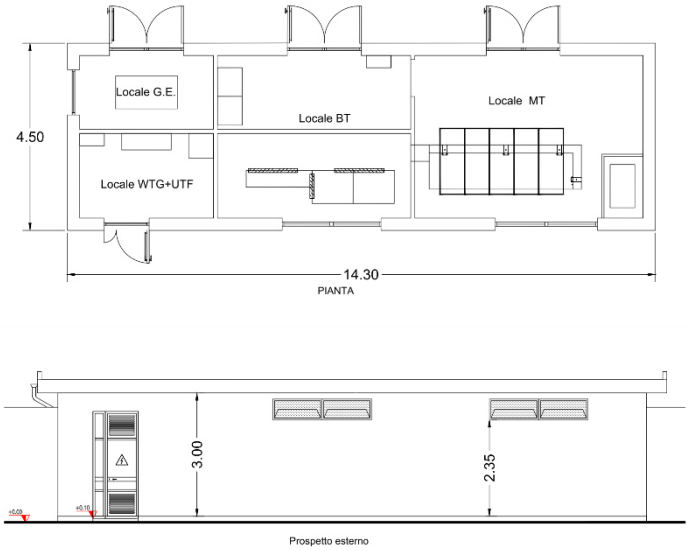
Nelle more della progettazione definitiva si propongono di seguito le soluzioni tipiche previste di tali opere con la previsione "peggiore" (più ingombrante e costosa) di stallo a 150 kV.



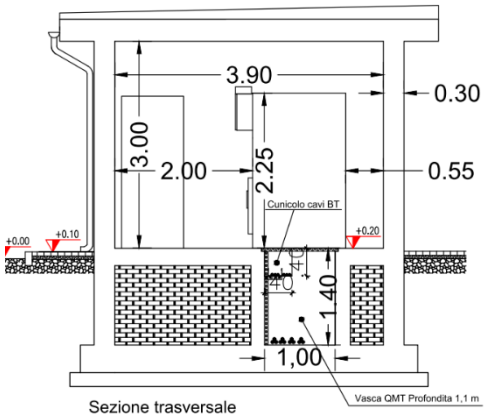
Assetto tipico di stallo utente a 150 kV (IRC) con manufatto di protezione delle apparecchiature di proprietà dell'utente (terminazione IUC)

1	Trasformatore AT/MT
2	Scaricatore di tensione
3	Trasformatore di corrente
4	Trasformatore di tensione induttivo
5	Interruttore
6	Trasformatore di tensione capacitivo
7	Sezionatore a doppia interruzione
8	Colonnini
9	Sbarre con isolatori portanti
10	Teste Cavo
11	Sbarre con Sezionatore
12	Palo luce di altezza minima 10 m





Assetto tipico del manufatto di cabina con apparecchiature dell'utente (terminazione IUC).



5.4 Nuovo standard TERNA a 36 kV

In data 20 ottobre 2021 TERNA ha emesso il **nuovo Allegato A2 "Guida agli schemi di connessione" introducendo il nuovo standard a 36 kV.**

Tale documento fa seguito all'esito di una consultazione pubblica terminata in data 20/09/21 laddove TERNA rappresentava le seguenti considerazioni.

Nuove soluzioni tecniche per la connessione degli impianti di produzione

Contesto di riferimento

> L'attuale contesto è caratterizzato da un significativo incremento delle richieste di connessione di impianti di produzione da fonte rinnovabile alla RTN. Le iniziative sono concentrate in determinate aree del Paese (sud Italia e isole). Circa il **90%** degli impianti per i quali è presentata richiesta di connessione a Terna ha una **taglia inferiore a 100 MW**

> L'attuale standard di connessione alla RTN prevede tipicamente la realizzazione, all'interno di stazioni di raccolta 380/150 kV, di stalli 150 kV che svolgono la funzione di impianti di rete per la connessione del singolo impianto di produzione

> Gli stalli 150 kV possono accogliere impianti di taglia fino a 200-250 MW, potenza superiore rispetto alla taglia media degli impianti per i quali viene presentata richiesta di connessione a Terna. Ciò comporta:

- un **utilizzo non sempre ottimale della capacità** dello stallo e delle infrastrutture di rete
- una maggiore **occupazione di suolo** dovuta alla necessità di realizzare stalli dedicati per ciascun impianto di produzione
- una conseguente maggiore **complessità autorizzativa** per i titolari delle iniziative

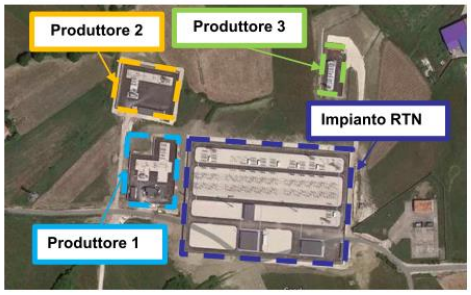
Per consentire una migliore integrazione delle FER attraverso soluzioni di connessione alla RTN **più efficienti** e **coerenti con l'effettiva taglia degli impianti di produzione** è stata individuata una **nuova soluzione standard di connessione a 36 kV**

Nuove soluzioni tecniche per la connessione degli impianti di produzione

Soluzione di connessione 36 kV

La nuova soluzione standard di connessione prevede che l'impianto di produzione venga connesso direttamente ad uno stallo a 36 kV

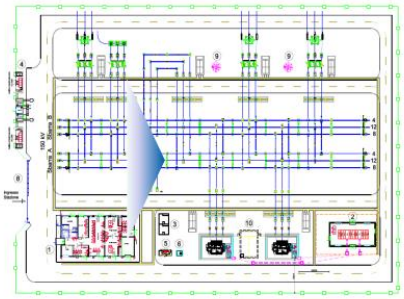
AS-IS



Stazione RTN e n.3 stazioni utente adiacenti

(stima ingombro complessivo ca. 27.000 mq)

TO-BE



Stazione RTN con sezione di raccolta 36 kV e trasformazioni 150/36 kV
(stima ingombro complessivo ca. 12.000 mq)

Ai fini della definizione del **corrispettivo di connessione, lo stallo 36 kV** rappresenta **l'impianto di rete per la connessione** con **potenza convenzionale pari a 100.000 kVA** (Par. 1A.5.11.4 del Capitolo 1.A del Codice di Rete) e valore unitario di riferimento [VUR] pari a 172 k€ in caso di stallo linea 36 kV GIS, 153 k€ in caso di stallo linea 36 kV AIS

In relazione all'introduzione di tale nuovo standard, la progettazione in corso (da parte del capogruppo dei produttori) della nuova SE di TERNA, unitamente agli stalli di più produttori, risulta in fase di rivisitazione col fine di adeguarla all'introduzione del nuovo standard a 36 kV.

5.5 Procedure vigenti in materia di V.I.A. per gli Impianti FV e per le Opere Connesse

A livello nazionale il riferimento in materia di VIA è il **Dls 152/06**, così come modificato dal Dls 104/2017, dalla Legge n. 120/20 e di recente dalla **Legge n. 108/21 del 29 luglio 2021.**

Sono oggi sottoposti a VIA di competenza statale i progetti di opere ricadenti nell'Allegato II:

Allegato II – Progetti di competenza statale (sottoposti a VIA dall'art.6 comma 7. Del Dls 152/06)

Il comma 6 dell'art. 31, della Legge n. 108/21 ha inserito gli impianti FV di potenza maggiore di 10 MW fra le opere soggette a VIA di competenza statale.

Punto 2): ***impianti fotovoltaici per la produzione di energia elettrica con potenza complessiva superiore a 10 MW.***

Relativamente alle **opere di connessione**, nel caso di impianti di grande taglia, da connettere alla rete in Alta Tensione di TERNA, tale realizzazione può (teoricamente) ricadere nell'ambito dei progetti previsti nell'Allegato II-bis al Dls 152/06:

Allegato II bis – Progetti sottoposti alla Verifica di assoggettabilità di competenza statale

Punto 1. lettera d): ***elettrodotti aerei esterni per il trasporto di energia elettrica con tensione nominale superiore a 100 kV e con tracciato di lunghezza superiore a 3 km.***

Altri elettrodotti in **Alta Tensione**, **con tracciati superiori a 10 km**, sono ricompresi nell'Allegato II – Progetti di Competenza Statale (punti 4 e 4-bis), per i quali si rende necessaria la Valutazione di Impatto Ambientale.

In relazione a tale quadro regolatorio, in via del tutto generale si può affermare **che solo in casi molto particolari, di impianti FV molto grandi e molto distanti dal punto di connessione in AT, le opere di connessione alla rete elettrica possono ricadere fra realizzazioni per le quali è richiesta la Verifica di Assoggettabilità alla VIA o direttamente la VIA.**

****

In relazione agli investimenti sulle infrastrutture di trasporto e distribuzione dell'energia elettrica previsti dal PNRR ed in considerazione dell'atteso incremento delle richieste di connessione di impianti da FR, TERNA ha emesso il nuovo standard semplificato di connessione a 36 kV per potenze di connessione fino a 100 MW, sopra richiamato.

Tale nuova soluzione di connessione alla rete AT a 36 kV consente agli impianti di generazione con potenze inferiori a 100 MW **di evitare la costruzione di stalli in esecuzione a giorno a 150 kV**; in tal modo le porzioni di Rete per la Connessione si ottengono con la semplice installazione di **scomparti protetti a 36 kV** (esistenti e normalizzati) da insediare al coperto, in appositi vani resi disponibili nelle nuove Stazioni Elettriche derivate dalle linee AT-AAT.

A fronte della L. 108/21 e del nuovo standard introdotto da TERNA, risulta pertanto il seguente prospetto in materia di adempimenti VIA per gli impianti FV e per le opere di connessione alla rete.

<table>
<tr><th colspan="5">PROCEDURA IN MATERIA DI VIA PER IMPIANTI FV E OPERE DI CONNESSIONE</th></tr>
<tr><td>Tipologie interventi per Taglie di potenza</td><td>Pn ≤ 1MW</td><td>1 MW < Pn ≤ 6 MW</td><td>6 MW < Pn ≤ 10 MW</td><td>Pn > 10 MW</td></tr>
<tr><td>Impianti Fotovoltaici in genere</td><td>Non oggetto di verifica di assoggettabilità a VIA

Salvo condizioni di cumulo superiori a 1 MW per potenze > 0,5 MW</td><td colspan="2">Verifica di assoggettabilità a VIA

anche per condizioni di cumulo superiori a 1 MW per impianti con potenze comprese fra: 0,5 MW < Pn ≤ 1 MW</td><td rowspan="3">Valutazione di Impatto Ambientale
Allegato II
Dls 152/06</td></tr>
<tr><td>Impianti fotovoltaici ricadenti in aree per i quali sussistono i requisiti introdotti dall'art.31 comma 2 della L.108/21</td><td colspan="3">Non oggetto di verifica di assoggettabilità a VIA

Verifica di assoggettabilità a VIA
in condizioni di cumulo superiori a 10 MW
per impianti con potenze comprese fra: 5 MW < Pn ≤ 10 MW</td></tr>
<tr><td>Impianti fotovoltaici ricadenti in aree per i quali sussistono i requisiti introdotti dall'art.31 c. 7-bis della L.108/21</td><td colspan="3">Non oggetto di verifica di assoggettabilità a VIA

Verifica di assoggettabilità a VIA
in condizioni di cumulo superiori a 10 MW
per impianti con potenze comprese fra: 5 MW < Pn ≤ 10 MW</td></tr>
<tr><td>Impianto di Rete e/o di Utenza per la Connessione</td><td colspan="2">Elettrodotti MT
Non oggetto di Verifica di assoggettabilità a VIA</td><td colspan="2">Elettrodotti MT + stallo AT (36÷150 kV)
Non oggetto di Verifica di assoggettabilità a VIA

Nei casi di elettrodotti aerei a tensione > di 100 kV e lunghezza > di 3 km
Verifica di assoggettabilità a VIA di competenza statale (Alleg. II-Bis)</td></tr>
</table>

In relazione al prospetto di cui sopra, salvo rari casi particolari, le opere di connessione alla rete esistente, non sono mai oggetto di procedura di Verifica di assoggettabilità a VIA.

Nella documentazione di progetto da sottoporre all'esame della procedura di Verifica o di VIA dell'impianto FV, si può pertanto (una volta definita la soluzione di connessione da adottare e per i casi di cui sopra), **prescindere dalla produzione della documentazione di dettaglio afferente le opere di connessione.**

Tale aspetto assume particolare rilevanza nel progetto in questione laddove TERNA (ovvero il gruppo di più produttori) non ha ancora stabilito in modo puntuale la configurazione delle derivazioni AAT dalla dorsale a 380 kV e della cabina primaria AAT/AT ove attuare la connessione AT a 36÷150 kV.

In relazione al quadro prescrittivo stabilito per le Valutazioni Ambientali dal vigente Dls 152/06, si ritiene pertanto che, nelle more della definizione progettuale della nuova stazione e delle soluzioni di rete per la connessione (stalli a giorno a 150 KV o armadi protetti a 36 kV), **si possa esperire la procedura di VIA avviata per la centrale FV, anche in assenza di definizione (a livello definitivo) della soluzione di connessione finale alla rete pubblica**, riducendo i tempi del procedimento in accordo col perseguimento degli obiettivi temporali in materia di decarbonizzazione stabiliti dalla normativa comunitaria e dal PNRR.

6. RICADUTE AMBIENTALI ED ECONOMICHE

6.1 Le ricadute ambientali su scala globale

Le ricadute ambientali su scala globale sono indubbie e assodate; la centrale, che impegna suolo per circa **49 ha**, produce ogni anno circa **65 GWh** ed evita pertanto emissioni di CO_2 per circa **35.360 tonn/y** (incidenza sull'obiettivo UE al 2030 pari al 0,015%).

Confrontando tale valore annuale di CO_2 evitata con la superficie di bosco fitto in grado di assorbire la medesima quantità di CO2, si ottiene la seguente equivalenza:

49 ha FV ⇔ 1.000 Ha di foresta

6.2 Le ricadute economiche in ambito locale/regionale

Le ricadute economiche in ambito locale/regionale derivano principalmente dai seguenti aspetti:

1. **Riconoscimento di significativi valori unitari (€/ettaro) per l'acquisizione del diritto di superficie (€/ettaro anno)**

   I contratti preliminari sottoscritti prevedono un riconoscimento di **3.000 €/ha anno** alla proprietà dei terreni; tale valore è ben maggiore della resa attuale delle aree utilizzate per pascolo e in parte coltivate a foraggio (qualche centinaio di euro/ha all'anno).

2. **Ricadute occupazionali associate alla fase di costruzione ed esercizio**

   Ogni investimento nel settore delle FER, vede coinvolte, in misura più o meno maggiore, **professionalità e maestranze presenti in ambito locale/regionale**: dalle attività tecniche di sviluppo/progettazione, alle fasi di preparazione dei suoli, ai montaggi meccanici ed elettrici, per finire con le attività di manutenzione durante l'esercizio.

   In fase di costruzione:

   Le attività di costruzione si svilupperanno nell'arco di oltre un anno e vedranno impiegate diverse squadre di montatori (di caratteristiche certamente reperibili in ambito locale/regionale) **per complessivi circa 35 addetti**.
   L'impiego di elementi prefabbricati, che sarebbero antieconomici se approvvigionati nel continente, offriranno opportunità di lavori ai prefabbricatori sardi.
   La realizzazione dell'elettrodotto di connessione (circa 11 km), per tipologia di lavoro e di mezzi (scavi, rinterri, ripristino di pavimentazioni in cls e in conglomerato bituminoso) impegnerà certamente imprese locali.

   In fase di esercizio:

   Gli impianti Fotovoltaici si contraddistinguono per i bassi costi di gestione; gestione che (di regola) si limita al monitoraggio (a distanza), al controllo mensile della produzione (con produzione di report), alla manutenzione ordinaria (pulizia delle cabine) e saltuaria (pulizia dei moduli e sfalcio erba) oltreché straordinaria (sostituzione inverter e riparazione guasti).
   Pertanto gli addetti per MWp installato non sono significativi e sono mediamente inferiori all'unità/anno; ovvero **le ricadute occupazionali dirette** nella fase di esercizio, non sono significative sui piccoli impianti, **ma rilevano sugli impianti di larga scala, quale quello in esame, che vedrà coinvolte nelle operazioni di gestione e manutenzione almeno N.8 unità in modo permanente**.

La manutenzione di rito degli impianti (dalla pulizia dei suoli, a quella dei moduli e delle cabine elettriche, fino agli interventi sugli impianti elettrici, ecc.) **viene di regola affidata ad imprese presenti in ambito locale/regionale.**

L'aspetto più rilevante è che i lavori di manutenzione si ripetono ogni anno e assicurano lavoro sul lungo periodo.

6.3 Ricadute economiche connesse alla produzione – Misure compensative.

Il proponente ha piena consapevolezza dell'impatto (nel caso in esame prevalentemente paesaggistico), associato alla realizzazione dell'impianto **e soprattutto è consapevole degli impatti, in senso più esteso, che potranno derivare da una moltitudine di impianti che verosimilmente saranno installati nelle aree agricole della Sardegna**, in ragione delle sue favorevoli caratteristiche di irraggiamento, per il raggiungimento degli obiettivi comunitari.

Ai fini dell'accettazione delle comunità locali di tali insediamenti ineluttabili, nonché a parziale compensazione degli impatti derivanti, il proponente ha ritenuto pertanto doveroso assicurare al territorio significative ricadute economiche proporzionate all'effettiva produzione energetica della centrale.

Oltre alle ricadute economiche dirette, associabili alle attività di costruzione e gestione dell'impianto e al mantenimento/potenziamento dell'attività agro-zootecnica, **anche una quota parte del valore economico derivante dalla produzione di energia elettrica sarà pertanto reso disponibile al territorio che ospita gli impianti.**

In relazione a tale aspetto ha assunto un preciso impegno riportato nel documento *GG PP Presentazione del proponente e impegni,* allegato alla presente sezione di progetto ed al quale si rimanda.

L'importo annuale (derivante dall'applicazione delle formule riportate nel predetto documento di impegno) sarà reso disponibile (con modalità da perfezionarsi con gli interlocutori istituzionali qualificati) ad un soggetto pubblico (locale/regionale), **che costituirà un fondo col fine specifico e vincolante di adoperarlo per i seguenti scopi** (in accordo con le finalità stabilite dall'Allegato 2 al DM 10/09/10):

- impianto di nuove aree a bosco;
- rimboschimenti di aree percorse da incendi;
- ristoro di soggetti danneggiati da incendi boschivi;
- opere per la prevenzione e mitigazione del rischio idrogeologico;
- ristoro di soggetti danneggiati da eventi meteorologici eccezionali e/o da altre calamità naturali;
- interventi per la protezione e la salvaguardia di habitat e bio-diversità;
- interventi di efficientamento energetico nelle utenze della collettività locale;
- ogni altra opera di protezione, mitigazione, compensazione e miglioramento ambientale.

6.4 Ricadute associate al mantenimento/potenziamento dell'attività zootecnica preesistente

Il progetto dell'impianto FV ha previsto l'insediamento dei tracker con i moduli nelle aree pianeggianti, prevalentemente utilizzate per pascolo brado e in minima parte per coltura di foraggio, concesse in Diritto di superficie, salvaguardando totalmente i muretti a secco, gli affioramenti rocciosi e l'alberazione ivi presente e tutelando con una fascia di 100 m l'area di pertinenza dei resti del Nuraghe Fiorosu**;** vengono così impegnati dall'impianto **circa 49,4 ha su un totale di circa 58,2 ha concessi.**

L'intervento ha lasciato libera un'**area di circa 1,4 ha in prossimità del fabbricato di appoggio esistente**; l'attività agricola di pascolo di ovini potrà pertanto mantenersi e integrarsi con attività di apicoltura che si gioveranno della presenza del prato polifita impiantato all'interno dei campi fotovoltaici.

Complessivamente le aree libere esterne all'area recintata di centrale assommano a circa **8,86 ha**; considerando le isole verdi salvaguardate all'interno dei campi il valore complessivo delle aree salvaguardate è di circa **13,14 ha**.

Considerando la proiezione al suolo dei moduli in posizione orizzontale, le aree a cielo libero assommano complessivamente a 39,96 ha.

Sussistono pertanto le condizioni per un utilizzo profittevole di tali aree per pascolo di ovini e per attività di apicoltura.

La società **M2 Energia S.r.l.**, strettamente collegata da un rapporto di collaborazione continuativa con il gruppo ILOS New Energy Italy S.r.l., sovrintenderà le operazioni di O&M degli impianti fotovoltaici, avvalendosi di imprese locali.

Nella realizzazione di impianti agrovoltaici in Puglia, la società M2 Energia S.r.l. si è impegnata a gestire le operazioni agricole associate alla produzione di energia elettrica.

Tale funzione sarà effettuata anche nell'impianto in oggetto.

Il proponente, pertanto, **in accordo con la proprietà e con gli utilizzatori delle aree da questa indicate**, si impegna a mantenere, migliorare e (compatibilmente con le potenzialità associate agli spazi resi disponibili dal progetto) potenziare **l'attività di allevamento di ovini e a favorire l'insediamento di attività di apicoltura.**

In particolare, in relazione a quanto riportato nella relazione agronomica, sarà impiantato, manutenuto e migliorato nel tempo, il **prato polifita permanente** nelle aree impegnate dai moduli, finalizzato al miglioramento della fertilità del terreno e a favore le attività **di pascolo e apicoltura** (cfr. Relazione Agronomica).

Pertanto si attueranno tutte le iniziative al contorno atte a generare la migliore simbiosi possibile fra l'attività di produzione di energia e l'attività agro-zootecnica.

Gennaio 2022

Ing. Silvestro Cossu