

Sommario

1. INTRODUZIONE	3
1.1. Scopo	3
1.2. Soggetto proponente	5
2. MOTIVAZIONI DELL'OPERA.....	6
3. LA TECNOLOGIA AGROVOLTAICA.....	8
3.1. Caratteristiche generali dei sistemi Agrovoltaiici.....	11
3.2. Caratteristiche e requisiti degli impianti Agrovoltaiici.....	14
3.3. REQUISITO A: l'impianto rientra nella definizione di "agrovoltaiico"	16
3.4. REQUISITO B: Il sistema agrovoltaiico è esercito, nel corso della vita tecnica dell'impianto, in maniera da garantire la produzione sinergica di energia elettrica e prodotti agricoli	18
3.5. REQUISITO C: l'impianto agrovoltaiico adotta soluzioni integrate innovative con moduli elevati da terra	20
3.6. REQUISITI D ed E: i sistemi di monitoraggio.....	22
3.7. Analisi dei costi di investimento	29
3.8. Costi di O&M dei sistemi Agrovoltaiici.....	30
3.9. Costi del sistema di monitoraggio	30
4. L'IMPIANTO FOTOVOLTAICO – CENNI SULLA TECNOLOGIA SOLARE	32
4.1. Le celle	32
4.2. I moduli	33
4.3. Il campo Fotovoltaico	33
4.4. Altri componenti.....	34
5. DESCRIZIONE DEL SITO	34
5.1. Inquadramento geografico.....	34
5.2. Inquadramento catastale	38
5.3. Inquadramento urbanistico	39
5.4. Analisi dei vincoli ambientali, storici e paesaggistici	39
5.5. Scelta del sito.....	51
5.6. Viabilità di Accesso all'Impianto	53
6. DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO PROPOSTO	55

7.	DATI DI PROGETTO.....	66
7.1.	Dati di carattere generale.....	66
7.2.	Dati relativi al sito utilizzato	66
7.3.	Dati di rilievo clinometrico.....	66
7.4.	Condizioni ambientali.....	66
7.5.	Collegamento alla rete elettrica	67
8.	CRITERI ADOTTATI PER LE SCELTE PROGETTUALI	70
9.	QUALITÀ DEI MATERIALI.....	70
10.	SEQUENZA OPERAZIONI PER LA REALIZZAZIONE DELL'IMPIANTO	70
10.1.	Attività di cantiere	71
10.2.	Rischio di incidenti rilevanti.....	75
11.	GESTIONE DEI RIFIUTI IN FASE DI CANTIERE	76
12.	SISTEMA DI SUPERVISIONE E CONTROLLO	76
13.	IMPIANTO DI ILLUMINAZIONE.....	76
14.	IMPIANTO ALLARME e VIDEOSORVEGLIANZA	77
15.	STIMA DELLE RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE	78
16.	MANUTENZIONE ORDINARIA E STRAORDINARIA	80
17.	CENNI AMBIENTALI	81
18.	CRITERI E PROGETTO DI MITIGAZIONE.....	85
18.1.	Localizzazione e tipologia di impianto.....	85

1. INTRODUZIONE

1.1. Scopo

Il presente documento ha lo scopo di fornire tutte le informazioni e le indicazioni che servono per definire, secondo le modalità indicate, il Progetto Definitivo avente come oggetto:

PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO CON TECNOLOGIA AGROVOLTAICA GREENFIELD DELLA POTENZA PARI A 9.620 KWP Sito in Comune di Siliqua (CA) – Loc. “Terras Corrias”

Rispetto al progetto originario che prevedeva un impianto Fotovoltaico tradizionale con sistema fisso a terra, il presente elaborato, recependo anche alcune richieste degli Enti in fase di prima Conferenza di Servizi, tenutasi a luglio del 2022, trasforma l'impianto in Agrovoltaiico, secondo le ultime norme che si sono susseguite tra il 2021 ed il 2022.

La Società proponente è la SPV ENERGY 1 S.R.L., Società che ha sede in Via Ernesto Lugaro, 15 - 10121 TORINO.

Detta Società fungerà anche da SOGGETTO RESPONSABILE, così come definito dall'art. 2, comma 1, lettera g, del DM 28 luglio 2005 e s.m.i., disponendo dell'autorizzazione all'utilizzo dell'area su cui sorgerà l'impianto in oggetto.

I Proprietari del terreno interessato dalla realizzazione dell'impianto in progetto, nonché PROMITTENTI VENDITORI, sono i sig.ri Cadoni Giovanni Santo e la moglie Mulas Mariangela.

Tra SPV ed i proprietari è stato stipulato un preliminare di Diritto di Superficie, debitamente registrato in data 30/10/2019 al numero di repertorio 3070, limitatamente ai coniugi Mulas – Cadoni e al numero di repertorio 3072, limitatamente ai terreni del solo Cadoni (contratti allegati alla documentazione di progetto).

I fattori che hanno influenzato la scelta del sito sono riconducibili a:

- Buona accessibilità dell'area;
- Presenza, a breve distanza, di infrastrutture elettriche (elettrodotti e cabine idonei a ricevere l'energia prodotta);
- Buon fattore di irraggiamento solare;
- Assenza di colture arboree di pregio;
- Visibilità dell'impianto pressoché inesistente per schermature arboree esistenti, lungo il suo perimetro;
- Limitatissima presenza di vincoli inibitori e tutori su tutta l'area di impianto e lungo l'opera connessa.

Il presente progetto è coordinato dalla Divisione Rinnovabili della Società EMAN S.r.l. che ne ha curato lo Sviluppo della Commessa e ne curerà l'Iter Autorizzativo e la Costruzione/Esercizio. EMAN presenta al suo interno professionalità che vantano oltre 20 anni di esperienza nel settore specifico. La progettazione è stata affidata allo Studio CIVIS di Cagliari, studio di ingegneria con grande esperienza nel settore.

Il resto delle relazioni specialistiche, sono state prodotte da un gruppo di lavoro costituito dai seguenti professionisti:

- Geom. Alberto Cosso per la parte legata al progetto Elettrico di Connessione alla RTN;
- Ing. Agide Maria Borelli per la relazione preliminare sulle strutture porta moduli;
- Dott. Geol. Andrea Testa e Rossella Porcu, per la sezione geologica;
- Ing. Cadeddu Gianluca, tecnico in acustica ambientale, Reg. n. 167;
- Dott. Agr. Fabrizio Vinci, per la relazione agronomica;
- Dott. Geol. Fausto Pani per lo Studio di Impatto Ambientale;
- Dott. Francesco Lecis per lo studio su vegetazione e fauna.

L'energia elettrica prodotta dall'impianto sarà convogliata alla rete di distribuzione di Media Tensione (15 kV) di Enel Distribuzione; in particolare, l'energia elettrica in corrente continua prodotta dal campo fotovoltaico viene convertita in alternata da apposite macchine (Inverter) e trasformata in MT, quindi consegnata alla rete di distribuzione tramite una apposita cabina di consegna.

Il progetto risponde a finalità di interesse pubblico e viene considerato di pubblica utilità dall'art. 12 del

Decreto Legislativo 29/12/2003 n° 387. Infatti, la produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica concorre al raggiungimento degli obiettivi minimi di sviluppo delle fonti rinnovabili sul territorio, definiti dalla programmazione di sviluppo sostenibile nel settore energetico e contribuisce in modo significativo all'obiettivo più ampio di garantire il conseguimento ed il mantenimento dell'equilibrio energetico tra produzione e consumi.

L'energia prodotta dall'impianto però non usufruirà degli incentivi previsti dal DM 19/02/2007 “Criteri e modalità per incentivare la produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare, in attuazione dell'articolo 7 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387”, bensì lavorerà in regime di Market parity, sfruttando il prezzo zonale dell'energia in Sardegna o grazie a regolari P.P.A. (Power Purchase Agreement), che la Società proponente, o chi per essa, concluderà con eventuali aziende energivore.

La centrale fotovoltaica e tutte le opere previste, accessorie e necessarie oggetto della presente relazione, saranno realizzate dal Committente nella piena osservanza delle disposizioni e/o normative tecniche e legislative vigenti in materia, ed in particolare:

- Alle prescrizioni delle autorità locali;
- Alle prescrizioni ed indicazioni delle Società Distributrice di energia elettrica;
- Alle norme CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano).

Nella seguente Relazione di Progetto verranno indicate e descritte le caratteristiche di alcuni componenti impiantistici. Il riferimento a detti componenti è puramente **INDICATIVO**, dal momento che la tecnologia nel settore dei Pannelli Fotovoltaici e degli Inverters è in continua evoluzione.

In occasione della stesura del Progetto Esecutivo “*as built*”, fase successiva alla ufficializzazione della Autorizzazione per la realizzazione dell’impianto in oggetto, si effettuerà una accurata indagine di mercato per verificare i seguenti aspetti:

- Migliori tecnologie disponibili in quel momento;
- Disponibilità effettiva di tutti i Pannelli Fotovoltaici necessari per la realizzazione;
- Costo degli stessi in funzione del tempo di ritorno dell’investimento calcolato inizialmente.

Le successive note tecniche rappresentano quindi semplicemente una **INDICAZIONE** delle caratteristiche **MINIME** che avranno i Pannelli Fotovoltaici e gli Inverters che saranno effettivamente installati dell’impianto in oggetto.

1.2. Soggetto proponente

La **SPV ENERGY 1 srl** è una società di scopo che era detenuta inizialmente al 98% dalla stessa EMAN S.r.l. di Torino e al 2% dall’Amministratore protempore, che ha come scopo lo sviluppo di progetti da fonti rinnovabili. Nel 2020 è stata acquisita al 100% delle quote dalla Società Quattro Wind S.r.l.

L’esperienza professionale dei Soci della EMAN, che ha in capo lo sviluppo ed il coordinamento del progetto, avendolo proposto all’investitore, nasce agli inizi del 2000, sfruttando una normale differenziazione delle qualifiche e da un approfondito studio dei mercati energetici a livello mondiale ed in particolare a livello nazionale e regionale.

Nasce dalla fusione di esperienze maturate con svariate aziende Leader nel campo delle Energie Rinnovabili ed in particolare nell’eolico e nel Fotovoltaico, come settori trainanti principali.

SPV Energy 1 Srl si presenta al mercato nel segmento dello Sviluppo e del Project/Site Management globale di ogni commessa, per arrivare alla costruzione e al montaggio e della esecuzione di attività di installazione di impianti energetici, focalizzando la propria attenzione verso settori emergenti dell’eolico e del fotovoltaico. Forte di tale esperienza SPV si propone come soluzione per il nascente mercato della Grid Parity in Italia.

La forza del gruppo risiede nella capacità di affrontare l’ampio spettro delle problematiche dello sviluppo e la progettazione di questi impianti, oltre che la gestione dei vari Iter Autorizzativi regionali in tutta Italia.

L’organizzazione raggiunta, snella e dinamica, e l’esperienza maturata nei quasi venti anni, ne fanno un partner ideale per la gestione di progetti anche complessi. Sia nel campo dello sviluppo dalle sue prime fasi, fino alla autorizzazione finale degli impianti.

In una società industrializzata sottoposta alle pressioni di uno sviluppo economico continuo, il territorio subisce rapide e profonde trasformazioni.

Il principale obiettivo è contribuire a governare questi processi interpretando le richieste della comunità in materia energetica e ambientale.

L' impegno è nella tutela dell'ambiente e nella promozione delle più avanzate tecnologie per la produzione di energia elettrica con lo sfruttamento delle energie rinnovabili (sole, vento, acqua, biomasse, geotermia).

In particolare, si collabora stabilmente come Management su tutto il territorio Nazionale con Società, Studi di ingegneria e Professionisti a numerose iniziative legate allo sviluppo e progettazione di impianti alimentati da fonte Eolica e Fotovoltaica.

La **SPV ENERGY 1 srl**, grazie alla sua fitta rete di partner, è in grado di offrire una soluzione integrata che comprende:

1. **Scouting:** L'individuazione sul territorio nazionale di terreni localizzati in aree idonee da un punto di vista geografico e di irraggiamento
2. **Progettazione:** La selezione e la continua ricerca di soluzioni e tecnologie per ottimizzare i costi e massimizzare la redditività del futuro impianto.
3. **Gestione:** La corretta gestione finanziaria e societaria per dotare il progetto delle risorse necessarie al suo sviluppo, costruzione e a massimizzare il ritorno economico con la negoziazione delle migliori condizioni per la vendita dell'energia prodotta
4. **O&M:** La necessaria manutenzione e gestione operative del futuro impianto, essenziale per il corretto svolgimento dell'attività di produzione e vendita di energia.

2. MOTIVAZIONI DELL'OPERA

Gli effetti sempre più avvertiti sull'ecosistema planetario, associati alla produzione energetica da combustibili fossili, sono un problema riconosciuto e da tempo denunciato dalla comunità scientifica mondiale.

La modifica del clima globale, l'inquinamento atmosferico e le piogge acide sono le principali alterazioni ambientali provocate dai processi di combustione. In questo quadro è sempre più universalmente condivisa, anche a livello politico, l'esigenza di intervenire urgentemente con una strategia basata su un sistema energetico sostenibile dal punto di vista ambientale ed economico, promuovendo un ricorso sempre più deciso alle fonti rinnovabili.

La produzione d'energia da fonti rinnovabili e la ricerca d'alternative all'impiego di fonti fossili costituisce dunque una risposta di crescente importanza al problema dello sviluppo economico sostenibile. La necessità di promuovere fonti alternative d'energia è stata affermata ufficialmente dalla Commissione Europea fin dal 1997, e gli impegni assunti dal Governo italiano nei confronti del protocollo di Kyoto prevedono una riduzione del 28 % nel 2030 delle emissioni dei gas serra rispetto ai valori del 1990.

Tra le fonti energetiche rinnovabili, come espressamente riconosciuto dal Consiglio Consultivo della Ricerca sulle Tecnologie Fotovoltaiche dell'Unione Europea (Photovoltaic Technology Research Advisory Council – PV-TRAC), un ruolo sempre più importante va assumendo l'elettricità fotovoltaica che potrebbe diventare competitiva, rispetto alle forme convenzionali di produzione di energia elettrica, già nell'imminente futuro nell'Europa meridionale e nel 2030 nella maggior parte d'Europa. A quella data il fotovoltaico potrebbe fornire circa il 10% dell'energia elettrica prodotta a livello mondiale. La data del 2030 è considerata, peraltro, solo come tappa intermedia e secondo il PV-TRAC il fotovoltaico dovrebbe continuare a crescere costantemente anche negli anni a seguire.

Nel 2001, onde perseguire il rispetto del Protocollo, l'U.E. aveva approvato la Direttiva 2001/77/CE che prevedeva per l'Italia un "Valore di riferimento per gli obiettivi indicativi nazionali" per il contributo delle Fonti Rinnovabili nella produzione elettrica pari al 22% del consumo interno lordo di Energia elettrica all'anno 2010. Il D.Lgs. n. 387/2003 (attuativo della suddetta Direttiva) prevede la ripartizione tra le Regioni delle quote di produzione di Energia elettrica da FER.

Lo studio di soluzioni connesse con le problematiche energetiche ed ambientali è sempre più di interesse a livello nazionale ed internazionale. Al fine di dotarsi di uno strumento di pianificazione condivisa, i principali Paesi industrializzati hanno sottoscritto il Protocollo di Kyoto (1997), con il quale ciascun Paese si impegna a rispettare obiettivi condivisi di riduzione delle emissioni climalteranti e di ricorso a fonti di energia alternative ai combustibili fossili tradizionalmente impiegati. Il protocollo di Kyoto è un trattato internazionale in materia ambientale riguardante il riscaldamento globale sottoscritto nella città giapponese di Kyoto l'11 dicembre 1997 da più di 160 paesi in occasione della Conferenza COP3 della Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici (UNFCCC). Il trattato è entrato in vigore il 16 febbraio 2005, dopo la firma anche da parte della Russia, senza il cui consenso non si raggiungeva la percentuale necessaria per validare la ratifica degli accordi. Tale adesione minima comprendeva l'adesione al Protocollo di almeno 55 Paesi che complessivamente contribuissero per almeno il 55% all'immissione di CO₂ equivalente in atmosfera. Ulteriori obiettivi di interesse collettivo per il soddisfacimento delle esigenze di energia pulita e per lo sviluppo sostenibile, sono state stabilite nel Libro Bianco italiano scaturito dalla Conferenza Nazionale Energia e Ambiente del 1998 e nell'accordo che è stato raggiunto in seno al Consiglio europeo sul pacchetto clima ed energia 20-20-20.

Tale accordo, in particolare, prevede, per i Paesi membri dell'Unione Europea, entro il 2020, la riduzione del 20% delle emissioni di gas serra, l'aumento dell'efficienza energetica del 20% e il raggiungimento della quota del 20% di produzione di energia da fonti alternative ai combustibili fossili.

Tale obiettivo, vista l'ultima trattativa tra Consiglio, Parlamento e Commissione sull'accordo per la Direttiva Rinnovabili RED II, ha innalzato al 32%, dal 27% precedentemente previsto, l'obiettivo al 2030 di produzione di energia da Fonti Rinnovabili con clausola di revisione al 2023.

Il Coordinamento aveva chiesto di innalzare l'obiettivo dal 27% previsto al 35%, e l'accoglimento da parte del Ministero di questa posizione da parte dell'Italia è stato elemento centrale nello spostamento degli

equilibri europei sul tema, tanto da aver condizionato l'accordo con un risultato finale, comunque apprezzabile anche alla luce della possibile ulteriore revisione al 2023.

Il progetto proposto, si inserisce dunque in questo contesto di deciso sviluppo del settore fotovoltaico, al quale è ormai diffusamente riconosciuta una rilevante importanza tra le tecnologie che sfruttano le fonti di energia rinnovabili. La scelta di proporre una localizzazione adiacente ad un territorio con un comparto fortemente antropizzato a destinazione produttiva, inoltre, si rivela certamente coerente con l'esigenza, auspicata dal PEAR, di realizzare le condizioni per uno sviluppo armonico delle centrali da fonti rinnovabili nel territorio che assicuri la salvaguardia dei valori ambientali e paesaggistici.

3. LA TECNOLOGIA AGROVOLTAICA

Come definito dal decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 1991 (di seguito anche decreto legislativo n. 199/2021) di recepimento della direttiva RED II, l'Italia si pone come obiettivo quello di accelerare il percorso di crescita sostenibile del Paese, al fine di raggiungere gli obiettivi europei al 2030 e al 2050.

L'obiettivo suddetto è perseguito in coerenza con le indicazioni del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) e tenendo conto del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR).

In tale ambito, risulta di particolare importanza individuare percorsi sostenibili per la realizzazione delle infrastrutture energetiche necessarie, che consentano di coniugare l'esigenza di rispetto dell'ambiente e del territorio con quella di raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione.

Fra i diversi punti da affrontare vi è certamente quello dell'integrazione degli impianti a fonti rinnovabili, in particolare fotovoltaici, realizzati su suolo agricolo.

Una delle soluzioni emergenti è quella di realizzare impianti c.d. "Agrovoltaici", ovvero impianti fotovoltaici che consentano di preservare la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale sul sito di installazione, garantendo, al contempo, una buona produzione energetica da fonti rinnovabili.

A riguardo, è stata anche prevista, nell'ambito del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza, una specifica misura, con l'obiettivo di sperimentare le modalità più avanzate di realizzazione di tale tipologia di impianti e monitorarne gli effetti.

Il tema è rilevante e merita di essere affrontato in via generale, anche guardando al processo di individuazione delle c.d. "aree idonee" all'installazione degli impianti a fonti rinnovabili, previsto dal decreto legislativo n. 199 del 2021 e, dunque, ai diversi livelli possibili di realizzazione di impianti fotovoltaici in area agricola, ivi inclusa quella prevista dal PNRR. In tutti i casi, gli impianti Agrovoltaici costituiscono possibili soluzioni virtuose e migliorative rispetto alla realizzazione di impianti fotovoltaici standard.

In tale quadro, è stato elaborato e condiviso il presente documento, prodotto nell'ambito di un gruppo di lavoro coordinato dal MINISTERO DELLA TRANSIZIONE ECOLOGICA - DIPARTIMENTO PER L'ENERGIA, e composto da:

- CREA - Consiglio per la ricerca in agricoltura e l'analisi dell'economia agraria;

- GSE - Gestore dei servizi energetici S.p.A.;
- ENEA - Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile;
- RSE - Ricerca sul sistema energetico S.p.A.

Il lavoro prodotto ha, dunque, lo scopo di chiarire quali sono le caratteristiche minime e i requisiti che un impianto fotovoltaico dovrebbe possedere per essere definito Agrovoltaiico, sia per ciò che riguarda gli impianti più avanzati, che possono accedere agli incentivi PNRR, sia per ciò che concerne le altre tipologie di impianti Agrovoltaiici, che possono comunque garantire un'interazione più sostenibile fra produzione energetica e produzione agricola.

Ai fini del presente documento si applicano le definizioni di cui all' art. 2 del decreto legislativo n.199 del 2021 e le seguenti:

a) Attività agricola: produzione, allevamento o coltivazione di prodotti agricoli, comprese la raccolta, la mungitura, l'allevamento e la custodia degli animali per fini agricoli;

b) Impresa agricola: imprenditori agricoli, come definiti dall'articolo 2135 del Codice civile, in forma individuale o in forma societaria anche cooperativa, società agricole, come definite dal decreto legislativo 29 marzo 2004, n. 99, e s.m.i., se persona giuridica, e consorzi costituiti tra due o più imprenditori agricoli e/o società agricole;

c) Impianto fotovoltaico: insieme di componenti che producono e forniscono elettricità ottenuta per mezzo dell'effetto fotovoltaico; esso è composto dall'insieme di moduli fotovoltaici e dagli altri componenti (BOS), tali da consentire di produrre energia elettrica e fornirla alle utenze elettriche in corrente alternata o in corrente continua e/o di immetterla nella rete distribuzione o di trasmissione;

d) Impianto Agrovoltaiico (o Agrovoltaiico, o agro-fotovoltaico): impianto fotovoltaico che adotta soluzioni volte a preservare la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale sul sito di installazione;

e) Impianto Agrovoltaiico avanzato: impianto Agrovoltaiico che, in conformità a quanto stabilito dall'articolo 65, comma 1-quater e 1-quinquies, del decreto-legge 24 gennaio 2012, n. 1, e ss. mm.:

i) adotta 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 eventualmente consentendo l'applicazione di strumenti di agricoltura digitale e di precisione;

ii) prevede la contestuale realizzazione di sistemi di monitoraggio che consentano di verificare l'impatto dell'installazione fotovoltaica sulle colture, il risparmio idrico, la produttività agricola per le diverse

tipologie di colture, la continuità delle attività delle aziende agricole interessate, il recupero della fertilità del suolo, il microclima, la resilienza ai cambiamenti climatici;

f) Sistema Agrovoltaiico avanzato: sistema complesso composto dalle opere necessarie per lo svolgimento di attività agricole in una data area e da un impianto Agrovoltaiico installato su quest'ultima che, attraverso una configurazione spaziale ed opportune scelte tecnologiche, integri attività agricola e produzione elettrica, e che ha lo scopo di valorizzare il potenziale produttivo di entrambi i sottosistemi, garantendo comunque la continuità delle attività agricole proprie dell'area;

g) Volume Agrovoltaiico (o Spazio poro): spazio dedicato all'attività agricola, caratterizzato dal volume costituito dalla superficie occupata dall'impianto Agrovoltaiico (superficie maggiore tra quella individuata dalla proiezione ortogonale sul piano di campagna del profilo esterno di massimo ingombro dei moduli fotovoltaici e quella che contiene la totalità delle strutture di supporto) e dall'altezza minima dei moduli fotovoltaici rispetto al suolo;

h) Superficie totale di ingombro dell'impianto Agrovoltaiico (Spv): somma delle superfici individuate dal profilo esterno di massimo ingombro di tutti i moduli fotovoltaici costituenti l'impianto (superficie attiva compresa la cornice);

i) Superficie di un sistema Agrovoltaiico (Stot): area che comprende la superficie utilizzata per coltura e/o zootecnia e la superficie totale su cui insiste l'impianto Agrovoltaiico;

j) Altezza minima dei moduli fotovoltaici rispetto al suolo: altezza misurata da terra fino al bordo inferiore del modulo fotovoltaico; in caso di moduli installati su strutture a inseguimento l'altezza è misurata con i moduli collocati alla massima inclinazione tecnicamente raggiungibile. Nel caso in cui i moduli abbiano altezza da terra variabile si considera la media dell'altezza;

k) Produzione elettrica specifica di un impianto agrivoltaiico (FVagri): produzione netta che l'impianto agrivoltaiico può produrre, espressa in GWh/ha/anno;

l) Producibilità elettrica specifica di riferimento (FVstandard): stima dell'energia che può produrre un impianto fotovoltaico di riferimento (caratterizzato da moduli con efficienza 20% su supporti fissi orientati a Sud e inclinati con un angolo pari alla latitudine meno 10 gradi), espressa in GWh/ha/anno, collocato nello stesso sito dell'impianto agrivoltaiico;

m) Potenza nominale di un impianto agrivoltaiico: è la potenza elettrica dell'impianto fotovoltaico, determinata dalla somma delle singole potenze nominali di ciascun modulo fotovoltaico facente parte del medesimo impianto, misurate alle condizioni STC (Standard Test Condition), come definite dalle pertinenti norme CEI, espressa in kW;

n) Produzione netta di un impianto agrivoltaiico: è l'energia elettrica misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata in bassa tensione, prima che essa sia resa disponibile alle eventuali utenze elettriche e prima che sia effettuata la trasformazione in media o alta

tensione per l'immissione nella rete elettrica diminuita dell'energia elettrica assorbita dai servizi ausiliari di centrale, delle perdite nei trasformatori principali e delle perdite di linea fino al punto di consegna dell'energia alla rete elettrica, espressa in MWh;

o) SAU (Superficie Agricola Utilizzata): superficie agricola utilizzata per realizzare le coltivazioni di tipo agricolo, che include seminativi, prati permanenti e pascoli, colture permanenti e altri terreni agricoli utilizzati. Essa esclude quindi le coltivazioni per arboricoltura da legno (pioppeti, noceti, specie forestali, ecc.) e le superfici a bosco naturale (latifoglie, conifere, macchia mediterranea). Dal computo della SAU sono escluse le superfici delle colture intercalari e quelle delle colture in atto (non ancora realizzate). La SAU comprende invece la superficie delle piantagioni agricole in fase di impianto;

p) SANU (Superficie agricola non utilizzata): Insieme dei terreni dell'azienda non utilizzati a scopi agricoli per una qualsiasi ragione (di natura economica, sociale o altra), ma suscettibili ad essere utilizzati a scopi agricoli mediante l'intervento di mezzi normalmente disponibili presso un'azienda agricola. Rientrano in questa tipologia gli eventuali terreni abbandonati facenti parte dell'azienda ed aree destinate ad attività ricreative, esclusi i terreni a riposo (Tare per fabbricati, Tare degli appezzamenti, Boschi, Arboricoltura da legno, Orti familiari).

3.1. Caratteristiche generali dei sistemi Agrovoltaiici

I sistemi Agrovoltaiici possono essere caratterizzati da diverse configurazioni spaziali (più o meno dense) e gradi di integrazione ed innovazione differenti, al fine di massimizzare le sinergie produttive tra i due sottosistemi (fotovoltaico e colturale), e garantire funzioni aggiuntive alla sola produzione energetica e agricola, finalizzate al miglioramento delle qualità ecosistemiche dei siti.

Dal punto di vista spaziale, il sistema Agrovoltaiico può essere descritto come un “pattern spaziale tridimensionale”, composto dall'impianto Agrovoltaiico, e segnatamente, dai moduli fotovoltaici e dallo spazio libero tra e sotto i moduli fotovoltaici, montati in assetti e strutture che assecondino la funzione agricola, o eventuale altre funzioni aggiuntive, spazio definito “volume Agrovoltaiico” o “spazio poro”, come mostrato in Figura sotto.

Sia l'impianto Agrovoltaiico, sia lo spazio poro si articolano in sottosistemi spaziali, tecnologici e funzionali.



Figura: Schematizzazione di un sistema agrivoltaico

Un sistema agrivoltaico è un sistema complesso, essendo allo stesso tempo un sistema energetico ed agronomico. In generale, la prestazione legata al fotovoltaico e quella legata alle attività agricole risultano in opposizione, poiché le soluzioni ottimizzate per la massima captazione solare da parte del fotovoltaico possono generare condizioni meno favorevoli per l'agricoltura e viceversa. Ad esempio, un eccessivo ombreggiamento sulle piante può generare ricadute negative sull'efficienza fotosintetica e, dunque, sulla produzione; o anche le ridotte distanze spaziali tra i moduli e tra i moduli ed il terreno possono interferire con l'impiego di strumenti e mezzi meccanici in genere in uso in agricoltura. Ciò significa che una soluzione che privilegi solo una delle due componenti - fotovoltaico o agricoltura - è passibile di presentare effetti negativi sull'altra.

È dunque importante fissare dei parametri e definire requisiti volti a conseguire prestazioni ottimizzate sul sistema complessivo, considerando sia la dimensione energetica sia quella agronomica.



Figura: Le due parti che compongono il sistema agrivoltaico, e cioè il sistema fotovoltaico e lo spazio poro, possono essere scomposte in sottosistemi.

Un impianto agrivoltaico, confrontato con un usuale impianto fotovoltaico a terra, presenta dunque una maggiore variabilità nella distribuzione in pianta dei moduli, nell'altezza dei moduli da terra, e nei sistemi di supporto dei moduli, oltre che nelle tecnologie fotovoltaiche impiegate, al fine di ottimizzare l'interazione con l'attività agricola realizzata all'interno del sistema agrivoltaico.

Il pattern tridimensionale (distribuzione spaziale, densità dei moduli in pianta e altezza minima da terra) di un impianto fotovoltaico a terra corrisponde, in generale, a una progettazione in cui le file dei moduli sono orientate secondo la direzione est-ovest (angolo di azimuth pari a 0°) ed i moduli guardano il sud (nell'emisfero nord), con un angolo di inclinazione al suolo (tilt) pari alla latitudine meno una decina di gradi; le file di moduli sono distanziate in modo da non generare ombreggiamento reciproco se non in un numero limitato di ore e l'altezza minima dei moduli da terra è tale che questi non siano frequentemente ombreggiati da piante che crescono spontaneamente attorno a loro. Questo pattern - ottimizzato sulla massima prestazione energetica ed economica in termini di produzione elettrica - si modifica nel caso di un impianto agrivoltaico per lasciare spazio alle attività agricole e non ostacolare (o anche favorire) la crescita delle piante.

Un sistema agrivoltaico può essere costituito da un'unica "tessera" o da un insieme di tessere, anche nei confini di proprietà di uno stesso lotto, o azienda. Le definizioni relative al sistema agrivoltaico si intendono riferite alla singola tessera. Nella figura seguente, sulla sinistra è riportato un sistema agrivoltaico composto

da una sola tessera, sulla destra un sistema agrivoltaico composto da più tessere. Le definizioni e le grandezze del sistema agrivoltaico trattate nel presente documento, ove non diversamente specificato, si riferiscono alla singola tessera.



Figura: Configurazioni di un sistema agrivoltaico a unica tessera e a insieme di tessere

Con riguardo alla compresenza dell'attività agricola con gli impianti fotovoltaici, alcuni studi, condotti in Germania, hanno riportato una prima valutazione del comportamento di differenti colture sottoposte alla riduzione della radiazione luminosa, distinguendole in "colture non adatte", le piante con un elevato fabbisogno di luce, per le quali anche modeste densità di copertura determinano una forte riduzione della resa come ad es. frumento, farro, mais, alberi da frutto, girasole, ecc.; "Colture poco adatte" ad es. cavolfiore, barbabietola da zucchero, barbabietola rossa; "Colture adatte", per le quali un'ombreggiatura moderata non ha quasi alcun effetto sulle rese (segale, orzo, avena, cavolo verde, colza, piselli, asparago, carota, ravanello, porro, sedano, finocchio, tabacco); "Colture mediamente adatte" ad es. cipolle, fagioli, cetrioli, zucchine; "Colture molto adatte", ovvero colture per le quali l'ombreggiatura ha effetti positivi sulle rese quantitative come ad es. patata, luppolo, spinaci, insalata, fave.

Di tali aspetti è necessario tenere conto ove un'azienda progetti di avviare la realizzazione di un sistema agrivoltaico. L'ottimizzazione contemporanea dell'ambito agricolo ed energetico è infatti, come già detto, fondamentale per la buona riuscita del progetto.

3.2. Caratteristiche e requisiti degli impianti Agrovoltaici

Nella presente sezione sono trattati con maggior dettaglio gli aspetti e i requisiti che i sistemi Agrovoltaici devono rispettare al fine di rispondere alla finalità generale per cui sono realizzati, ivi incluse quelle derivanti dal quadro normativo attuale in materia di incentivi.

Possono in particolare essere definiti i seguenti requisiti:

- **REQUISITO A:** Il sistema è progettato e realizzato in modo da adottare una configurazione spaziale ed opportune scelte tecnologiche, tali da consentire l'integrazione fra attività agricola e

allevamento e produzione elettrica e valorizzare il potenziale produttivo di entrambi i sottosistemi;

- REQUISITO B: Il sistema agrivoltaico è esercito, nel corso della vita tecnica, in maniera da garantire la produzione sinergica di energia elettrica e prodotti agricoli e non compromettere la continuità dell'attività agricola e pastorale;
- REQUISITO C: L'impianto agrivoltaico adotta soluzioni integrate innovative con moduli elevati da terra, volte a ottimizzare le prestazioni del sistema agrivoltaico sia in termini energetici che agricoli;
- REQUISITO D: Il sistema agrivoltaico è dotato di un sistema di monitoraggio che consenta 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;
- REQUISITO E: Il sistema agrivoltaico è dotato di un sistema di monitoraggio che, oltre a rispettare il requisito D, consenta di verificare il recupero della fertilità del suolo, il microclima, la resilienza ai cambiamenti climatici.

Si ritiene dunque che:

- Il rispetto dei requisiti A, B è necessario per definire un impianto fotovoltaico realizzato in area agricola come "AGROvoltaico". Per tali impianti dovrebbe inoltre previsto il rispetto del requisito D.2.
- Il rispetto dei requisiti A, B, C e D è necessario per soddisfare la definizione di "impianto agrivoltaico avanzato" e, in conformità a quanto stabilito dall'articolo 65, comma 1-quater e 1-quinquies, del decreto-legge 24 gennaio 2012, n. 1, classificare l'impianto come meritevole dell'accesso agli incentivi statali a valere sulle tariffe elettriche.
- Il rispetto dei A, B, C, D ed E sono preconditione per l'accesso ai contributi del PNRR, fermo restando che, nell'ambito dell'attuazione della misura Missione 2, Componente 2, Investimento 1.1 "Sviluppo del sistema agrivoltaico", come previsto dall'articolo 12, comma 1, lettera f) del decreto legislativo n. 199 del 2021, potranno essere definiti ulteriori criteri in termini di requisiti soggettivi o tecnici, fattori premiali o criteri di priorità.

3.3. REQUISITO A: l'impianto rientra nella definizione di "agrivoltaico"

Il primo obiettivo nella progettazione dell'impianto agrivoltaico è senz'altro quello di creare le condizioni necessarie per non compromettere la continuità dell'attività agricola e pastorale, garantendo, al contempo, una sinergica ed efficiente produzione energetica.

Tale risultato si deve intendere raggiunto al ricorrere simultaneo di una serie di condizioni costruttive e spaziali. In particolare, sono identificati i seguenti parametri:

- A.1) Superficie minima coltivata: è prevista una superficie minima dedicata alla coltivazione;
- A.2) LAOR massimo: è previsto un rapporto massimo fra la superficie dei moduli e quella agricola;
- **A.1 Superficie minima per l'attività agricola**

Un parametro fondamentale ai fini della qualifica di un sistema agrivoltaico, richiamato anche dal decreto-legge 77/2021, è la continuità dell'attività agricola, atteso che la norma circoscrive le installazioni ai terreni a vocazione agricola.

Tale condizione si verifica laddove l'area oggetto di intervento è adibita, per tutta la vita tecnica dell'impianto agrivoltaico, alle coltivazioni agricole, alla floricoltura o al pascolo di bestiame, in una percentuale che la renda significativa rispetto al concetto di "continuità" dell'attività se confrontata con quella precedente all'installazione (caratteristica richiesta anche dal DL 77/2021).

Pertanto, si dovrebbe garantire sugli appezzamenti oggetto di intervento (superficie totale del sistema agrivoltaico, S_{tot}) che almeno il 70% della superficie sia destinata all'attività agricola, nel rispetto delle Buone Pratiche Agricole (BPA).

$$S_{agricola} \geq 0,7 \cdot S_{tot}$$

Nel nostro caso, la percentuale rimanente a disposizione delle attività agricole, sulla base della reale estensione dei terreni coinvolti dal progetto, è pari al 86,56%, parametro non ottimale ma di sicuro ottimo per il progetto. Considerato che l'altezza delle strutture arriverà a circa 3 metri di altezza, lo sfruttamento a pascolo e a foraggio dei terreni al di sotto dei pannelli garantisce una % di maggiore sfruttamento.

La formula diventa la seguente:

$$S_{agricola} / S_{tot} = 0,8656$$

- **A.2 Percentuale di superficie complessiva coperta dai moduli (LAOR)**

Come già detto, un sistema agrivoltaico deve essere caratterizzato da configurazioni finalizzate a garantire la continuità dell'attività agricola: tale requisito può essere declinato in termini di "densità" o "porosità".

Per valutare la densità dell'applicazione fotovoltaica rispetto al terreno di installazione è possibile considerare indicatori quali la densità di potenza (MW/ha) o la percentuale di superficie complessiva coperta dai moduli (LAOR).

Nella prima fase di sviluppo del fotovoltaico in Italia (dal 2010 al 2013) la densità di potenza media delle installazioni a terra risultava pari a circa 0,6 MW/ha, relativa a moduli fotovoltaici aventi densità di circa 8 m²/kW (ad. es. singoli moduli da 210 W per 1,7 m²). Tipicamente, considerando lo spazio tra le stringhe necessario ad evitare ombreggiamenti e favorire la circolazione d'aria, risulta una percentuale di superficie occupata dai moduli pari a circa il 50%.

L'evoluzione tecnologica ha reso disponibili moduli fino a 350-380 W (a parità di dimensioni), che consentirebbero, a parità di percentuale di occupazione del suolo (circa 50%), una densità di potenza di circa 1 MW/ha. Tuttavia, una ricognizione di un campione di impianti installati a terra (non Agrovoltaiici) in Italia nel 2019-2020 non ha evidenziato valori di densità di potenza significativamente superiori ai valori medi relativi al Conto Energia.

Una certa variabilità nella densità di potenza, unitamente al fatto che la definizione di una soglia per tale indicatore potrebbe limitare soluzioni tecnologicamente innovative in termini di efficienza dei moduli, suggerisce di optare per la percentuale di superficie occupata dai moduli di un impianto agrivoltaiico.

Nella successiva tabella 4, si può notare la variabilità di questo fattore in funzione delle diverse configurazioni dei sistemi Agrovoltaiici esaminati. Al fine di non limitare l'adozione di soluzioni particolarmente innovative ed efficienti si ritiene opportuno adottare un limite massimo di LAOR del 40 %:

$$\text{LAOR} \leq 40\%$$

Nel nostro caso, la percentuale di copertura dei pannelli rispetto all'estensione totale dei terreni è pari a:

$$\text{LAOR} = 36,56 \%$$

La tabella di seguito riassume i parametri di occupazione di suolo per diverse tipologie di installazioni fotovoltaiche.

Tipologia di impianto	Colture	Densità potenza [MW/ha]	Potenza moduli [W]	Superficie singolo modulo [m²]	Densità moduli [m²/kW]	Superficie moduli [m²/ha]	LAOR [%]
FTV a terra Conto Energia (moduli 210 W)		0,6	210	1,7	8,1	4.857	49%
FTV a terra 2020 (moduli 250 W)		0,7	250	1,7	6,8	4.857	49%
FTV a terra 2020 (moduli 350 W)		1,0	350	1,7	4,9	4.857	49%
Caso tipo Agrivoltaico 1 (LAOR 30%, moduli 250 W)		0,4	250	1,7	6,8	3.000	30%
Caso tipo Agrivoltaico 2 (LAOR 30%, moduli 350 W)		0,6	350	1,7	4,9	3.000	30%
Agrivoltaico Jinzhai 2016, 545 kW		0,3	330	1,9	5,9	1.951	20%
Agrivoltaico Virgilio 2011, 2,1 MW	grano invernale, mais	0,2	280	1,9	6,9	1.305	13%
Agrivoltaico Castelvetro 2011, 1,3 MW	grano invernale, mais	0,2	280	1,9	6,9	1.312	13%
Agrivoltaico Heggelbach 2016, 194 kW	grano invernale, patate, trifoglio, sedano rapa	0,6	270	1,7	6,2	3.540	35%
Agrivoltaico Nidoleres 2018, 2,2MW	vite	0,5	282	1,7	6,0	2.947	29%

Tabella: Densità di potenza e occupazione di suolo per possibili installazioni fotovoltaiche a terra o con sistemi Agrovoltaiici
(fonte GSE)

3.4. REQUISITO B: Il sistema agrivoltaico è esercito, nel corso della vita tecnica dell'impianto, in maniera da garantire la produzione sinergica di energia elettrica e prodotti agricoli

Nel corso della vita tecnica utile devono essere rispettate le condizioni di reale integrazione fra attività agricola e produzione elettrica valorizzando il potenziale produttivo di entrambi i sottosistemi.

In particolare, dovrebbero essere verificate:

B.1) la continuità dell'attività agricola e pastorale sul terreno oggetto dell'intervento;

B.2) la producibilità elettrica dell'impianto agrivoltaico, rispetto ad un impianto standard e il mantenimento in efficienza della stessa.

Per verificare il rispetto del requisito B.1, l'impianto dovrà inoltre dotarsi di un sistema per il monitoraggio dell'attività agricola rispettando, in parte, le specifiche indicate al requisito D.

- **B.1 Continuità dell'attività agricola**

Gli elementi da valutare nel corso dell'esercizio dell'impianto, volti a comprovare la continuità dell'attività agricola, sono:

- **a) L'esistenza e la resa della coltivazione**

Al fine di valutare statisticamente gli effetti dell'attività concorrente energetica e agricola è importante accertare la destinazione produttiva agricola dei terreni oggetto di installazione di sistemi Agrovoltai. In particolare, tale aspetto può essere valutato tramite il valore della produzione agricola prevista sull'area destinata al sistema agrivoltai negli anni solari successivi all'entrata in esercizio del sistema stesso espressa in €/ha o €/UBA (Unità di Bestiame Adulto), confrontandolo con il valore medio della produzione agricola registrata sull'area destinata al sistema agrivoltai negli anni solari antecedenti, a parità di indirizzo produttivo. In assenza di produzione agricola sull'area negli anni solari precedenti, si potrebbe fare riferimento alla produttività media della medesima produzione agricola nella zona geografica oggetto dell'installazione.

In alternativa è possibile monitorare il dato prevedendo la presenza di una zona di controllo che permetterebbe di produrre una stima della produzione sul terreno sotteso all'impianto.

b) Il mantenimento dell'indirizzo produttivo

Ove sia già presente una coltivazione a livello aziendale, andrebbe rispettato il mantenimento dell'indirizzo produttivo o, eventualmente, il passaggio ad un nuovo indirizzo produttivo di valore economico più elevato. Fermo restando, in ogni caso, il mantenimento di produzioni DOP o IGP. Il valore economico di un indirizzo produttivo è misurato in termini di valore di produzione standard calcolato a livello complessivo aziendale; la modalità di calcolo e la definizione di coefficienti di produzione standard sono predisposti nell'ambito della Indagine RICA per tutte le aziende contabilizzate.

A titolo di esempio, un eventuale riconversione dell'attività agricola da un indirizzo intensivo (es. ortofloricoltura) ad uno molto più estensivo (es. seminativi o prati pascoli), o l'abbandono di attività caratterizzate da marchi DOP o DOPG, non soddisfano il criterio di mantenimento dell'indirizzo produttivo.

Nel nostro caso l'Azienda Agricola Cadoni, e più precisamente il figlio Antonio Cadoni, si preoccuperebbe di continuare a mantenere il pascolo "attivo" sui terreni oltre che mantenere le attività di manutenzione e gestione sia della parte Agrovoltai che di manutenzione e pulizia dell'impianto. Vedasi la Relazione Agronomica per gli aspetti legati alla tipologia di conduzione agricola e la valorizzazione del sistema che prevede una combinazione di valorizzazione e mitigazione al tempo stesso.

B.2 Producibilità elettrica minima

In base alle caratteristiche degli impianti Agrovoltai analizzati, si ritiene che, la produzione elettrica specifica di un impianto agrivoltai (FVagri in GWh/ha/anno) correttamente progettato, paragonata alla producibilità elettrica specifica di riferimento di un impianto fotovoltaico standard (FVstandard in GWh/ha/anno), non dovrebbe essere inferiore al 60 % di quest'ultima:

$$FV_{agri} \geq 0,6 \cdot FV_{standard}$$

Nel nostro caso la producibilità dell'impianto rimane invariata con il sistema Agrovoltaico. La produzione media annua attesa, complessiva, calcolata con il software PVgis, è di 15.000 MWh equivalenti a ca. 1.543 ore equivalenti di produzione annua ($Heq = kWh / kW = 15.000.000 / 9620,00$), vedere successivo paragrafo 6 della presente relazione.

3.5. REQUISITO C: l'impianto agrivoltaico adotta soluzioni integrate innovative con moduli elevati da terra

La configurazione spaziale del sistema agrivoltaico, e segnatamente l'altezza minima di moduli da terra, influenza lo svolgimento delle attività agricole su tutta l'area occupata dall'impianto agrivoltaico o solo sulla porzione che risulti libera dai moduli fotovoltaici. Nel caso delle colture agricole, l'altezza minima dei moduli da terra condiziona la dimensione delle colture che possono essere impiegate (in termini di altezza), la scelta della tipologia di coltura in funzione del grado di compatibilità con l'ombreggiamento generato dai moduli, la possibilità di compiere tutte le attività legate alla coltivazione ed al raccolto. Le stesse considerazioni restano valide nel caso di attività zootecniche, considerato che il passaggio degli animali al di sotto dei moduli è condizionato dall'altezza dei moduli da terra (connettività).

In sintesi, l'area destinata a coltura oppure ad attività zootecniche può coincidere con l'intera area del sistema agrivoltaico oppure essere ridotta ad una parte di essa, per effetto delle scelte di configurazione spaziale dell'impianto agrivoltaico.

Nelle considerazioni a seguire si fa riferimento, per semplicità, al caso delle colture ma analoghe considerazioni possono essere condotte nel caso dell'uso della superficie del sistema agrivoltaico a fini zootecnici.

Si possono esemplificare i seguenti casi:

- TIPO 1) l'altezza minima dei moduli è studiata in modo da consentire la continuità delle attività agricole (o zootecniche) anche sotto ai moduli fotovoltaici. Si configura una condizione nella quale esiste un doppio uso del suolo, ed una integrazione massima tra l'impianto agrivoltaico e la coltura, e cioè i moduli fotovoltaici svolgono una funzione sinergica alla coltura, che si può esplicitare nella prestazione di protezione della coltura (da eccessivo soleggiamento, grandine, etc.) compiuta dai moduli fotovoltaici. In questa condizione la superficie occupata dalle colture e quella del sistema agrivoltaico coincidono, fatti salvi gli elementi costruttivi dell'impianto che poggiano a terra e che inibiscono l'attività in zone circoscritte del suolo. **(caso in progetto)**
- TIPO 2) l'altezza dei moduli da terra non è progettata in modo da consentire lo svolgimento delle attività agricole al di sotto dei moduli fotovoltaici. Si configura una condizione nella quale esiste un

uso combinato del suolo, con un grado di integrazione tra l'impianto fotovoltaico e la coltura più basso rispetto al precedente (poiché i moduli fotovoltaici non svolgono alcuna funzione sinergica alla coltura).

- TIPO 3) i moduli fotovoltaici sono disposti in posizione verticale (figura 11). L'altezza minima dei moduli da terra non incide significativamente sulle possibilità di coltivazione (se non per l'ombreggiamento in determinate ore del giorno), ma può influenzare il grado di connessione dell'area, e cioè il possibile passaggio degli animali, con implicazioni sull'uso dell'area per attività legate alla zootecnia. Per contro, l'integrazione tra l'impianto agrivoltaico e la coltura si può esplicare nella protezione della coltura compiuta dai moduli fotovoltaici che operano come barriere frangivento.

Per differenziare gli impianti fra il tipo 1) e il 2) l'altezza da terra dei moduli fotovoltaici è un parametro caratteristico.

In via teorica, determinare una soglia minima in termini di altezza dei moduli da terra permette infatti di assicurare che vi sia lo spazio sufficiente per lo svolgimento dell'attività agricola al di sotto dei moduli, e di limitare il consumo di suolo. Tuttavia, come già analizzato, vi possono essere configurazioni tridimensionali, nonché tecnologie e attività agricole adatte anche a impianti con moduli installati a distanze variabili da terra.

Considerata l'altezza minima dei moduli fotovoltaici su strutture fisse e l'altezza media dei moduli su strutture mobili, limitatamente alle configurazioni in cui l'attività agricola è svolta anche al di sotto dei moduli stessi, si possono fissare come valori di riferimento per rientrare nel tipo 1) e 3):

- 1,3 metri nel caso di attività zootecnica (altezza minima per consentire il passaggio con continuità dei capi di bestiame);
- 2,1 metri nel caso di attività colturale (altezza minima per consentire l'utilizzo di macchinari funzionali alla coltivazione).

Si può concludere che:

- Gli impianti di tipo 1) e 3) sono identificabili come impianti Agrovoltaici avanzati che rispondono al REQUISITO C.
- Gli impianti Agrovoltaici di tipo 2), invece, non comportano alcuna integrazione fra la produzione energetica ed agricola, ma esclusivamente un uso combinato della porzione di suolo interessata.

Nel nostro caso l'altezza di riferimento delle strutture Zimmerman è pari a circa 3 metri, il che significa che le normali attività di aratura, semina, irrigazione, sono garantiti dagli spazi in altezza garantiti dalla soluzione Agrovoltaica.

3.6. REQUISITI D ed E: i sistemi di monitoraggio

I valori dei parametri tipici relativi al sistema agrivoltaico dovrebbero essere garantiti per tutta la vita tecnica dell'impianto.

L'attività di monitoraggio è quindi utile sia alla verifica dei parametri fondamentali, quali la continuità dell'attività agricola sull'area sottostante gli impianti, sia di parametri volti a rilevare effetti sui benefici concorrenti.

Gli esiti dell'attività di monitoraggio, con specifico riferimento alle misure di promozione degli impianti Agrovoltaici innovativi citate in premessa, sono fondamentali per valutare gli effetti e l'efficacia delle misure stesse.

A tali scopi il DL 77/2021 ha previsto che, ai fini della fruizione di incentivi statali, sia installato un adeguato sistema di monitoraggio che permetta di verificare le prestazioni del sistema agrivoltaico con particolare riferimento alle seguenti condizioni di esercizio (REQUISITO D):

- D.1) il risparmio idrico;
- D.2) la continuità dell'attività agricola, ovvero: l'impatto sulle colture, la produttività agricola per le diverse tipologie di colture o allevamenti e la continuità delle attività delle aziende agricole interessate.

Nel seguito si riportano i parametri che dovrebbero essere oggetto di monitoraggio a tali fini.

In aggiunta a quanto sopra, al fine di valutare gli effetti delle realizzazioni agrivoltaiche, il PNRR prevede altresì il monitoraggio dei seguenti ulteriori parametri (REQUISITO E):

- E.1) il recupero della fertilità del suolo;
- E.2) il microclima;
- E.3) la resilienza ai cambiamenti climatici.

Infine, per monitorare il buon funzionamento dell'impianto fotovoltaico e, dunque, in ultima analisi la virtuosità della produzione sinergica di energia e prodotti agricoli, è importante la misurazione della produzione di energia elettrica.

Di seguito una breve disamina di ciascuno dei predetti parametri e delle modalità con cui possono essere monitorati.

• D.1 Monitoraggio del risparmio idrico

I sistemi agrivoltaici possono rappresentare importanti soluzioni per l'ottimizzazione dell'uso della risorsa idrica, in quanto il fabbisogno di acqua può essere talvolta ridotto per effetto del maggior ombreggiamento del suolo. L'impianto agrivoltaico, inoltre, può costituire un efficace infrastruttura di recupero delle acque meteoriche che, se opportunamente dotato di sistemi di raccolta, possono essere riutilizzate immediatamente o successivamente a scopo irriguo, anche ad integrazione del sistema presente. È pertanto importante tenere in considerazione se il sistema agrivoltaico prevede specifiche soluzioni integrative che pongano attenzione all'efficientamento dell'uso dell'acqua (sistemi per il risparmio idrico e gestione acque di ruscellamento).

Il fabbisogno irriguo per l'attività agricola può essere soddisfatto attraverso:

- auto-approvvigionamento: l'utilizzo di acqua può essere misurato dai volumi di acqua dei serbatoi/autobotti prelevati attraverso pompe in discontinuo o tramite misuratori posti su pozzi aziendali o punti di prelievo da corsi di acqua o bacini idrici, o tramite la conoscenza della portata concessa (l/s) presente sull'atto della concessione a derivare unitamente al tempo di funzionamento della pompa;

- servizio di irrigazione: l'utilizzo di acqua può essere misurato attraverso contatori/misuratori fiscali di portata in ingresso all'impianto dell'azienda agricola e sul by-pass dedicato all'irrigazione del sistema agrivoltaico, o anche tramite i dati presenti nel SIGRIAN;
- misto: il cui consumo di acqua può essere misurato attraverso la disposizione di entrambi i sistemi di misurazione suddetti

Al fine di monitorare l'uso della risorsa idrica a fini irrigui sarebbe, inoltre, necessario conoscere la situazione ex ante relativa ad aree limitrofe coltivate con la medesima coltura, in condizioni ordinarie di coltivazione e nel medesimo periodo, in modo da poter confrontare valori di fabbisogno irriguo di riferimento con quelli attuali e valutarne l'ottimizzazione e la valorizzazione, tramite l'utilizzo congiunto delle banche dati SIGRIAN e del database RICA. Le aziende agricole del campione RICA che ricadono nei distretti irrigui SIGRIAN possono considerarsi potenzialmente irrigate con acque consortile in quanto raggiungibili dalle infrastrutture irrigue consortili, quelle al di fuori irrigate in autoapprovvigionamento. Le miste sono individuate con un ulteriore livello di analisi dei dati RICA-SIGRIAN.

Nel caso in cui questi dati non fossero disponibili, si potrebbe effettuare nelle aziende irrigue (in presenza di impianto irriguo funzionante, in cui si ha un utilizzo di acqua potenzialmente misurabile tramite l'inserimento di contatori lungo la linea di adduzione) un confronto con gli utilizzi ottenuti in un'area adiacente priva del sistema agrivoltaico nel tempo, a parità di coltura, considerando però le difficoltà di valutazione relative alla variabile climatica (esposizione solare).

Nelle aziende con colture in asciutta, invece, il tema riguarderebbe solo l'analisi dell'efficienza d'uso dell'acqua piovana, il cui indice dovrebbe evidenziare un miglioramento conseguente la diminuzione dell'evapotraspirazione dovuta all'ombreggiamento causato dai sistemi agrivoltaici. Nelle aziende non irrigue il monitoraggio di questo elemento dovrebbe essere escluso.

Gli utilizzi idrici a fini irrigui sono quindi funzione del tipo di coltura, della tecnica colturale, degli apporti idrici naturali e dall'evapotraspirazione così come dalla tecnica di irrigazione, per cui per monitorare l'uso di questa risorsa bisogna tener conto che le variabili in gioco sono molteplici e non sempre prevedibili.

In generale le imprese agricole non misurano l'utilizzo irriguo nel caso di disponibilità di pozzi aziendali o di punti di prelievo da corsi d'acqua o bacini idrici (auto-approvvigionamento), ma hanno determinate portate concesse dalla Regione o dalla Provincia a derivare sul corpo idrico a cui si aggiungono i costi energetici per il sollevamento dai pozzi o dai punti di prelievo.

Negli ultimi anni, in relazione alle politiche sulla condizionalità, il Ministero delle Politiche Agricole Alimentari e Forestali ha emanato, con Decreto Ministeriale del 31/07/2015, le "Linee Guida per la regolamentazione da parte delle Regioni delle modalità di quantificazione dei volumi idrici ad uso irriguo", contenenti indicazioni tecniche per la quantificazione dei volumi prelevati/utilizzati a scopo irriguo. Queste includono delle norme tecniche contenenti metodologie di stima dei volumi irrigui sia in auto-approvvigionamento che per il servizio idrico di irrigazione laddove la misurazione non fosse tecnicamente ed economicamente possibile.

Nel citato decreto è indicato che riguardo l'obbligo di misurazione dell'auto-approvvigionamento, le Regioni dovranno prevedere, in aggiunta a quanto già previsto dalle disposizioni regionali, anche in attuazione degli impegni previsti

dalla eco-condizionalità (autorizzazione obbligatoria al prelievo), l'impostazione di banche dati apposite e individuare, insieme con il CREA, le modalità di registrazione e trasmissione di tali dati alla banca dati SIGRIAN.

Si ritiene quindi possibile fare riferimento a tale normativa per il monitoraggio del risparmio idrico, prevedendo aree dove sia effettuata la medesima coltura in assenza di un sistema agrivoltaico, al fine di poter effettuare una comparazione. Tali valutazioni possono essere svolte, ad esempio, tramite una relazione triennale redatta da parte del proponente.

Nel nostro caso la società Proponente ipotizza un sistema di auto-approvvigionamento periodico, soprattutto nei mesi caldi e poco piovosi, grazie anche alla presenza di un laghetto artificiale a poche centinaia di metri dal sito. Se in un futuro, sulla base delle esigenze della azienda agricola, si dovesse rendere necessaria una diversa forma di approvvigionamento idrico, si attiveranno tutte le procedure di rifornimento esterno o con la realizzazione di pozzo artesiano ad hoc.

- **D.2 Monitoraggio della continuità dell'attività agricola**

Come riportato nei precedenti paragrafi, gli elementi da monitorare nel corso della vita dell'impianto sono:

1. l'esistenza e la resa della coltivazione;
2. il mantenimento dell'indirizzo produttivo;

Tale attività può essere effettuata attraverso la redazione di una relazione tecnica asseverata da un agronomo con una cadenza stabilita. Alla relazione potranno essere allegati i piani annuali di coltivazione, recanti indicazioni in merito alle specie annualmente coltivate, alla superficie effettivamente destinata alle coltivazioni, alle condizioni di crescita delle piante, alle tecniche di coltivazione (sesto di impianto, densità di semina, impiego di concimi, trattamenti fitosanitari).

Ai fini della concessione degli incentivi previsti per tali interventi, potrebbe essere redatto allo scopo una opportuna guida (o disciplinare), al fine di fornire puntuali indicazioni delle informazioni da asseverare. Fondamentali allo scopo sono comunque le caratteristiche di terzietà del soggetto in questione rispetto al titolare del progetto agrivoltaico.

Parte delle informazioni sopra richiamate sono già comprese nell'ambito del "fascicolo aziendale", previsto dalla normativa vigente per le imprese agricole che percepiscono contributi comunitari. All'interno di esso si colloca il Piano di coltivazione, che deve contenere la pianificazione dell'uso del suolo dell'intera azienda agricola. Il "Piano culturale aziendale o Piano di coltivazione", è stato introdotto con il DM 12 gennaio 2015 n. 162.

Inoltre, allo scopo di raccogliere i dati di monitoraggio necessari a valutare i risultati tecnici ed economici della coltivazione e dell'azienda agricola che realizza sistemi agrivoltaici, con la conseguente costruzione di strumenti di benchmark, le aziende agricole che realizzano impianti agrivoltaici dovrebbero aderire alla rilevazione con metodologia RICA, dando la loro disponibilità alla rilevazione dei dati sulla base della metodologia comunitaria consolidata. Le elaborazioni e le analisi dei dati potrebbero essere svolte dal CREA, in qualità di Agenzia di collegamento dell'Indagine comunitaria RICA.

Nel nostro caso la società Proponente ipotizza una relazione annuale che si basi sul fascicolo agricolo aziendale che, comunque, annualmente, viene aggiornato.

- **E.1 Monitoraggio del recupero della fertilità del suolo**

Importante aspetto riguarda il recupero dei terreni non coltivati, che potrebbero essere restituiti all'attività agricola grazie alla incrementata redditività garantita dai sistemi agrivoltaici.

È pertanto importante monitorare i casi in cui sia ripresa l'attività agricola su superfici agricole non utilizzate negli ultimi 5 anni.

Il monitoraggio di tale aspetto può essere effettuato nell'ambito della relazione di cui al precedente punto, o tramite una dichiarazione del soggetto proponente.

Nel nostro caso la società Proponente ha commissionato la Relazione Agronomica che caratterizza le tipologie di suolo del sedime di impianto per cui, con cadenza da stabilire, si potrà monitorare l'incremento della fertilità del suolo, anche con ausilio di analisi chimiche.

- **E.2 Monitoraggio del microclima**

Il microclima presente nella zona ove viene svolta l'attività agricola è importante ai fini della sua conduzione efficace. Infatti, l'impatto di un impianto tecnologico fisso o parzialmente in movimento sulle colture sottostanti e limitrofe è di natura fisica: la sua presenza diminuisce la superficie utile per la coltivazione in ragione della palificazione, intercetta la luce, le precipitazioni e crea variazioni alla circolazione dell'aria.

L'insieme di questi elementi può causare una variazione del microclima locale che può alterare il normale sviluppo della pianta, favorire l'insorgere ed il diffondersi di fitopatie così come può mitigare gli effetti di eccessi termici estivi associati ad elevata radiazione solare determinando un beneficio per la pianta (effetto adattamento).

L'impatto cambia da coltura a coltura e in relazione a molteplici parametri, tra cui le condizioni pedoclimatiche del sito.

Tali aspetti possono essere monitorati tramite sensori di temperatura, umidità relativa e velocità dell'aria unitamente a sensori per la misura della radiazione posizionati al di sotto dei moduli fotovoltaici e, per confronto, nella zona immediatamente limitrofa ma non coperta dall'impianto. In particolare, il monitoraggio potrebbe riguardare:

- la temperatura ambiente esterno (acquisita ogni minuto e memorizzata ogni 15 minuti) misurata con sensore (preferibile PT100) con incertezza inferiore a $\pm 0,5^{\circ}\text{C}$;
- la temperatura retro-modulo (acquisita ogni minuto e memorizzata ogni 15 minuti) misurata con sensore (preferibile PT100) con incertezza inferiore a $\pm 0,5^{\circ}\text{C}$;
- l'umidità dell'aria retro-modulo e ambiente esterno, misurata con igrometri/psicrometri (acquisita ogni minuto e memorizzata ogni 15 minuti);
- la velocità dell'aria retro-modulo e ambiente esterno, misurata con anemometri.
- I risultati di tale monitoraggio possono essere registrati, ad esempio, tramite una relazione triennale redatta da parte del proponente.

Nel nostro caso la società Proponente si impegnerà ad installare una centralina meteo professionale mobile per il monitoraggio continuo dei parametri climatici all'interno del campo e dei sensori in ubicazioni strategiche per il monitoraggio dei singoli parametri.

- **E.3 Monitoraggio della resilienza ai cambiamenti climatici**

La produzione di elettricità da moduli fotovoltaici deve essere realizzata in condizioni che non pregiudichino l'erogazione dei servizi o le attività impattate da essi in ottica di cambiamenti climatici attuali o futuri.

Come stabilito nella circolare del 30 dicembre 2021, n. 32 recante " Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza – Guida operativa per il rispetto del principio di non arrecare danno significativo all'ambiente (DNSH)", dovrà essere prevista una valutazione del rischio ambientale e climatico attuale e futuro in relazione ad alluvioni, nevicate, innalzamento dei livelli dei mari, piogge intense, ecc. per individuare e implementare le necessarie misure di adattamento in linea con il Framework dell'Unione Europea. Dunque:

- in fase di progettazione: il progettista dovrebbe produrre una relazione recante l'analisi dei rischi climatici fisici in funzione del luogo di ubicazione, individuando le eventuali soluzioni di adattamento;
- in fase di monitoraggio: il soggetto erogatore degli eventuali incentivi verificherà l'attuazione delle soluzioni di adattamento climatico eventualmente individuate nella relazione di cui al punto precedente (ad esempio tramite la richiesta di documentazione, anche fotografica, della fase di cantiere e del manufatto finale).

La società Proponente si impegnerà a redigere, con l'ausilio di professionista specifico, le relazioni citate con cadenza da stabilire all'occorrenza.

RIEPILOGO TABELLARE DEI REQUISITI IMPIANTO AGROVOLTAICO

REQUISITI DI PROGETTO		
REQUISITO A.1 - Superficie minima per l'attività agricola		ha
S_{tot}	Area totale di progetto nella disponibilità della proponente: comprende la superficie utilizzata per coltura e/o zootecnia e la superficie totale su cui insiste l'impianto agrivoltaico. Quindi sono incluse anche tutte le aree che non ricadono all'interno della recinzione.	13,74
S_{pv}	Somma delle superfici individuate dal profilo esterno di massimo ingombro di tutti i moduli fotovoltaici costituenti l'impianto (superficie attiva compresa la cornice)	8,09
S_{impianto}	Somma delle superfici su cui insiste l'impianto agrivoltaico, comprese le piazzole, le cabine elettriche e la viabilità interna; corrisponde all'area recintata.	10,99
S_{agricola}	Superficie minima coltivata: comprende l'area destinata a coltivazione di prato stabile tra e sotto le file dei pannelli e la mitigazione perimetrale destinata alla coltivazione ad ulivo.	11,89
S_{agricola} >= 0,7 * S_{tot}		86,56%
VERIFICATO		

REQUISITO A.2 - Percentuale di superficie complessiva coperta da moduli (LAOR)		
LAOR (Land Area Occupation Ratio) = S_{pv}/S_{tot}	Il LAOR (Land Area Occupation Ratio) rappresenta la percentuale di superficie complessiva coperta dai moduli e ha un limite massimo pari al 40% della superficie totale di impianto.	36,56%
LAOR <= 40%		
VERIFICATO		

REQUISITO B.1 - Continuità dell'attività agricola		
ANTE OPERAM		
Tipo di coltivazione	Estensione [ha]	Costo Unitario [€/ha]
Foraggiere	13	676,00 €
		8.788,00 €
POST OPERAM		
Tipo di coltivazione	Estensione [ha]	Costo Unitario [€/ha]
Foraggiere	10,4	7.033,67 €
Oliveto	0,82	893,45 €
Mandorleto	2,6	4.150,90 €
Mirteto	0,17	3.400,90 €
Apicoltura	2,6	2.204,23 €
		17.683,15 €

a) coincidenza di indirizzo produttivo: valore medio della produzione agricola registrata sull'area [€/ha]

PS - TOTALE (valori da tabelle RICA)	ANTE OPERAM		POST OPERAM
	8.788,00 €		17.683,15 €
Psante <= PSpst	49,70%		
VERIFICATO			

REQUISITO B.2 Verifica della producibilità elettrica minima		
Modulo	Jetion Solar JT SHh 355-370W	Potenza nominale (W): 370
		Area pannello: 1,85 mq
		Sup. Impianto: 4,82 ha
Impianto agrovoltaiico presentato in PAUR Potenza = 9,62 MW / 20° tilt	Producibilità elettrica annua dell'impianto agrovoltaiico [GWh/anno] =	14,30
Impianto fotovoltaico standard presentato in PAUR Potenza = 9,62 MW / 24° tilt	Producibilità elettrica annua dell'impianto agrovoltaiico [GWh/anno] =	15,25
FVagri ≥ 0,6 · Fvstandard		
95%		
VERIFICATO		

REQUISITO C - Adottare soluzioni integrate innovative con moduli elevati da terra				
TIPO 1	l'altezza minima dei moduli è studiata in modo da consentire la continuità delle attività agricole (o zootecniche) anche sotto ai moduli fotovoltaici	doppio uso del suolo	Attività Agro-zootecnica	Hmin
		moduli fotovoltaici svolgono funzione sinergica alla coltura		3,0 m
Attività zootecnica - Hmin = 1,3 m		Attività colturale - Hmin = 2,1 m		
VERIFICATO PER ENTRAMBE LE SOLUZIONI				

REQUISITO D.1 - Monitoraggio del risparmio idrico	
<p>Aziende con colture in asciutta: analisi dell'efficienza d'uso dell'acqua piovana per evidenziare un miglioramento conseguente la diminuzione dell'evapotraspirazione dovuta all'ombreggiamento causato dalla presenza del sistema agrivoltaico</p>	<p>Monitoraggio periodico dell'umidità di 2 tipologie di terreni attigui:</p> <ul style="list-style-type: none"> - uno con prato stabile senza pannelli - uno con prato stabile con pannelli FV. <p>L'analisi e la comparazione dei dati evidenzierà come, grazie alla minor evapotraspirazione legata alla presenza dei pannelli FV, il terreno con l'impianto presenti un contenuto d'acqua maggiore rispetto a quello senza l'impianto, con conseguente beneficio per le colture.</p>

Redazione Relazione Triennale redatta da parte del proponente.

VERIFICATO		
REQUISITO D.2 - Monitoraggio della continuità dell'attività agricola		
Esistenza e resa della coltivazione	<p>Redazione di una relazione tecnica asseverata da un agronomo con una cadenza stabilita. Alla relazione saranno allegati i piani annuali di coltivazione, recanti indicazioni in merito alle specie annualmente coltivate, alla superficie effettivamente destinata alle coltivazioni, alle condizioni di crescita delle piante, alle tecniche di coltivazione.</p>	Implementazione monitoraggio agricolo
Mantenimento dell'indirizzo produttivo		

Redazione Relazione Tecnica Asseverata di un Agronomo

VERIFICATO

3.7. Analisi dei costi di investimento

Le spese di investimento connesse alla realizzazione di un impianto agrivoltaico sono connesse generalmente alle seguenti categorie:

- moduli fotovoltaici;
- inverter;
- strutture fisse o ad inseguimento solare per il montaggio dei moduli;
- componentistica elettrica (organi di manovra e protezione, cavi, cavidotti, quadri elettrici, cabine elettriche di campo, trasformatori, sensori elettrici e meteorologici, ...);
- progettazione, direzione lavori, collaudi, opere per la sicurezza, ;
- preparazione del sito di installazione e posa in opera;
- recinzione;
- connessione alla rete.

Nel nostro caso in progetto, non dissimili dai costi originari di un Fotovoltaico tradizionale, ma con la sola differenza del maggior costo delle strutture in elevazione.

A differenza di altri impianti fotovoltaici, nel caso di sistemi Agrovoltaici non sono disponibili database strutturati sui costi di investimento, essendo i sistemi realizzati poco numerosi e avendo buona parte di essi carattere per lo più sperimentale.

Si è fatto riferimento, pertanto, principalmente a dati di letteratura relativi a casistiche che in prima approssimazione si possono considerare virtuose in termini di caratteristiche tecniche e sinergia con l'attività agricola. Si segnalano in particolare alcune pubblicazioni del Fraunhofer Institute^{11,12}. Si fa presente che i dati di costo riportati dal Fraunhofer Institute, relativi principalmente alla realizzazione dell'impianto sperimentale di Heggelbach, derivano, per i singoli componenti di impianto dall'esecuzione di procedure di gara, e rappresentano pertanto dei riferimenti attendibili di costo.

Con riferimento ai costi di investimento, si analizzeranno per semplicità due macro-tipologie di sistemi Agrovoltaici: in primo luogo quelli relativi a colture seminate quali orzo, mais, frumento ecc., caratterizzati da strutture di montaggio con elevata altezza dal suolo, circa 3-4 m, tale da consentire il passaggio di mezzi agricoli nello spazio sottostante ai moduli; in secondo luogo quelli relativi a colture permanenti/speciali, quali vite, frutti di bosco, ortaggi ecc., con strutture di montaggio più basse, circa 2-3 m.

In merito alla taglia di impianto, i valori di seguito riportati si riferiscono a impianti della taglia di circa 1 MW, e possono ritenersi rappresentativi di un intervallo stimato in circa 750 kW- 5 MW. Si evidenzia che tuttavia non sono disponibili dati in tal senso, anche data l'esiguità delle realizzazioni di elevate dimensioni. Alcune stime preliminari indicherebbero per sistemi oltre 10 MW costi di investimento non superiori a 800 €/kW, pertanto verosimilmente realizzabili senza sostegno. Si riportano di seguito i dati di costo dei due tipi di sistemi Agrovoltaici (per colture seminate e permanenti), di taglia 1 MW, con relativo breakdown nelle principali voci di costo in confronto con omologhi impianti tradizionali a terra.

Le principali voci di costo per cui risultano importanti differenze sono le strutture di montaggio che a partire da 40 €/kW degli impianti a terra arrivano a 52÷65 €/kW per sistemi a colture seminate a 130-220 €/kW per colture permanenti; si hanno poi la preparazione del sito e l'installazione, che da 150 €/kW di installazioni tradizionali giungono a 300 €/kW per sistemi a colture seminate (realizzazione fondazioni, posa cavi in profondità, strade), e i moduli, che da 220 €/kW della tecnologia tradizionale giungono a circa 350 €/kW nel caso si considerino moduli bifacciali vetro-vetro, che consentono anche di limitare la riduzione dell'irraggiamento a terra, favorendo l'attività agricola. I valori medi riportati si riferiscono a strutture alte rispettivamente 5 e 3 metri, per sistemi su colture seminate e permanenti.

3.8. Costi di O&M dei sistemi Agrovoltaiici

Si riportano di seguito i dati di costo di O&M di un sistema agrivoltaiico di taglia 1 MW, con relativo breakdown nelle principali voci di costo in confronto con omologhi impianti tradizionali a terra.

Per la maggior parte delle voci di costo non risultano significative differenze, salvo una riduzione, nel caso dell'agrovoltaiico per i costi dei terreni e per gli sfalci (essendo questi ultimi non necessari, data l'attività agricola), solo parzialmente compensati dall'aumento dei costi per i servizi di riparazione, dovuti ai possibili danni all'impianto derivanti dall'esercizio dei mezzi agricoli¹³.

Mediamente si ha per un sistema agrivoltaiico una riduzione del costo di O&M del 13% rispetto a un impianto tradizionale.

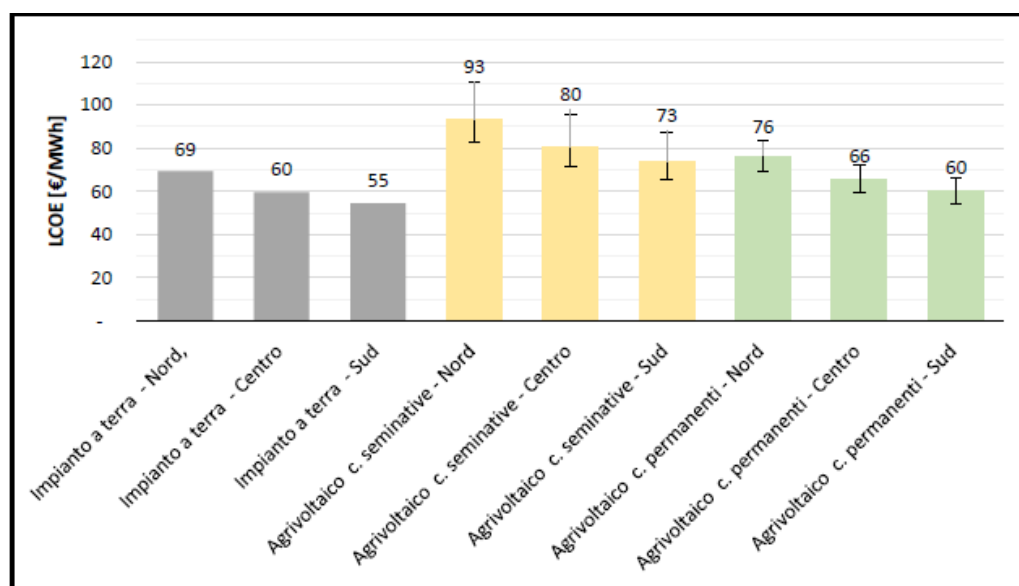


Grafico: Costi di generazione [€/MWh] di diverse tipologie di sistemi agrivoltaiici di taglia 1 MW, in confronto con omologhi impianti fotovoltaici a terra, al variare dell'ubicazione geografica e con indicazione della variabilità rispetto ai costi di investimento (barre)

3.9. Costi del sistema di monitoraggio

- Costi del monitoraggio della produzione elettrica

Per il sistema di monitoraggio della produzione energia elettrica da impianto agrivoltaico, non sono rinvenibili extra-costi rispetto a quelli connessi al monitoraggio elettrico di un impianto fotovoltaico. Tale sistema di monitoraggio prevede infatti la raccolta di dati già ampiamente condivisi in tempo reale da migliaia di impianti sul territorio nazionale attraverso un portale gestito da GSE.

- **Costi del monitoraggio della continuità dell'attività agricola sottostante l'impianto**

Il costo delle relazioni asseverate periodiche eseguite da un agronomo terzo si può considerare ipoteticamente composto da una tariffa fissa e una tariffa variabile. La tariffa fissa risponde alla esecuzione delle verifiche di ordine amministrativo (verifica documentazione, rilascio dichiarazione di conformità, ecc.), mentre la tariffa variabile è determinata in funzione della classe di "complessità agronomica" attribuita alla coltivazione (seminativi, foraggiere e colture arboree) ed è commisurata all'estensione delle superfici da controllare.

Effettuando un parallelismo con le certificazioni legate alle attività di agricoltura biologica (svolte ad esempio da ICEA), si stima la tariffa fissa compresa tra 100 e 300€, mentre la tariffa variabile può essere stimata tra 20 e 50 € per ettaro della **Stot**.

- **Costi del monitoraggio degli effetti dell'attività concorrente energetica e agricola**

- **1. Microclima**

Per quanto riguarda il monitoraggio della temperatura e dell'umidità, nonché della velocità del vento, come descritto al paragrafo 3.5, si riporta di seguito una sintetica valutazione delle voci di costo stimate:

- 2.500 € per l'acquisto delle PT100, dell'igrometro e dell'anemometro;
- 2.500 € per l'acquisto del sistema di acquisizione e trasmissione dati;
- 2.000 € per l'installazione, inclusa la fornitura dei necessari supporti, e l'avvio del sistema di monitoraggio.
- **2. Risparmio idrico**

I costi relativi sono variabili in funzione delle colture espresse nella Relazione Agronomica di Progetto.

- **3. Recupero della fertilità del suolo**

I costi relativi sono variabili in funzione delle attività sito specifiche.

- **4. Resilienza ai cambiamenti climatici**

- I costi relativi sono variabili in funzione delle attività sito specifiche.

- **5. Produttività agricola per le diverse tipi di colture**

Si ritiene che i dati per la redazione della relazione siano parzialmente già rilevati a livello aziendale nell'ambito del normale monitoraggio dell'attività agricola; pertanto, i costi relativi alla redazione della relazione possono essere fissati pari a un massimo di 20.000 €/anno.

4. L'IMPIANTO FOTOVOLTAICO – CENNI SULLA TECNOLOGIA SOLARE

La realizzazione di un impianto fotovoltaico collegato alla rete elettrica di distribuzione ha lo scopo di realizzare una generazione distribuita dell'energia elettrica producendo energia laddove necessario ed evitando il potenziamento delle dorsali di distribuzione dell'energia elettrica.

Più in generale l'applicazione della tecnologia fotovoltaica consente:

- la produzione d'energia elettrica senza emissione di alcuna sostanza inquinante;
- il risparmio di combustibile fossile;
- nessun inquinamento acustico;
- disponibilità dell'energia anche in località disagiate e lontane dalle grandi dorsali elettriche;

La conversione della radiazione solare in energia elettrica avviene sfruttando il potenziale elettrico indotto da un flusso luminoso che investe un materiale semiconduttore (per esempio silicio) quando questo incorpora su un lato atomi di drogante di tipo P (boro) e sull'altro atomi di tipo N (fosforo).

L'energia associata a tale flusso è in grado di liberare un certo numero di coppie elettrone/lacuna negli atomi di silicio che intercettano i fotoni con energia sufficiente. Le coppie di cariche così generate risentono del potenziale elettrico interno alla giunzione e si muovono di conseguenza.

La cella fotovoltaica si comporta quindi come un generatore.

La maggior parte delle celle fotovoltaiche attualmente in commercio è costituita da semiconduttori in silicio.

La ragione di questa scelta è principalmente dovuta al fatto che il silicio, a differenza di altri elementi semiconduttori, è disponibile sul nostro pianeta in quantità pressoché illimitata, e oltretutto, è largamente utilizzato nell'industria elettronica che, con la rapidissima espansione degli ultimi decenni, ha agevolato lo sviluppo degli attuali metodi di lavorazione. Inoltre, gli scarti della lavorazione dei componenti elettronici possono essere riciclati dall'industria fotovoltaica, la quale tollera maggiori concentrazioni di impurità.

In alternativa al silicio monocristallino, l'industria fotovoltaica utilizza anche il silicio policristallino che ha costi di produzione inferiori e naturalmente rendimenti minori (anche se di poco) e nel quale i cristalli si presentano ancora aggregati tra loro ma con forme ed orientamenti differenti.

4.1. Le celle

Fino ad alcuni anni fa le celle avevano forma circolare, tipicamente del diametro di circa 8 cm, in conseguenza della forma cilindrica del lingotto. Attualmente, per ottenere un miglior sfruttamento dell'area attiva, una volta assemblate nel modulo, le celle commerciali hanno forma quadrata. Con lato di 8-10 cm se di silicio monocristallino o 12-15 cm se di silicio policristallino. La connessione elettrica delle celle è ottenuta per mezzo di due contatti metallici, uno sulla faccia esposta e l'altro sulla opposta, normalmente ottenuti per evaporazione sottovuoto di metalli a bassissima resistenza elettrica.

Il passo successivo della lavorazione della cella è costituito dalla deposizione di uno strato antiriflettente di spessore non superiore a 1 micron, per il quale si usa di solito ossido di titanio evaporato sottovuoto.

4.2. I moduli

Celle solari di qualunque tipo, connesse in serie/parallelo e incapsulate tra un foglio di plastica e una lastra di vetro temperato costituiscono la maggioranza dei moduli commerciali. Si tratta di sandwich di materiali molto robusti di forma rettangolare, spessore compreso tra 2 e 3 cm e peso variabile tra 6 e 21 Kg.

I moduli possono essere lasciati senza cornice (framless) o contornati da un profilo di alluminio allo scopo di facilitarne il montaggio. Le polarità positiva e negativa vengono portate fuori dal sandwich per essere accessibili al collegamento; in genere sono disponibili su una morsettiera contenute in una cassettona di materiale plastico. Nei moduli commerciali le celle (normalmente 36, 64 o 72) vengono collegate in serie.

Come risultato, i moduli FV si configurano esternamente come componenti a due terminali aventi una curva caratteristica di generazione I-V identica a quelle delle celle che lo compongono ma, ovviamente, con valori di tensione proporzionali al numero di celle in serie.

4.3. Il campo Fotovoltaico

I moduli fotovoltaici possono essere utilizzati sia singolarmente che collegati tra loro in serie e parallelo così da formare stringhe e campi fotovoltaici.

Nella pratica impiantistica più moduli vengono collegati a formare una serie chiamata stringa, al fine di raggiungere la tensione nominale; più stringhe vengono poi collegate in parallelo fino a raggiungere la potenza che si desidera installare (campo FV).

Vi sono casi in cui un singolo impianto può utilizzare più campi FV, i quali, per questo motivo, vengono detti sottocampi.

Può infatti nascere l'esigenza di separare tra loro le sezioni in corrente continua di differenti caratteristiche elettriche tra loro incompatibili; ogni sottocampo viene allora collegato ad un proprio dispositivo di condizionamento della potenza (inverter o regolatore di tensione).

I motivi per cui può essere conveniente ricorrere a più sottocampi, anziché far uso di un singolo campo di potenza maggiore possono essere:

- Le stringhe di moduli sono tra loro distanti;
- La potenza complessiva del generatore FV è maggiore di quella consentita per un singolo inverter (o altro dispositivo di condizionamento della potenza); è necessario il frazionamento per raggiungere la potenza richiesta;
- I moduli FV non possono essere tutti orientati allo stesso modo; è necessario quindi evitare sbilanciamenti di potenza che si traducono in perdite di efficienza;
- È necessario utilizzare moduli di marca e/o modelli differenti: i vari sottocampi conterranno gruppi omogenei di moduli.

4.4. Altri componenti

Oltre ai moduli FV, i componenti fondamentali che costituiscono l'impianto sono:

- Inverter: dispositivi la cui funzione è trasformare l'energia elettrica continua prodotta in alternata
- I cavi elettrici di collegamento tra i vari componenti l'impianto di varia natura e caratteristiche: dai cavi di collegamento dei moduli sino ai cavidotti di collegamento dei sottocampi all'inverter
- I contatori per la misura dell'energia prodotta e dell'energia immessa in rete (posizionati all'interno della cabina elettrica)
- Un trasformatore da Bassa a Media tensione
- La cabina di allaccio alla rete di media tensione

5. DESCRIZIONE DEL SITO

5.1. Inquadramento geografico

Il terreno individuato per la realizzazione della centrale fotovoltaica, si trova in località *Terras Corrias* nel Comune di Siliqua (SU), nell'area centro Ovest del territorio comunale, in una zona pianeggiante e riparata sui 4 lati da fitti filari di Eucalipti, a Nord della Strada Statale n. 130 (da cui dista 90 metri – vertice Sud) e ad ovest della Strada Provinciale n. 88 (da cui dista 1000 m – vertice Est); l'area si trova ad una altitudine media di 100 m s.l.m.

Il lotto è ubicato in una area agricola, e la destinazione d'uso del suolo e la sua classificazione, è meglio definita nella Relazione Agronomica allegata al presente Progetto.

L'accesso al lotto è permesso dalla viabilità comunale e non sono presenti sottoservizi (acqua, fognatura, telefono, se non una minima elettrificazione rurale passante in sito). La superficie complessivamente coperta dall'impianto fotovoltaico sarà di ca. 10 ha ed ha un andamento più o meno pianeggiante, intervallato da due piccoli impluvi che non saranno oggetto di installazioni.



Figura 1: foto aerea con localizzazione dell'impianto e viabilità limitrofa

Il sito individuato si trova alle coordinate focali qui sotto evidenziate col grafico:

Convertitore

Per convertire le coordinate di un punto inserisci i valori nelle caselle di testo corrispondenti al sistema di riferimento a cui appartengono e premi il pulsante 'Converti'.

Monte mario / Gauss Boaga zona 1 EPSG:3003

Est:	<input type="text" value="1476614.41"/>	Nord:	<input type="text" value="4351102.40"/>
------	---	-------	---

ED50 / UTM Zone 32N EPSG:23032

Est:	<input type="text" value="476672.90"/>	Nord:	<input type="text" value="4351287.95"/>
------	--	-------	---

ED50 EPSG:4230

Lon:	<input type="text" value="8.729436"/>	Lat:	<input type="text" value="39.310007"/>
------	---------------------------------------	------	--

WGS84 EPSG:4326

Lon:	<input type="text" value="8.728466"/>	Lat:	<input type="text" value="39.308933"/>
------	---------------------------------------	------	--

Posizione

Figura 2: Fonte: Coordinate Converter – Coordinate focali del sito di installazione

Di seguito alcune foto del sito:



Foto 1: dal vertice ovest e ingresso dell'impianto (ingresso 1) verso Nord Est



Foto 2: particolare del primo impluvio ad ovest.



Foto 3: dal centro dell'impianto una panoramica da ovest (sx) verso est (dx).



Foto 4: particolare dell'impluvio Est del sito.



Foto 5: dal vertice Est e verso Sud Ovest, in prossimità dell'ubicazione della Cabina di Consegna ENEL.

5.2. Inquadramento catastale

Il lotto su cui verrà realizzato l'impianto è individuato al Catasto dei Terreni del Comune di Siliqua al Foglio di Mappa n° 119, come in figura sotto:



Figura 4: planimetria ed inquadramento catastale dell'impianto

La superficie complessiva delle aree di sedime dell'impianto è di ca. 13,78 ha, come meglio specificato nella seguente tabella:

Foglio:	119	Mappale/i:	93
Foglio:	119	Mappale/i:	96
Foglio:	119	Mappale/i:	99
Foglio:	119	Mappale/i:	106
Foglio:	119	Mappale/i:	110
Foglio:	119	Mappale/i:	111
Foglio:	119	Mappale/i:	113
Foglio:	119	Mappale/i:	119
Foglio:	119	Mappale/i:	121
Foglio:	119	Mappale/i:	123
Foglio:	119	Mappale/i:	124
Foglio:	119	Mappale/i:	125
Foglio:	119	Mappale/i:	128
Foglio:	119	Mappale/i:	131
Foglio:	119	Mappale/i:	132
Foglio:	119	Mappale/i:	147
Foglio:	119	Mappale/i:	185

Tabella: elenco ditte catastali interessate dal sedime di impianto.

5.3. Inquadramento urbanistico

I terreni oggetto dell'intervento, nel vigente PUC, risultano avere la seguente destinazione d'uso, come indica il CDU emesso dall'Ufficio Tecnico del Comune di Siliqua:

Norma	E2
Descrizione	Area Agricola Principale
Articoli	22, 23, 24, 25, 26, 27, 28

Di seguito una rappresentazione delle particelle catastali, localizzate sulla zonizzazione del Piano Regolatore Generale:

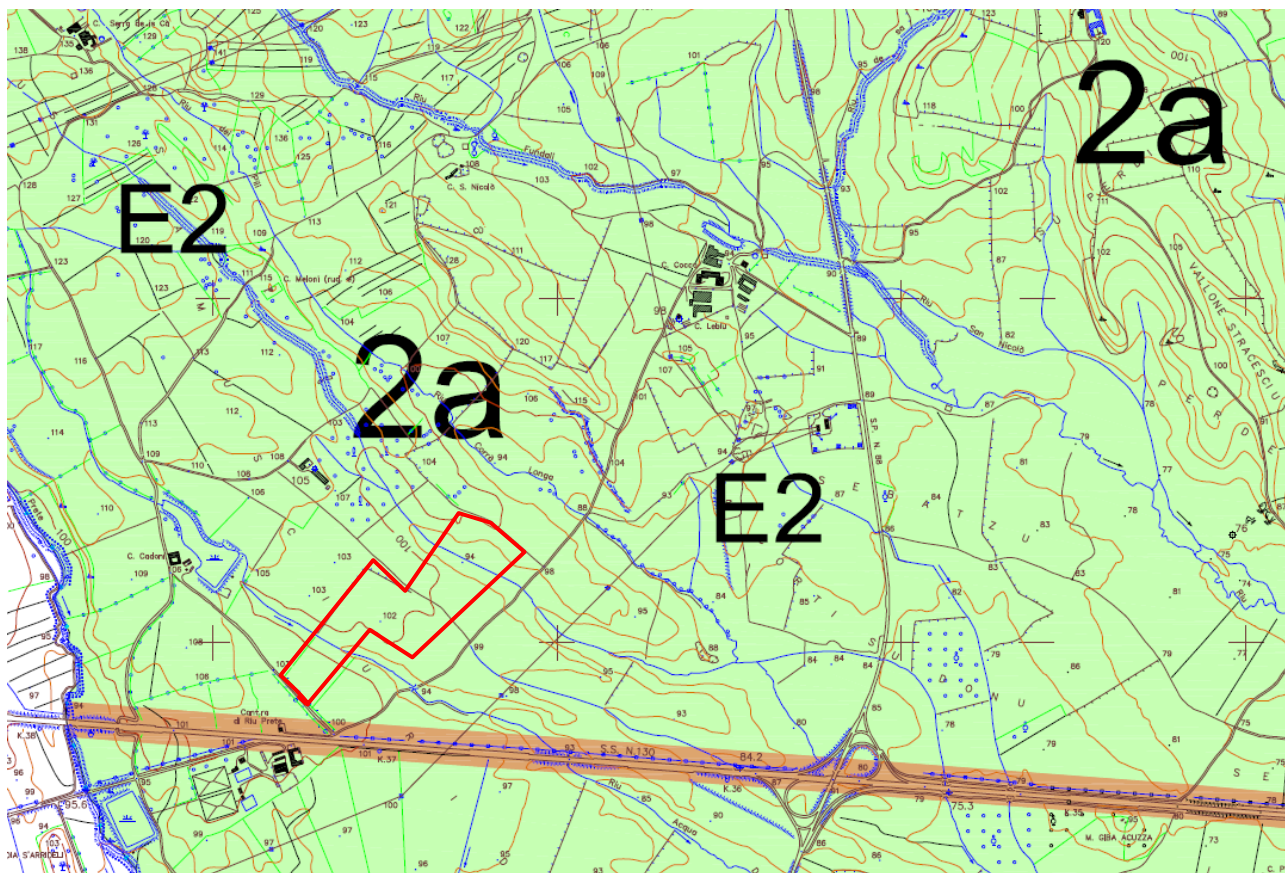


Figura 5: stralcio della cartografia del PUC per il sedime dell'impianto

5.4. Analisi dei vincoli ambientali, storici e paesaggistici

Per l'area interessata dalla futura installazione dell'impianto, non si rilevano vincoli paesaggistici – ambientali riguardanti le disposizioni di cui al D.Lgs. n. 42/2004, né si rileva la istituzione o perimetrazione di zone S.I.C., ai sensi della Direttiva comunitaria n. 92/43/CEE “Habitat”, né Z.P.S. ai sensi della Direttiva comunitaria n. 79/409/CEE, “Uccelli Selvatici”, né zone IBA e siti della "rete Natura 2000" di cui alle dir. 79/409/CEE e 92/43/CEE". Sono comunque fatte salve le vigenti disposizioni di cui all'art. 12, comma 7, del

D.lgs 29 dicembre 2003, n. 387, in virtù delle quali gli impianti di produzione elettrica solari fotovoltaici, “...di cui all'articolo 2, comma 1, lettere b) e c), possono essere ubicati anche in zone classificate agricole dai vigenti piani urbanistici. Nell'ubicazione si dovrà tenere conto delle disposizioni in materia di sostegno nel settore agricolo, con particolare riferimento alla valorizzazione delle tradizioni agroalimentari locali, alla tutela della biodiversità, così come del patrimonio culturale e del paesaggio rurale di cui alla legge 5 marzo 2001, n. 57, articoli 7 e 8, nonché del decreto legislativo 18 maggio 2001, n. 228, articolo 14.”

Inoltre, sia nell'area di sedime dell'impianto in progetto, che lungo il percorso del cavidotto di collegamento alla RTN (CP Siliqua) non sono presenti zone definite "a rischio" dal PAI (Piano Assetto Idrogeologico) come peraltro risulta evidente dalla figura sotto.



Figura: Sardegna Mappe PAI – Pericolo Idraulico (Rev. Dic. 22)

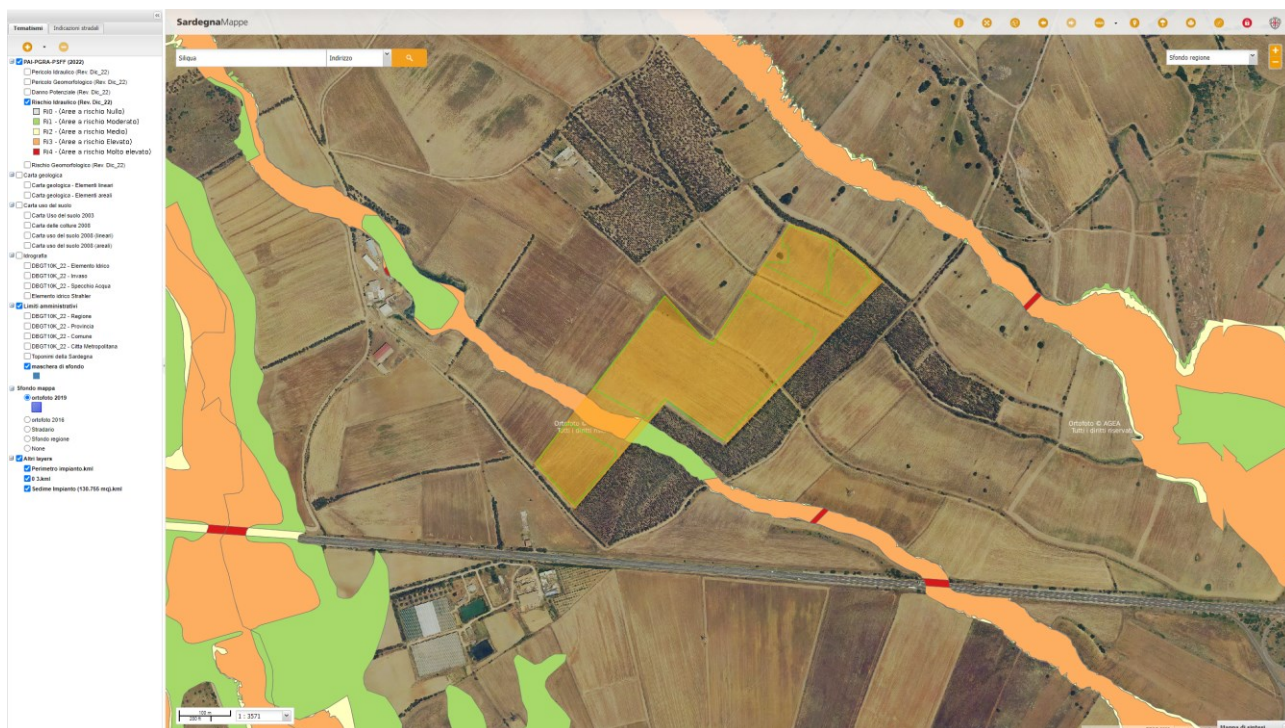


Figura: Sardegna Mappe PAI – Rischio Idraulico (Rev. Dic. 22)

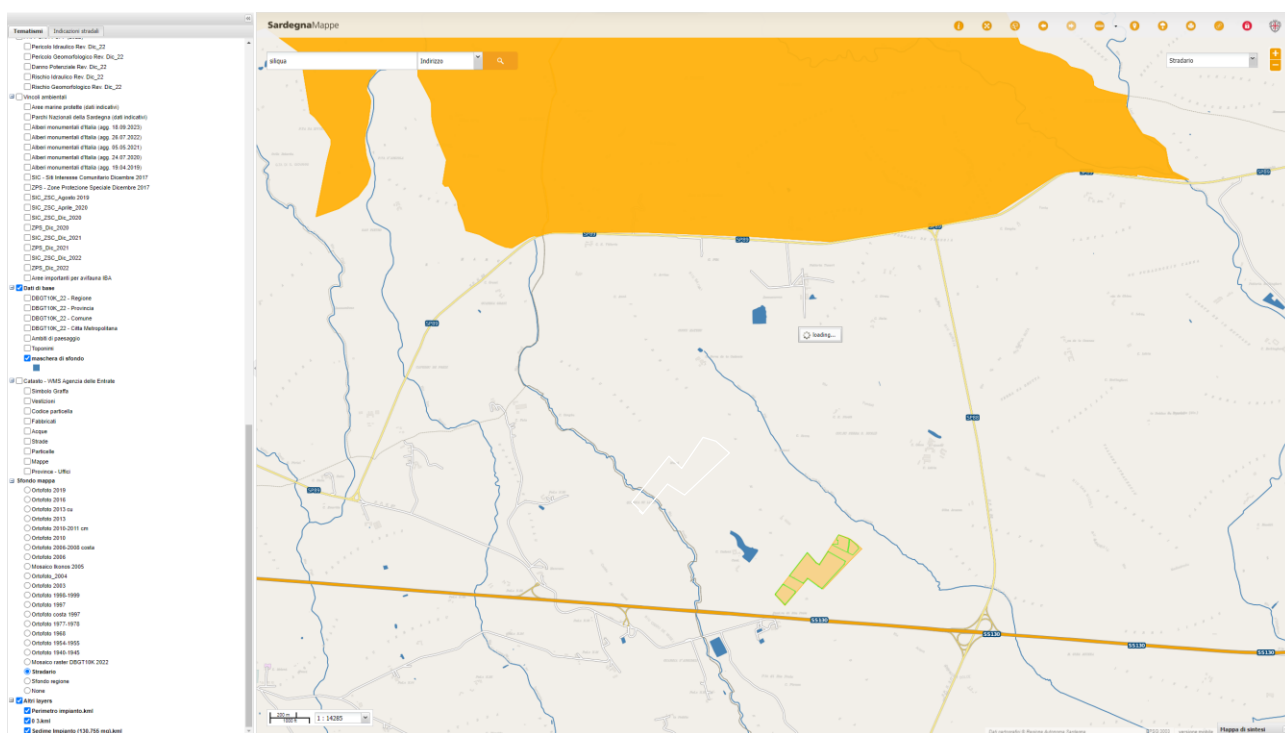


Figura: Sardegna Mappe PAI – Ubicazione dell'impianto rispetto al Vincolo Idrogeologico

Nell'analisi dei vincoli ambientali è risultato che nell'area oggetto dell'intervento come sedime di impianto, non sono presenti vincoli ai sensi del D.lgs. 42/04 e, in particolare non sono presenti:

- Vincoli idrogeologici;
- Vincoli storico-artistici;

- Vincoli militari;
- Aree gravate da usi civici;
- Vincoli forestali e faunistici;
- Aree percorse da incendi;
- Aree demaniali di fiumi, torrenti, laghi e altre acque pubbliche;
- Vincoli archeologici.

L'unica interferenza si ravvede nel percorso del cavidotto come opera di collegamento alla RTN (CP Siliqua) dove il tracciato della trincea, sede della doppia terna di cavi più la fibra ottica richiesta da ENEL, interferisce con il Rio Corra Longa come in figura sotto.

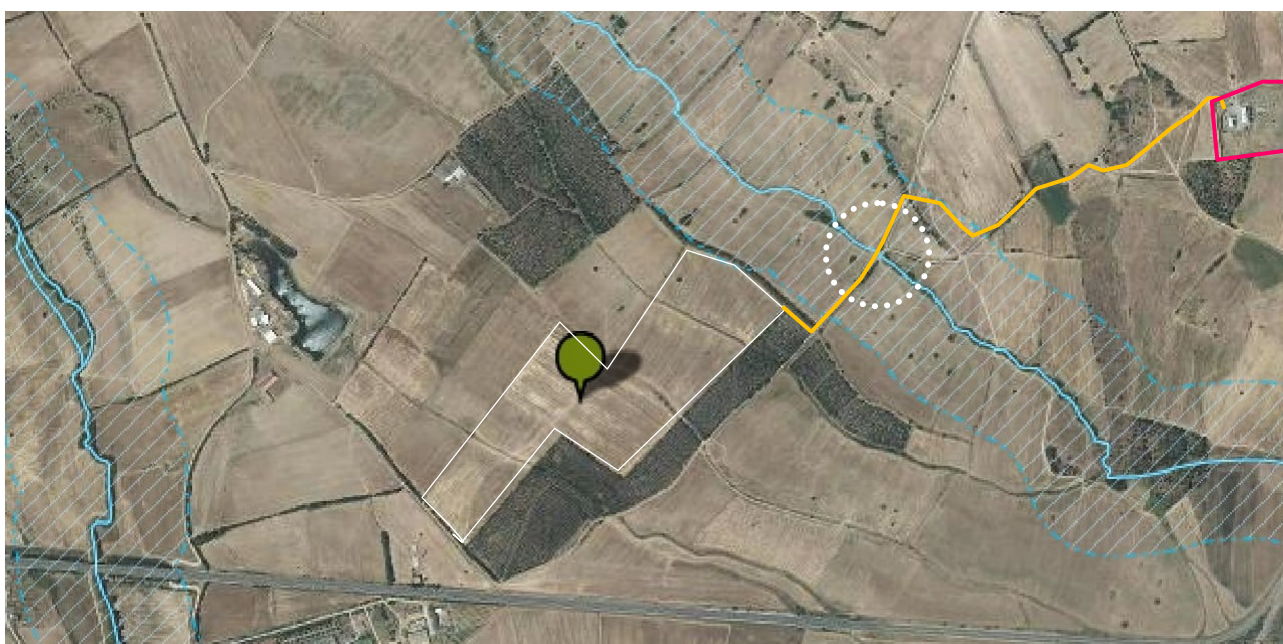


Figura 8: Sardegna Mappe PAI – Percorso del cavidotto MT di collegamento e interferenza col Rio Corra Longa.

L'area di sedime di impianto (ubicazione strutture, pannelli e cabine di campo e cabina MT-CS) non risulta inoltre essere definita come “a rischio” nel Piano di Assetto Idrogeologico.

Inoltre, l'area su cui verrà realizzato l'impianto non rientra tra le aree di recupero ambientale individuate nell'anagrafe dei siti inquinati di cui al D. Lgs. 152/06 e s.m.i.

La rappresentazione grafica dei vincoli individuati nell'area, e delle interferenze è di seguito descritta.

• **Dettaglio idraulico**

La progettazione di opere civili, industriali, artigianali ed altro in prossimità di un corso d'acqua è vincolata alla conoscenza dei fenomeni di piena occorsi nelle sezioni fluviali limitrofe all'opera, in particolare al verificarsi di eventi eccezionali, legati a particolari tempi di ritorno che potrebbero determinare significative inondazione.

Relativamente all'area oggetto dell'intervento è possibile individuare la presenza di due impluvi, il Rio Acqua Dolce nella porzione meridionale del sito di intervento e il Rio Giba Acuzza nella porzione settentrionale (fig 1).

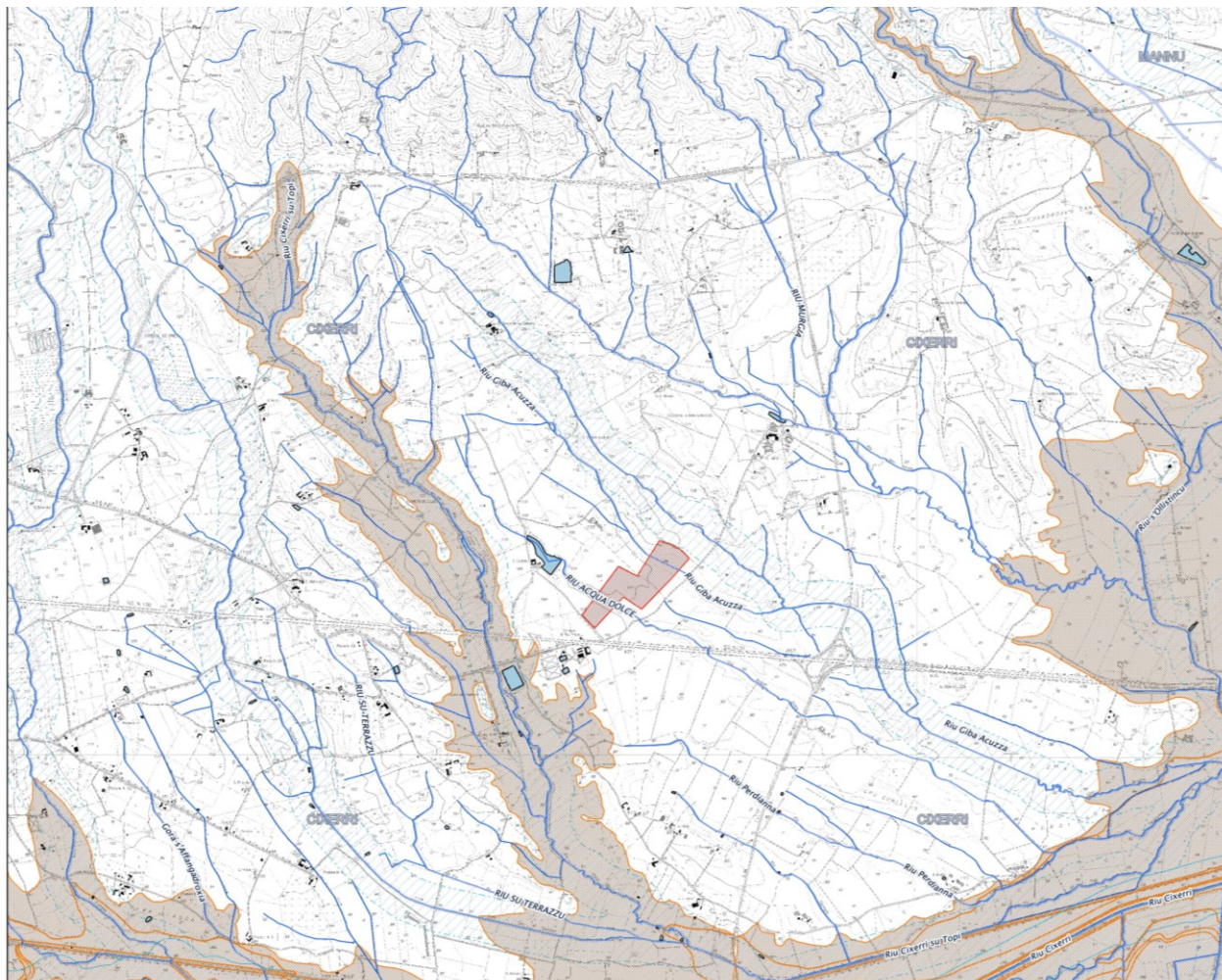


Figura: particolare dell'area di intervento con indicazione dei corsi d'acqua ivi presenti

Lo stato di fatto ⁽¹⁾

Il comune di Siliqua ha redatto, nel mese di maggio del 2016, una relazione idrologica-idraulica per stimare le portate di colmo secondo la normativa vigente P.A.I. le medesime sono state ricavate sulla base dei metodi indiretti e tra di essi è stato scelto il metodo razionale; tale scelta è stata dettata dal fatto che non si avevano a disposizione le serie storiche osservate di portate e che pertanto si è ritenuto opportuno scartare l'ipotesi di ricorrere a metodi di stima diretti che tra l'altro sono stati validati solo per grandi bacini al di sopra di 40 - 60 km².

¹ Le informazioni presenti nel paragrafo sono state tratte dal documento **"ALL.2 Idro - RELAZIONE IDROLOGICA IDRAULICA"** redatto dal Comune di Siliqua.

Lo scopo delle analisi condotte è stato finalizzato all'individuazione delle aree suscettibili di essere inondate da eventi di piena caratterizzati da assegnato tempo di ritorno. Le metodiche utilizzate seguono rigorosamente quanto prescritto nelle Linee Guida del PAI. In generale, tutte le analisi sono state condotte assumendo lo stato stazionario (moto permanente) sebbene i processi di propagazione delle onde di piena siano fenomeni di moto vario. Questa ipotesi è supportata dal fatto che le variazioni di portata nel tempo in occasione delle piene naturali non sono così rapide da rendere necessaria un'analisi in condizioni di moto vario. I bacini analizzati sono riportati nella seguente figura:

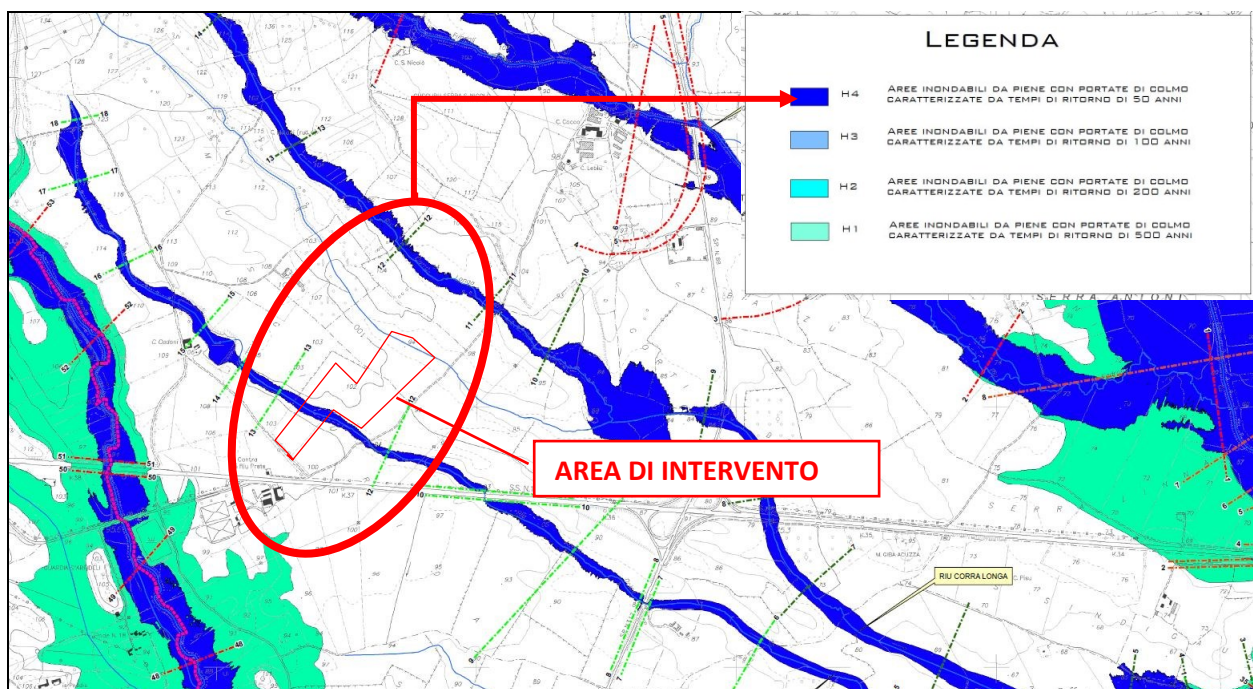
LEGENDA		
1 Riu Cixerri su Topi	2 Riu S'Ollistincu	3 Riu Corra Longa
	2a Riu Bainai	
	2b Riu Marchioni	
4 Riu Acqua Dolce	5 Riu Forrus	6 Loc. Nuraxi
	5a Loc. Fenugus	
7 Sa Gora Giga Mazzani	8 Gora Perdosu	9 Riu Salemitano
10 Gora Sa Terredda	11 Riu de su Casteddu	12 Riu Codi
	11a Riu Camboni	
	11b Riu Baccu de Moi	
	11c Riu Bega de is Abius	
	11d Attraversamento km 42	
	11e Loc. Cuccuru Lurdagus	
	11f Riu Lurdagus	
	11g Punta Matzeddu	
	11h Riu Serra Bacculongu	
13 Riu Piringius	14 Riu Bau Viana	
	14a Riu San Giacomo	

Per ogni bacino è stato descritto ed effettuato il calcolo idrologico; non compaiono indagini di dettaglio del Rio Giba Acuzza il quale sembrerebbe far parte del bacino del Corra Longa, mentre per il Rio Acqua Dolce la relazione riporta le caratteristiche complete del bacino che hanno portato alla definizione delle seguenti portate di colmo:

$$| Q_{50} = 25,27 \text{ m}^3/\text{s}; \quad | Q_{100} = 30,77 \text{ m}^3/\text{s}; \quad | Q_{200} = 36,40 \text{ m}^3/\text{s}.$$

Il modello idraulico utilizzato in questo studio, denominato HEC-RAS, nella sua versione 4.0 del dicembre 2006, è stato sviluppato dall'Hydrologic Engineering Center dell'U.S. Army Corps of Engineers; il modello è in grado di effettuare simulazioni di tipo monodimensionale del fenomeno di propagazione dell'onda di piena su corsi d'acqua in condizioni di moto stazionario e non stazionario. Questa scelta è stata fatta per ragioni di coerenza con il PAI che ha individuato e perimetrato le aree a rischio idraulico e utilizzando questo codice di calcolo. Il modello presuppone che siano fornite tutte le informazioni necessarie,

ed in particolare la geometria di un numero sufficiente di sezioni trasversali, la scabrezza che metta in conto le resistenze idrauliche, le condizioni al contorno e le portate. Il programma consente di inserire sezioni trasversali fittizie, interpolando quelle rilevate, in modo da assicurare che il passo di discretizzazione spaziale non ecceda un assegnato valore limite ed è in grado di modellare il comportamento di canali naturali e artificiali tenendo conto dell'influenza sul moto di manufatti di vario tipo quali ponti, briglie, paratoie che influenzano le caratteristiche della corrente ecc. Relativamente all'area di intervento l'analisi condotta evidenzia le seguenti caratteristiche per il Rio Acqua Dolce: **area H4 - Aree inondabili da piene con portate di colmo caratterizzate da tempi di ritorno di 50 anni.**

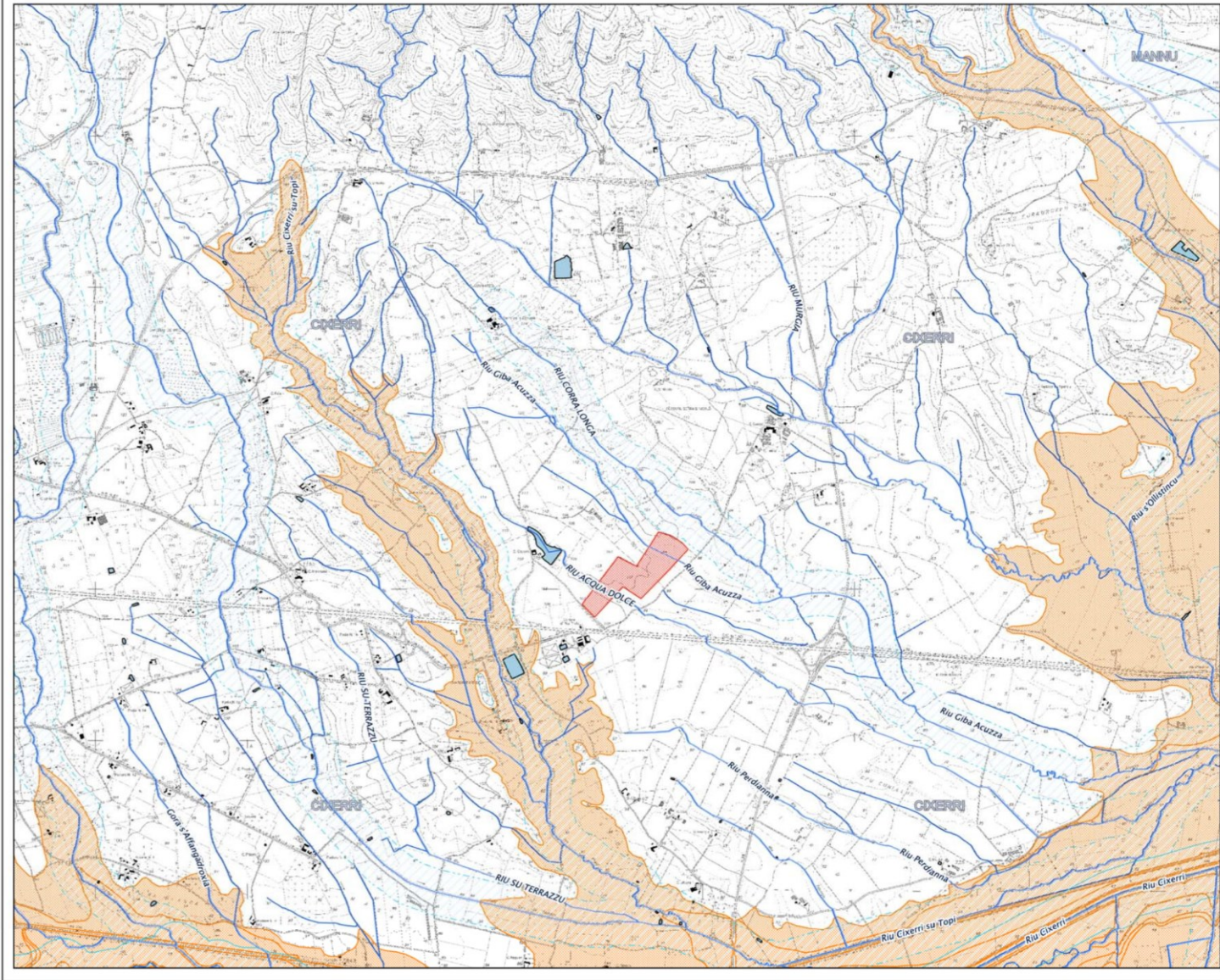


Stralcio della tavola "6 idro b CARTA DELLA PERICOLOSITA IDRAULICA ART.8 (INVILUPPO) AMBITO TERRITORIALE" - Fonte: Pianificazione e governo del territorio | Comune di Siliqua

Sulla base degli studi condotti in merito è stato possibile ricavare le caratteristiche dei corsi d'acqua in questione e, in considerazione di esse, valutare l'attraversamento più appropriato alla situazione riscontrata sul posto. L'impianto fotovoltaico in progetto avrà una potenza complessiva di 9,72 MW e in corrispondenza degli impluvi non saranno collocati né moduli, né cabine né altre tipologie di strutture, garantendo una fascia di rispetto tra i 20 e i 40 m. In considerazione delle caratteristiche idrauliche degli impluvi si ritiene opportuno eseguire i seguenti interventi:

- I medesimi saranno utilizzati esclusivamente per il passaggio dei cavi; pertanto, si prevede l'esecuzione di scavi in trincea così come riportati in figura;
- In fase di costruzione dell'impianto è previsto l'utilizzo di mezzi operanti, per i quali saranno predisposti degli attraversamenti a raso temporanei in corrispondenza degli impluvi.

INQUADRAMENTO DELL'AREA DI INTERVENTO



Legenda

Art. 142 - Fascia di 150 m dai fiumi

- ☐ BP02_C2_A1
☐ BP02_C2_B1
☐ BP02_C2_B2



- Area di intervento
- Invasi
- PSFF (Piano Stralcio Fasce Fluviali)_2015

Fascia C Geomorfologica:
aree esterne alle Fasce A e B, inondabili al verificarsi dell'evento con portata al colmo di piena corrispondente a periodo di ritorno $T=500$ anni e, nel caso siano più estese, comprendenti anche le aree storicamente inondate e quelle individuate mediante analisi geomorfologica.

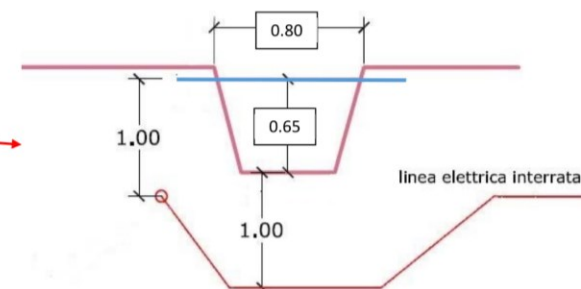
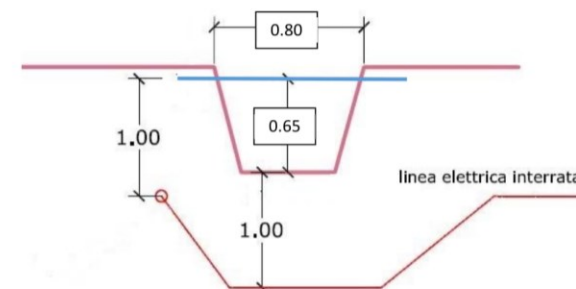
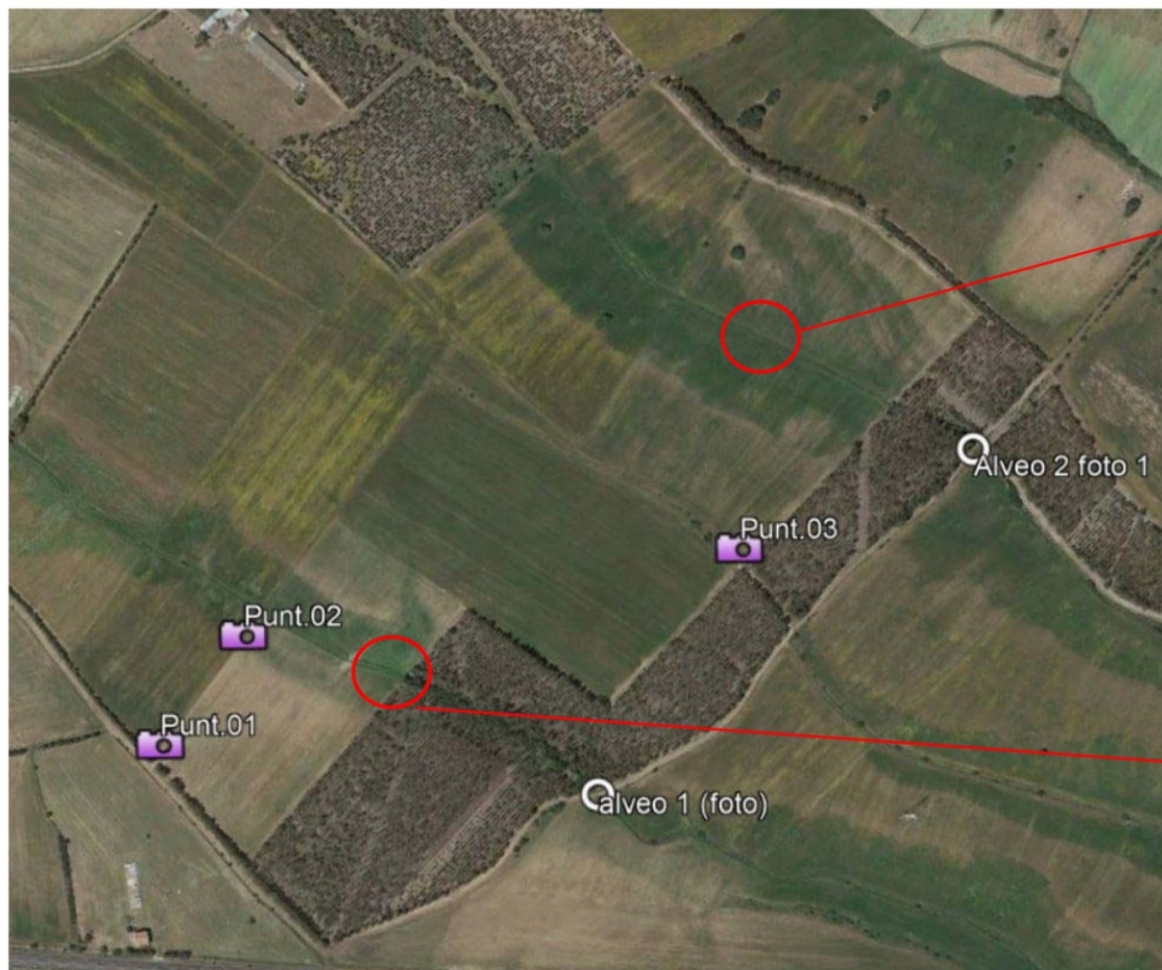
TIPOLOGIA DI ATTRAVERSAMENTI PRESENTI SUL POSTO su
strade



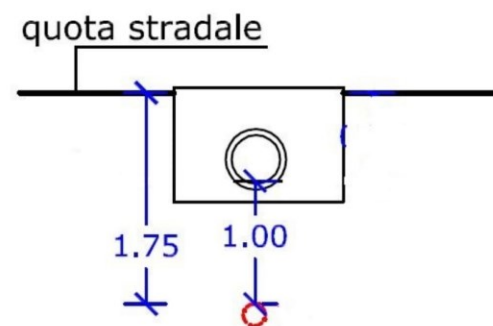
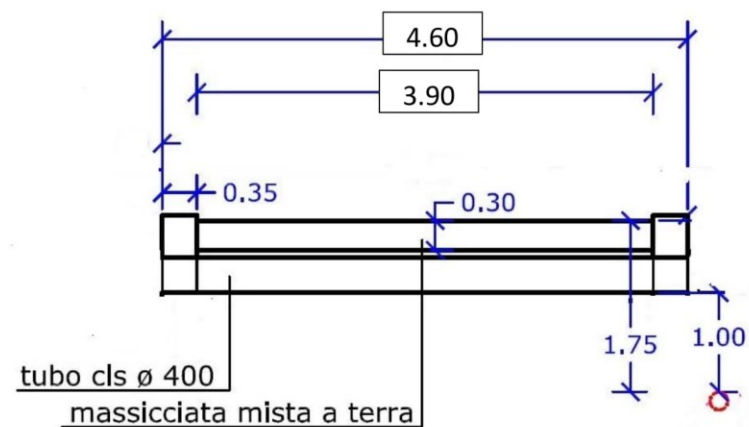
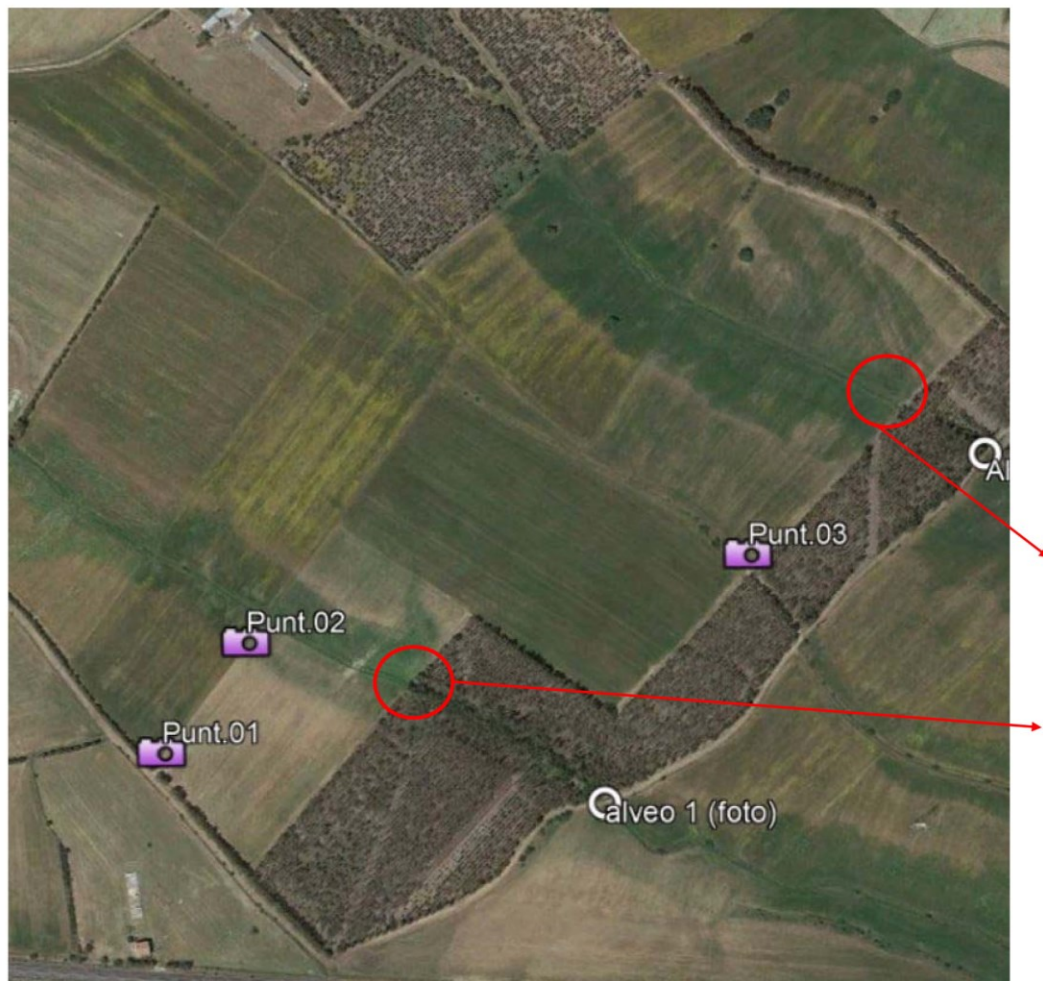


TIPOLOGIA DI ATTRAVERSAMENTI IPOTIZZATI PER LA LINEA ELETTRICA

Scavi in trincea



TIPOLOGIA DI ATTRAVERSAMENTI IPOTIZZATI PER LA VIABILITA' INTERNA AL
CAMPO FOTOVOLTAICO (INDICAZIONI DI MASSIMA)



Scavi in trincea: Tipologia di attraversamenti ipotizzati per la linea elettrica

5.5. Scelta del sito

In relazione alla scelta del sito in progetto teniamo a sottolineare che quest'ultima è stata il frutto di una attenta ricerca di aree che fossero conformi a quello che prevede sia la norma Nazionale, debitamente recepita dalla norma Regionale per questa tipologia di impianti.

Ma a supporto della scelta dei terreni, non poco ha influito la scelta del Comune di Siliqua, in quanto presenta delle caratteristiche particolari che hanno determinato poi l'indirizzo finale.

La prima ricognizione, in virtù delle preferenze della norma verso le aree produttive o fortemente degradate e visto l'aumento delle superfici destinate alle Zone Industriali Regionali e alle attività produttive (DGR 5/25 del 2019), è stata operata proprio su questo fronte ma il Comune di Siliqua non ha tale prerogativa in quanto:

- Esiste una area D2 in loc. Gibba Maggiore (Foglio 318 particella 12) che però è gravata da usi civici. Area D2 peraltro istituita e mai lottizzata per gli scopi originari relativi al suo utilizzo.
- Esiste una ulteriore Area D1 adiacente ad Est del centro abitato, ma anche qui le caratteristiche minime di estensione dei lotti e la vincolistica specifica (area PAI piuttosto che aree di esondazione e fasce fluviali, PGRA e PSFF) non permettevano il suo funzionale utilizzo.

Avendo successivamente valutato che il comune di Siliqua ha una estensione enorme (185,91 km²), sono state ponderate le sue caratteristiche anche morfologiche rappresentate da un territorio montano a Nord e a Sud (45%) mentre è pianeggiante al centro (55%), come si può vedere nella figura sotto.

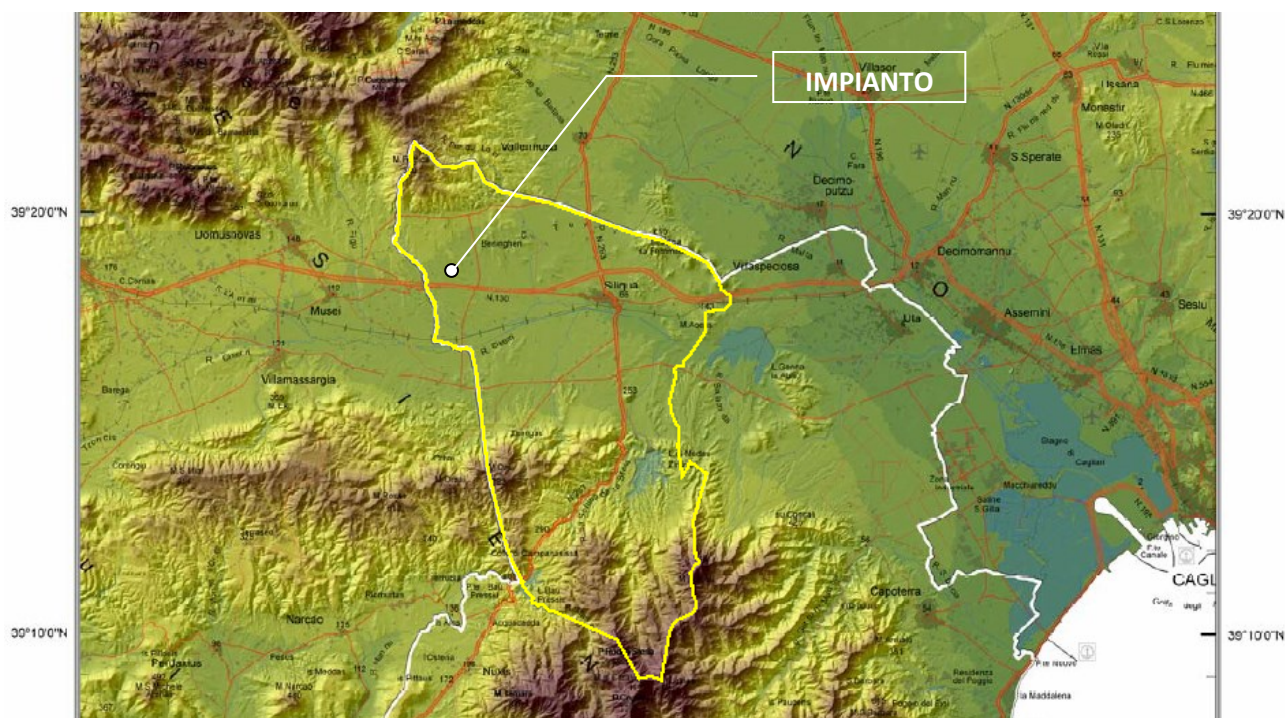


Figura 9: estensione del territorio comunale di Siliqua e ubicazione impianto.

- Estensione territorio comunale: **189,85 kmq (18.585 ha)**

- Estensione terreni FV: **13,78 ha**
- % di sfruttamento: **0,074% del territorio comunale.**

A questo punto si sono focalizzate le valutazioni sulla sezione agricole dei terreni idonei, come cita la stessa norma Nazionale e Regionale, trovando dei terreni che fossero conformi alle prescrizioni.

Qualora il Comune di Siliqua ipotizzasse di limitare il fenomeno della sottrazione di terreno agricolo ad uso FTV, potrebbe comunque optare per indirizzare e riservare una parte minima del suo territorio alla produzione di Energia da fonte Rinnovabile (Eolico e Fotovoltaico, come uniche tecnologie utilizzabili per caratteristiche di territorio, escludendo geotermia e idroelettrico).

Se si dovesse decidere ipoteticamente una percentuale dello **0,5%** da destinare ad utilizzo "Rinnovabile", sarebbero comunque quasi **100 ha** sfruttabili a tale scopo (sempre su terreni idonei da normativa), secondo la seguente proporzione:

$$18.585 * 0.5\% = 92,92 \text{ ettari}$$

A nostro parere non sembrano grandi estensioni, rispetto all'estensione del territorio comunale, potendo dire che anche il Comune di Siliqua partecipa a quella che è un'inversione di tendenza a livello di transizione energetica dalle fonti tradizionali a quelle rinnovabili.

E non da meno, il fatto che lo sfruttamento deve essere assolutamente conforme a quella che è la normativa Nazionale e Regionale che identifica nei terreni agricoli poco pregiati (D.lgs. 387/2003, art.12, comma 7 e DGR 27/16 del 2011) lo sfruttamento di tali risorse e l'implementazione di tali impianti per una generazione sempre più diffusa sul territorio, evitando così le grandi centrali di produzione che siamo ancora abituati a vedere (Carbone, Turbogas, etc.).

Ragionando in questo modo, definiti gli ingombri per impianti Fotovoltaici (area lorda dell'impianto) si potrebbe ipotizzare una produzione di circa 50 MW nel solo territorio comunale di Siliqua.

Tanto più che nello stesso comune, esiste l'infrastruttura elettrica capace di sostenere l'energia prodotta per presenza di linee di Media Tensione, Alta Tensione e Cabine Primarie di riferimento.

Il ragionamento per indice territoriale in termini percentuali, quindi, non contrasterebbe, a priori, le posizioni personali contrarie alla tecnologia, ma faciliterebbe il legislatore o l'amministratore a prendere delle decisioni in merito più ragionate e ponderate, potendo garantire una piccola produzione di Energia Rinnovabile del proprio comune, bilanciando in maniera logica e razionale, la paura di vedere sottratti troppi ettari all'agricoltura, seppur marginale e poco produttiva come in questo caso.

Marginale anche perché in termini di Proprietà, è stato anche considerato questo aspetto di seguito descritto.

I coniugi Cadoni – Mulas, sono degli allevatori e non sono agricoltori. Sono proprietari dei terreni coinvolti dal progetto, ma sono in possesso anche di una grande azienda agricola (a conduzione familiare) tra

Iglesias e Carbonia (loc. Barega) con annesso Caseificio in agro di Carbonia, con altrettanti 200 ettari di terreni limitrofi tra i due comuni del Sulcis-Iglesiente.

I terreni di Siliqua risultano poco sfruttabili per le necessità primarie della loro Azienda, in quanto delocalizzati, a circa 20 km di percorrenza su strada, con l'impossibilità di spostare il bestiame, che consta in circa 800 capi di pecore. Il trasporto del bestiame a Siliqua o delle colture, viceversa, avrebbe costi piuttosto elevati.

Infatti, le attitudini colturali di questi terreni, si riferiscono a colture erbacee destinate all'alimentazione degli allevamenti ovi caprini e bovini. Ma le estensioni dei terreni limitrofi al Caseificio crea una notevole abbondanza di tale alimentazione, per cui i terreni di "*Terras Corrias*", risultano per l'Azienda agricola una proprietà "marginale" che gli consente di avere la condizione e l'opportunità di metterli diversamente a reddito, con uno sfruttamento diversamente produttivo quale appunto l'impianto in progetto.



Foto: tipologia del soprasuolo di sedime dei terreni sede del progetto

5.6. Viabilità di Accesso all’Impianto

L’accesso all’impianto è garantito dalle strade già esistenti in zona, in particolare l’accesso alla zona all’interno della quale sarà insediato l’impianto avviene dalla Strada Statale 130 Cagliari – Iglesias all’altezza del km 39, uscita Musei – Domusnovas, innestando una strada comunale asfaltata per un tratto per poi innestare una comunale sterrata che arriva fino al sito di progetto.

Pertanto, dal punto di vista delle opere di viabilità non verrà eseguita alcuna opera né modifica delle percorrenze stradali dell’area in oggetto su cui risiederà l’Impianto Fotovoltaico.

Qui sotto il dettaglio con l’ausilio delle planimetrie estratte da Google Earth.



Figura 10: Google Earth – Ingresso al km 39 (arancio) della SS 130 direzione Iglesias



Figura 11: Google Earth – Ingresso al km 14 (giallo) direzione Cagliari e innesto sulla strada comunale (rossa).

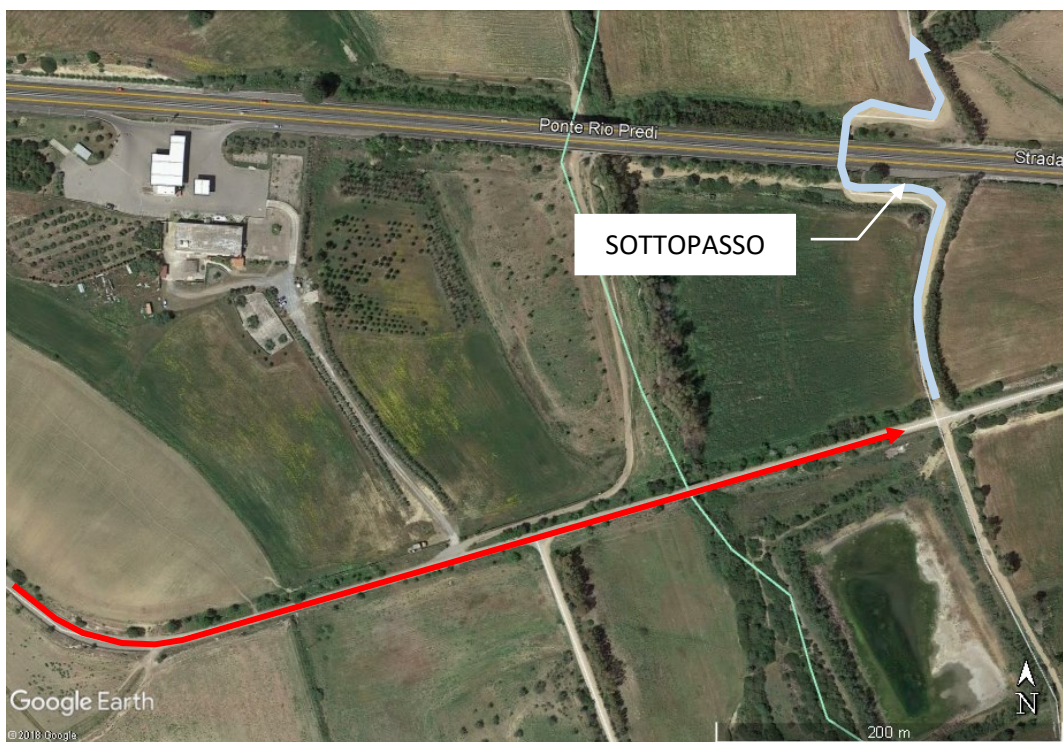


Figura 12: Google Earth – Strada comunale asfaltata (gialla) e successivamente innesto su strada comunale sterrata (celeste)

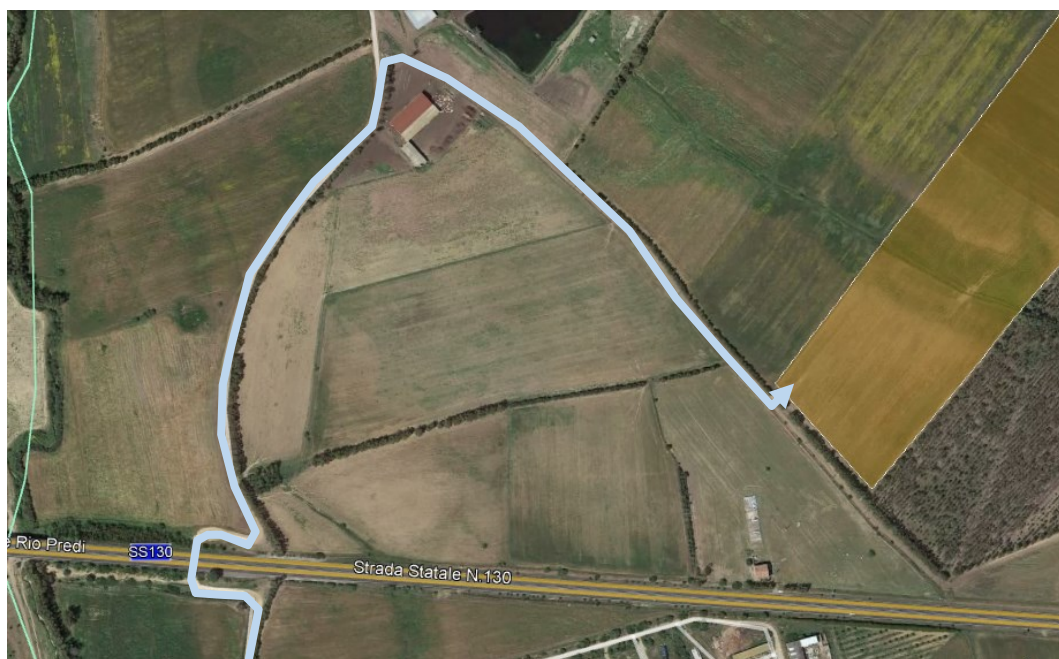


Figura 13: Google Earth – Strada comunale sterrata (celeste) che arriva fino in sito.

6. DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO PROPOSTO

L'intervento in progetto consiste nella realizzazione di un impianto Agrovoltaico “in elevazione” del tipo Grid Connected per la produzione di energia elettrica di potenza nominale pari a circa 9.602,00 MWp, costituito da 2 lotti di impianto della potenza di 4.810,00 MWp circa.

Ogni lotto di impianto sarà costituito complessivamente da **13.000** pannelli fotovoltaici della Potenza Nominale di **370 Wp cad.** montati su strutture fisse di supporto metalliche (acciaio e alluminio) infisse nel terreno. L'impianto complessivamente occupa una superficie complessiva di circa **13,78 ha.** La superficie radiante dei pannelli è pari a **2,4 ha**, secondo i dati della tabella seguente:

SILIQUA 9,62 MW [TICA 1 + TICA 2]	kW	9.620.000,00
-----------------------------------	----	--------------



TICA 1					
	stringhe 28 moduli	stringhe 26 moduli	W totali Inverter	n° inv. Per cabina	Pot.
1	16	2	185.000,00	8	1.480,00 kWp
2	16	2	185.000,00	9	1.665,00
3	16	2	185.000,00	9	1.665,00
	n° mod.		13000		4.810,00 kWp
					4,81 MWp

TICA 2					
	stringhe 28 moduli	stringhe 26 moduli	W totali Inverter	n° inv. Per cabina	Pot.
1	16	2	185.000,00	8	1.480,00 kWp
2	16	2	185.000,00	9	1.665,00
3	16	2	185.000,00	9	1.665,00
	n° mod.		13000		4.810,00 kWp
					4,81 MWp

Tipo Pannello		JT SHh 355-370W		Dati Impianto	
DATI Elettrici		Pm(W)	370,00	Pannelli per stringa	28
Potenza Massima Pm(W)		Vm(V)	34,30	Pot. Stringa	10360
Tensione MPP		Im(A)	10,79	Potenza Impianto	9.620.000,00 kWp
Corrente MPP		Voc(V)	41,30	Tot Pannelli	26.000 n°
Tensione Circuito Aperto		Icc(A)	11,41	N° Sottocampi	6
Corrente Corto Circuito		(%/°C)	-0,390		n°
Pm Variazione con temperatura		(%/°C)	0,059	N° Pannelli ovest	13.000
Isc Variazione con temperatura		(%/°C)	-0,300	N° Pannelli est	13.000 n°
Voc Variazione con temperatura				Potenza Ovest	4.810,00 kWp
				Potenza Est	4.810,00 kWp
DATI Fisici				Pot. Totale	9.620,00 kWp
Altezza	(mm)		1770	Sup. moduli FV	48.228,96 mq
Larghezza	(mm)		1048	Sup. moduli FV	4,82 ettari
Area	(m)		1,85	Est. Terreni	137.348,00 mq
Tensione a MPPT (-10 °C)	-10		1061,24 (V)	Est. Terreni	13,73 ettari
Tensione a MPPT (25 °C)	25		960,40 (V)	Coeff. Impianto	0,35
Tensione a MPPT (50 °C)	50		888,37 (V)	Superficie comunale	19025,00 Ha
Tensione a MPPT (70 °C)	70		830,75 (V)	% occ.ne Comunale	0,072%
Potenza stringa a MPPT (25°C)	25		10360,00 (W)	Stat	137.348,00
Corrente di corto circuito max (25°C)	25		11,41	Smoduli	48.228,96
Tensione OC	(V)		1156,40	Sagrícola [mq]	89.119,04
				Sagrícola [%]	64,89%
				LAOR	35,11%

N° Sottocampi	N°stringhe	N°Moduli	P.picco	V MPP	Voc	Inom	Icc
1	18	4000	1.480	960,40	1156,4	194,22	205,38
2	18	4500	1.665	960,40	1156,4	194,22	205,38
3	18	4500	1.665	960,40	1156,4	194,22	205,38
1	18	4000	1.480	960,40	1156,4	194,22	205,38
2	18	4500	1.665	960,40	1156,4	194,22	205,38
3	18	4500	1.665	960,40	1156,4	194,22	205,38
TOTALE	108	26000	9.620				

In totale l'impianto sarà costituito complessivamente da **26.000** pannelli fotovoltaici della Potenza Nominale di **370 Wp cad.** con una superficie radiante complessiva dei pannelli è di circa **4,80 ettari**, secondo i dati del pannello del seguente data sheet:



KEY FEATURES



Higher module conversion efficiency
Maximize limited space with mono PERC high efficiency cells



Highly reliable due to stringent quality control
100% EL double inspection
In-house testing goes well beyond certification requirements



Excellent low light performance
Excellent low light performance on cloudy days
mornings and evenings



Certified to withstand the most challenging environment
2400 Pa wind load • 5400 Pa snow load • 25 mm hail stones at 82 km/h
salt mist, ammonia corrosion and sand blowing testing



High system voltage Compatible
Maximum 1500V DC system voltage saves total system cost



IP68 junction box
Highest waterproof level for long term weather endurance

QUALIFICATIONS & CERTIFICATES

- IEC 61215, IEC 61730, UL 1703, IEC 61701, IEC 62716
- ISO 9001: 2008: ISO Quality Management System
- ISO 14001: 2004: ISO Environment Mangement System
- OHSAS 18001: 2007: Occupational Health and Safety

JEITON SOLAR

As a member of CNBM - a Fortune 500 company, Jetion Solar provides various prodcut solutions, global EPC service and financing. Its standard and high-efficiency product offerings are among the most powerful and cost-effective in the industry. Till now, Jetion has cumulatively more than 5 GW module shipment and 1 GW global EPC track records.

WARRANTY

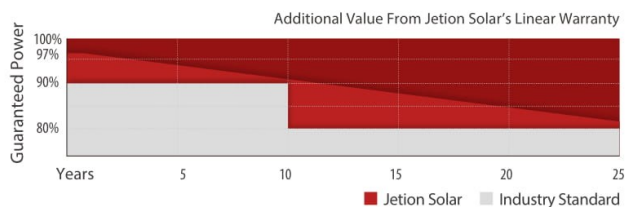


Product
Warranty



Performance
Warranty

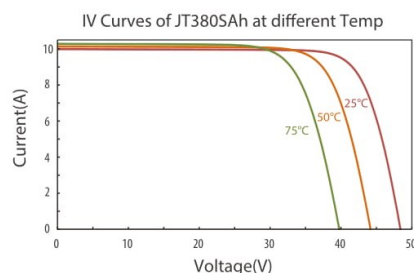
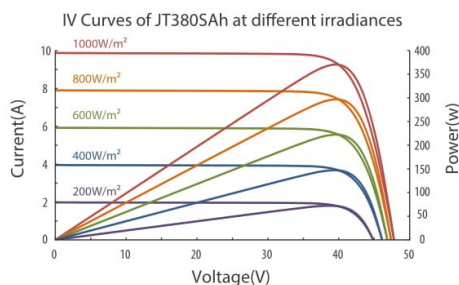
Insured by
Munich RE



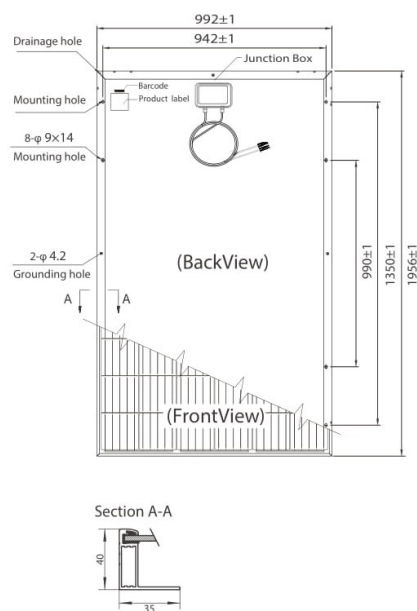
Jetion Solar (China) Co., Ltd.
Add: 1011 Zhencheng Road, Jiangyin, Jiangsu Province, P.R. China 214443
Tel: +86 (510) 8668 7300
E-mail: marketing@jetion.com.cn
Web: www.jetion.com.cn



IV CURVES



DIMENSION



Remarks

ELECTRICAL DATA *STC

TYPE (Tolerance: 0 - +5W)	JT365SAh	JT370SAh	JT375SAh	JT380SAh
Maximum Power Pmax (W)	365	370	375	380
Maximum Power Voltage Vmp (V)	39.7	40.0	40.2	40.5
Maximum Power Current Imp (A)	9.20	9.25	9.33	9.39
Open Circuit Voltage Voc (V)	47.5	47.8	48.1	48.4
Short Circuit Current Isc (A)	9.81	9.87	9.93	9.99
Module Efficiency (%)	18.8%	19.1%	19.3%	19.6%

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5

ELECTRICAL DATA *NMOT

Maximum Power Pmax (W)	271.93	275.63	279.35	283.11
Maximum Power Voltage Vmp (V)	36.5	36.8	37.0	37.3
Maximum Power Current Imp (A)	7.45	7.49	7.55	7.59
Open Circuit Voltage Voc (V)	44.5	44.8	45.0	45.3
Short Circuit Current Isc (A)	7.89	7.93	7.99	8.04

NMOT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s

TEMPERATURE RATINGS

Temperature Coefficient of Isc (αIsc)	+0.059%/°C
Temperature Coefficient of Voc (βVoc)	-0.30%/°C
Temperature Coefficient of Pmax (γPmp)	-0.39%/°C
Normal Module Operating Temperature (NMOT)	43°C±2°C

MAXIMUM RATINGS

Maximum System Voltage	1000V/DC(IEC)/1500V/DC(IEC)
Operating Temperature	-40°C~+85°C
Maximum Series Fuse	20A
Maximum Test Load, Push/Pull	5400Pa/2400Pa
Conductivity at Ground	≤ 0.1Ω
Safety Class	II
Resistance	≥ 100MΩ

MECHANICAL DATA

Solar Cell Type	Mono 156.75×156.75 mm(6 inches)
Number of Cells	72 (6×12)
Module Dimensions	1956×992×40 mm(77×39.1×0.2 inches)
Weight	22 kg(48.5 lb)
Front Cover	3.2 mm (0.13 inches), high transmission, AR coated tempered glass
Backsheet	White composite film
Frame	Silver, anodized aluminium alloy
J-Box	IP68 Rated
Cable	4.0 mm² solar cable, 1000 mm(39.4 inches)/customizable
Number of diodes	3
Connector	MC4 or MC4 compatible

PACKAGING CONFIGURATION

Module per pallet	27 pieces
Module per 40'HQ container	648 pieces

Installation instruction must be followed. See the installation manual or contact our technical service department for further information on approved installation.



Specification subject to technical changes without notice_Jetion_Solar_2019_05_REV.1.0

- **PANNELLO FOTOVOLTAICO MONOCRISTALLINO**

Le celle che compongono il pannello monocristallino, è facilmente riconoscibile grazie al loro colore molto scuro, e alla loro forma perfettamente quadrata dai bordi smussati che danno forma a rombi bianchi tra una cella e l'altra. L'omogeneità della colorazione dona a questi pannelli un aspetto gradevole, adattandosi così a qualsiasi soluzione estetica.

Le celle monocristalline sono composte da singoli e sottilissimi strati di cristallo di silicio, che opportunamente trattate aumentano la loro conduzione e la loro incisione fotolitografica.

È proprio grazie alla purezza del silicio della quale è composta la **cella monocristallina**, che permette di ottenere la **massima efficienza energetica**. Grazie alla elevata potenza di produzione energetica prodotta da ogni singola cella, per ottenere la quantità di energia desiderata, sono necessari un **numero di pannelli inferiori** permettendo così occupare una **superficie ridotta di ingombro dell'impianto fotovoltaico**.

L'alta qualità del materiale della quale sono composte le celle permette di avere una **durevolezza maggiore**.

L'estetica del pannello fotovoltaico monocristallino è meno invadente rispetto ad altri concorrenti.

Il pannello scelto per il progetto in questione è un pannello cinese della Jetion Solar con potenza di picco da 370 Wp a silicio monocristallino.

Jetion Solar è il primo produttore cinese di fotovoltaico nell'elenco delle migliori classificazioni per moduli solari di TÜV Rheinland e Solarpraxis e per la prima volta, un modulo fotovoltaico di un produttore cinese è stato incluso nella classifica "PV + Test", avendo superato il programma di test completo con un grado di buono (+), riporta TÜV Rheinland.

PV + Test risponde alla domanda sul "buon" modulo solare, che fornisce le prestazioni stimate nel calcolo del rendimento. Attualmente, nel test di confronto sono rappresentati diversi produttori con nove moduli. Diversi altri moduli sono attualmente in fase di test. Tre moduli dei produttori Solon, Schott Solar e Sharp hanno finora raggiunto il grado "molto buono", tutti gli altri un "buono".

Gli aspetti essenziali del test sono stati anche la resistenza all'invecchiamento, la sicurezza elettrica, l'elaborazione, la documentazione e le istruzioni di installazione, nonché la facilità di installazione e garanzia.

Ad esempio, la resistenza all'invecchiamento dei moduli viene testata in camere climatiche con umidità percentuale 85 a 85 gradi Celsius: le ore 1.500 sono testate in queste condizioni - gli standard internazionali richiedono solo le ore 1.000. È obbligatorio anche un test di variazione della temperatura per quasi 40 giorni: la temperatura nei cicli 200 è variata tra i gradi 85 Celsius e -40 gradi Celsius, un requisito estremo per la qualità e l'elaborazione dei moduli.

Questi includono un test di carico meccanico (fino a un massimo di 540 chilogrammi per metro quadrato), che simula, ad esempio, carichi estremi di neve, nonché test di sicurezza elettrica. Il danno ai

moduli viene rivelato, tra l'altro grazie a vari test di isolamento anche quando bagnato e mediante l'uso dell'elettroluminescenza - un metodo che mostra nel risultato comparabile alle immagini a raggi X esattamente dove il danno più piccolo nella cella solare o nelle singole celle non porta più energia dovrebbero.

Jetion è un produttore leader e in rapida crescita di celle solari e moduli fotovoltaici di elevata qualità ed è stata fondata nel dicembre 2004. Da luglio 2007, è quotata alla borsa di Londra (simbolo JHI) e a quella di Francoforte (simbolo 31J). Le celle solari ad elevate prestazioni e i relativi componenti prodotti da Jetion hanno raggiunto un livello tecnologico avanzato e si distinguono tra quelli delle aziende di tutto il mondo. lo stabilimento di produzione Jetion copre un'area di 90.000 m² di cui 37.000 m² edificati. I principali prodotti dell'azienda sono celle solari in silicio poli e monocristallino, moduli fotovoltaici ed impianti ad energia fotovoltaica, i quali possono essere ampiamente utilizzati in impianti collegati alla rete elettrica o meno. Grazie alla gestione europea, Jetion Europe Ltd., Jetion ha migliorato le risorse e le capacità distributive, intrecciando legami più stretti con i clienti finali nel mercato europeo del solare. Protagonista globale delle tecnologie solari, Jetion permette ai clienti di migliorare le proprie prestazioni diminuendo allo stesso tempo l'impatto ambientale.

La produzione media annua attesa, complessiva dei 2 lotti, calcolata con il software 6, è di **15.000 MWh** equivalenti a ca. **1.543 ore equivalenti di produzione annua (Heq = kWh / kW = 15.000.000 / 9620,00)**

The screenshot displays the PVGIS-CMSAF web application. On the left, a map shows a location in Italy (Ispra) with a blue pin. The map includes a scale bar (1000 m) and a legend. On the right, the 'PERFORMANCE OF GRID-CONNECTED PV' configuration panel is visible. It includes a sidebar with navigation options: TRACKING PV, OFF-GRID, MONTHLY DATA, DAILY DATA, HOURLY DATA, and TMY. The main panel contains the following settings:

- Cursor:** Selected: 39.310, 8.731; Elevation (m): 92
- Use terrain shadows:** ☒ Calculated horizon; ☐ Upload horizon file
- Solar radiation database*:** PVGIS-CMSAF
- PV technology*:** Crystalline silicon
- Installed peak PV power [kWp]*:** 9620
- System loss [%]:** (empty field)
- Fixed mounting options:**
 - Mounting position*:** Free-standing
 - ☐ Optimize slope
 - ☐ Optimize slope and azimuth
- ☐ **PV electricity price**
- PV system cost (your currency):** (empty field)
- Interest [%/year]:** (empty field)
- Lifetime [years]:** (empty field)

At the bottom, there are buttons for 'Visualize results', 'csv', and 'json'.



Figura 14: Report PVGIS sulla producibilità dell'impianto di Siliqua.

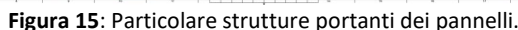
È prevista la realizzazione di una cabina di consegna collegata in antenna come evidenziato nelle TICA di ENEL. L'impianto sarà allacciato alla rete di Distribuzione MT con tensione nominale di **15 kV** tramite costruzione di cabina di consegna CS, connessa con una nuova doppia linea MT alimentata dalla Cabina Primaria di SILIQUA da ubicarsi nel sito individuato dal produttore, adiacente all'impianto, sui terreni in disponibilità del Proponente.

Le scelte effettuate in merito alla disposizione dei moduli fotovoltaici e la formazione delle stringhe saranno dettate dall'esigenza di ottimizzare la produttività del generatore fotovoltaico e dalla volontà di garantire un'ideale uniformità estetica in unione al massimo irraggiamento possibile.

Inoltre al fine dell'ottimizzazione del layout, nonché nell'obiettivo di massimizzare l'efficienza della tecnologia impiegata e minimizzare le perdite sia in termini di produttività che di efficacia del generatore fotovoltaico, è stato effettuato un accurato studio delle ombre al fine di limitare e ove possibile eliminare l'effetto di ombreggiamento legato agli ostacoli presenti nell'area d'intervento, anche diminuendo il tilt di irraggiamento delle strutture, garantendo, la latitudine dell'impianto, comunque una ottima producibilità relativa.

Pertanto, in considerazione della latitudine dell'area interessata dall'installazione, l'inclinazione scelta del piano dei moduli rispetto all'orizzontale per la quale si ottiene comunque un valore dell'energia solare

Sono previste circa **955** strutture in totale, ognuna da **26-28 moduli ciascuna**, costituite da telai di acciaio zincato e alluminio infissi nel terreno. I moduli fotovoltaici saranno imbullonati alle strutture di sostegno tramite bulloni in acciaio inox.



Saranno utilizzate delle cabine monoblocco costituite da una struttura scatolare composta dalle quattro pareti laterali e dal pannello pavimento realizzate con un unico getto di calcestruzzo aventi spessore minimo

80 mm e da un pannello di copertura della struttura avente spessore 80 mm. Le cabine saranno posate su fondazione prefabbricata tipo “a vasca”, posata su una platea di calcestruzzo.

Le cabine saranno inoltre dotate di serramenti in resina, in alluminio coibentato o in lamiera zincata, e di griglie di aerazione in vetroresina. L'aerazione dei locali in cui sono installate le apparecchiature elettromeccaniche sarà garantita da torrini di estrazione. Le cabine saranno equipaggiate con impianto luce e forza motrice.



Figura 16: Esempi di cabina prefabbricata in fase di posa e ultimata.

Perimetralmente a tutto l'impianto sarà installata una recinzione in rete elettrosaldata, zincata con altezza complessiva di 2,0 m.

L'accesso al sito avviene dalla strada comunale sterrata attraverso un doppio cancello metallico posizionati il primo nel vertice ovest dell'impianto, come ingresso principale e il secondo, posizionato sull'asse centrale, per raggiungere agevolmente la sezione nord est, come accesso secondario.

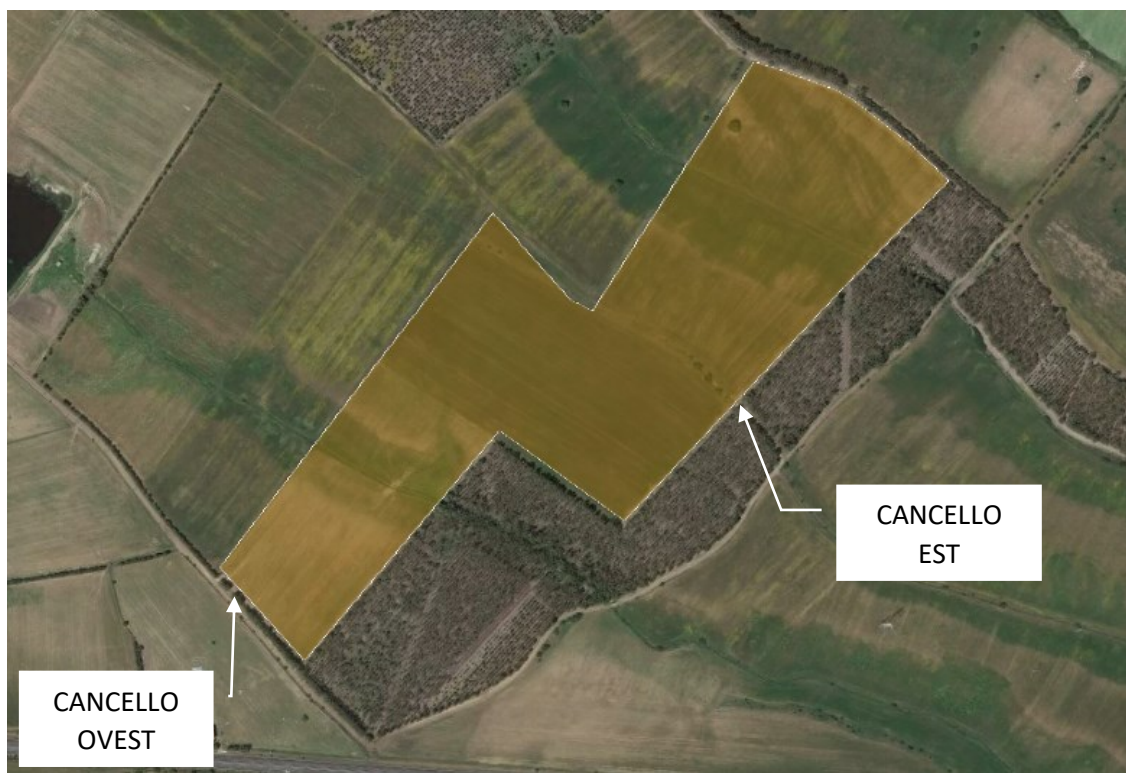


Figura 17: Google Earth – Dettaglio dei 2 cancelli di ingresso.

All'interno del lotto saranno previste aree di parcheggio e manovra. Sarà prevista un'area intorno alle cabine che consenta la manovra di tutti gli automezzi anche pesanti interessati all'attività, nonché il loro stazionamento per le operazioni di carico e scarico.

La sistemazione della viabilità interna, ove necessario, sarà realizzata senza l'ausilio di materiale stabilizzato permeabile, ma semplicemente con il compattamento (con rullo) del terreno attuale, perfettamente coeso per lo scopo. La dimensione delle strade è stata dimensionata per consentire il passaggio di mezzi idonei ad effettuare il montaggio e la manutenzione dell'impianto, avendo calcolato una distanza di 10 metri dai limiti alberati ad Est (con alberi) e di 5 metri dai limiti non alberati ad Ovest (senza alberi).

Le restanti aree del lotto (aree tra le stringhe e sotto le strutture di supporto) saranno lasciate a verde nella situazione *ante operam*.

Da un punto di vista elettrico le stringhe di moduli saranno cablate in parallelo attraverso dei quadri di parallelo (QPS – String Box) sistemati sul campo FV, che convergeranno ad un inverter ubicato in cabina.

L'energia elettrica prodotta da ciascuno dei sottocampi costituenti l'impianto fotovoltaico, sarà convogliata alla corrispondente cabina elettrica di campo, in cui:

- Subirà la trasformazione da corrente continua a corrente alternata, mediante gli inverter previsti progetto, dotati di propri dispositivi di sezionamento e protezione;
- Sarà effettuato, mediante quadro elettrico BT, provvisto di dispositivi di sezionamento e protezione, il parallelo delle linee in uscita dagli inverter;

- Avverrà la trasformazione dell'energia elettrica da bassa tensione a media tensione, mediante un trasformatore in resina.
- Avverrà la misura dell'energia elettrica prodotta dal generatore;
- Saranno alloggiate le apparecchiature di servizio e telecontrollo del generatore.

A valle della trasformazione in MT, l'energia elettrica sarà trasportata mediante cavidotti interrati alla cabina elettrica di connessione e consegna **“Cabina di Consegna MT (denominata CS)”** per l'immissione della stessa nella rete elettrica di distribuzione nazionale. La misura dell'energia immessa in rete sarà effettuata dal doppio contatore che ENEL fornirà al momento dell'allaccio alla rete.

L'ubicazione della cabina CS sarà sempre all'interno dei terreni in disponibilità della proponente, coincidente all'incirca con il vertice NE dei terreni, con vialetto di accesso dalla strada comunale Gibacuzza per un tratto di circa 160 metri, avendo chiesto la disponibilità ai proprietari dei lotti. La strada di collegamento alla cabina CS coinciderà con le servitù del cavidotto interrato in MT per la connessione dell'impianto.

Le opere elettriche per la connessione dell'impianto fotovoltaico in progetto saranno realizzate in conformità alle normative CEI di riferimento ed alle modalità di connessione alla rete previste dal GSE e dall'ENEL.

Tutte le opere accessorie alla costruzione e funzionamento dell'impianto sono progettate e saranno realizzate secondo la buona pratica di ingegneria.

Il progetto è redatto conformemente al D.lgs. n. 163 del 12 aprile 2006 "Codice dei contratti pubblici relativi a lavori, servizi e forniture in attuazione delle direttive 2004/17/CE e 2004/18/CE", Allegato XXI.

Inoltre, nella convinzione che il corretto inserimento paesaggistico – ambientale sia, per l'opera proposta, di rilevante importanza, sono stati analizzati e valutati gli aspetti inerenti all'inquadramento urbanistico territoriale del progetto, prendendo come riferimento:

7. DATI DI PROGETTO

7.1. Dati di carattere generale

1	Scopo del lavoro	Realizzazione di una centrale fotovoltaica da 9720,00 kWp da collegare alla rete elettrica in MT (2 sezioni da 4860 kWp)
2	Vincoli da rispettare	Zona non soggetta a vincoli ambientali Connessione alla rete MT secondo norma CEI 0-16 II ed. ENEL DK 5310 II ed. DK5640 ed.1.1
3	Barriere architettoniche	Impianto da realizzare su terreno e privo di qualsiasi barriera architettonica
4	Ambienti soggetti a normativa specifica CEI	Nessuna parte dell'impianto è ubicata in zone soggette a normativa specifica CEI
5	Vita utile del progetto	Anni 30

7.2. Dati relativi al sito utilizzato

1	Destinazione d'uso	Terreno agricolo
2	Altitudine	ca. 100 m slm
3	Latitudine	39.308933 ° Dec.
4	Longitudine	8.728466 ° Dec.
5	Condizioni del terreno	Terreno ricoperto da manto vegetale erboso, substrato composto da prodotti detritico-calcarei; buon sistema di drenaggio naturale delle acque piovane che alimentano una spiccata circolazione idrica di tipo profondo.
6	Informazioni generali	Sito raggiungibile mediante strade rispondenti alle esigenze del cantiere. Disponibilità di spazio all'aperto per il magazzino dei materiali di cantiere

7.3. Dati di rilievo clinometrico

1	Strutture esistenti	Terreno privo di alberature
2	Fabbricati vicini	Nessuno
3	Ombreggiamento	Nessuno

7.4. Condizioni ambientali

	Temperatura Min max int. Min max est.	n.a. -5/+45 °C
2	Formazione di condensa	NO
3	Presenza di corpi estranei Presenza di polvere	NO SI (dal terreno)
4	Presenza di liquidi Tipo liquido Stillicidio Esposizione alla pioggia Esposizione agli spruzzi Getti d'acqua	SI Acqua SI SI SI NO

5	Ventilazione dei locali interni Naturale Artificiale Ventilazione	SI SI SI
---	--	----------------

7.5. Collegamento alla rete elettrica

In merito alla TICA si descrive di seguito l'iter e la cronologia delle scelte operate da ENEL Distribuzione in merito alla scelta di dividere l'impianto in 2 distinte sezioni.

In data **21/01/2019**, dopo la prima richiesta di connessione caricata sul portale ENEL, veniva emessa la TICA con codice di rintracciabilità **nr. T0736411 della potenza di 9,8 MW** complessivi.

Subito dopo l'emissione la Proponente è stata contattata da ENEL DTR Sardegna che proponeva una divisione dell'impianto in 2 sezioni in Media Tensione (POD) per non avere problemi in ingresso sullo stallo da 15 kV all'interno della Cabina Primaria individuata (**CP Siliqua – D1001384476**).

Dialogato coi tecnici di **ENEL DTR Sardegna, zona Sud – Ovest** (competente per il territorio specifico di Siliqua), la Proponente presentava 2 nuove richieste, dividendo l'impianto in **2 sezioni da 4,86 MW** inserendo un secondo POD.

In data **06/05/2019** ENEL inviava la prima TICA con codice di rintracciabilità uguale alla prima TICA richiesta da 9,8 MW (**T0736411 – primo POD**) mentre in data **18/06/2019** ENEL inviava la seconda TICA con codice rintracciabilità **208198851 (secondo POD)**.

In allegato alla presente relazione la documentazione ENEL con le 3 TICA emesse per l'impianto.

Qui sotto le 2 planimetrie, la prima emessa e quella attuale e su cui si è presentato il progetto di validazione ad ENEL Distribuzione.

Riepilogo situazione TICA in cronologia:

SITO	Cod. Rintracciabilità	TENSIONE [MT/AT]	GG Lav.	DATA EMISSIONE	Scad. Esatta [45gg lav.]	Data Accettazione
Siliqua 9,8 MW	T0736411	MT	210	21-gen-19	25-mar-19	Variata su richiesta ENEL
Siliqua 4,86 MW	T0736411	MT	210	6-mag-19	8-lug-19	5-lug-19
Siliqua 4,86 MW	208198851	MT	210	18-giu-19	20-ago-19	9-ago-19

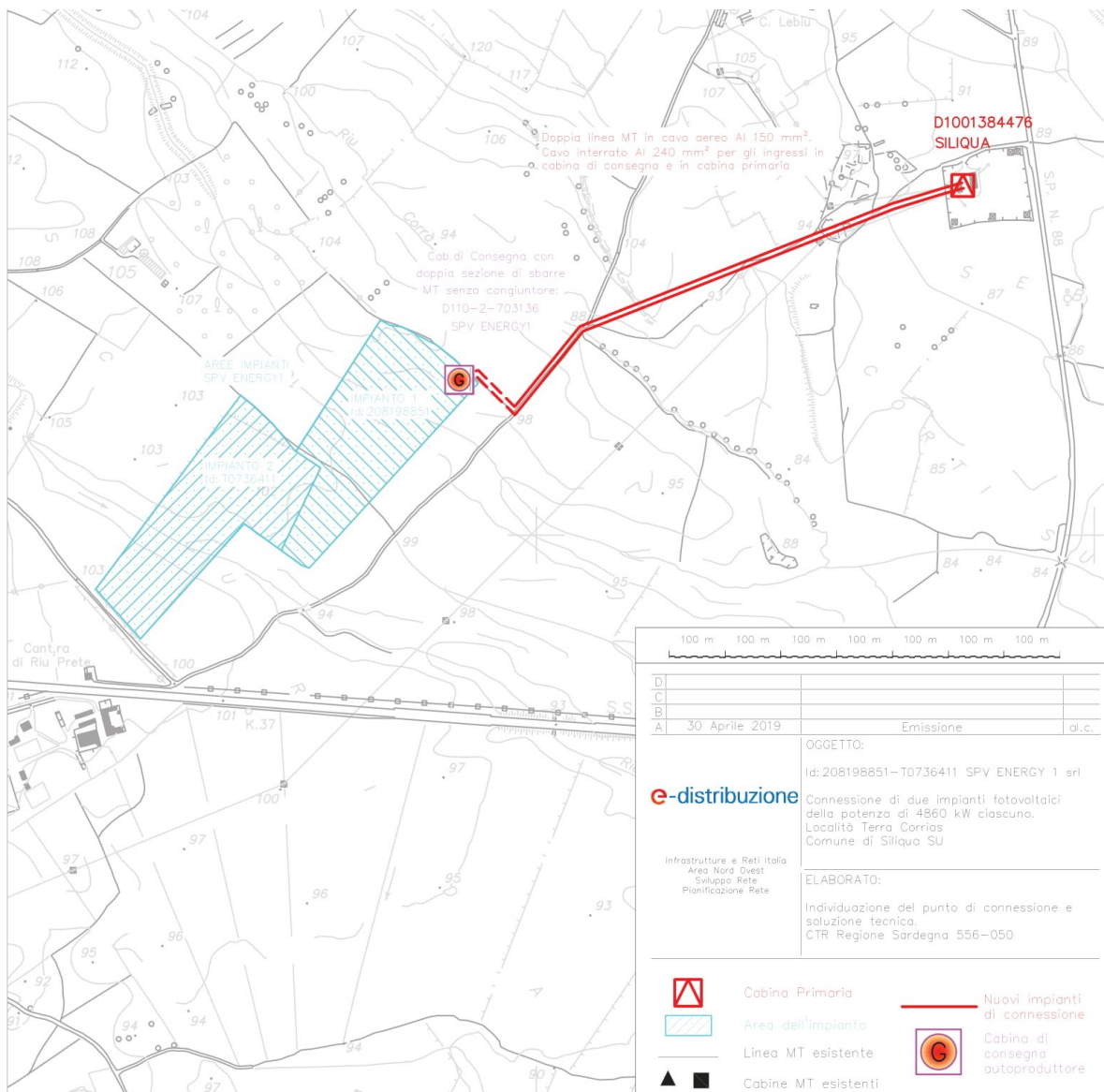


Figura: Planimetria allegata alla TICA emessa da complessivi 9,8 MW in data 21/01/2019 da ENEL.

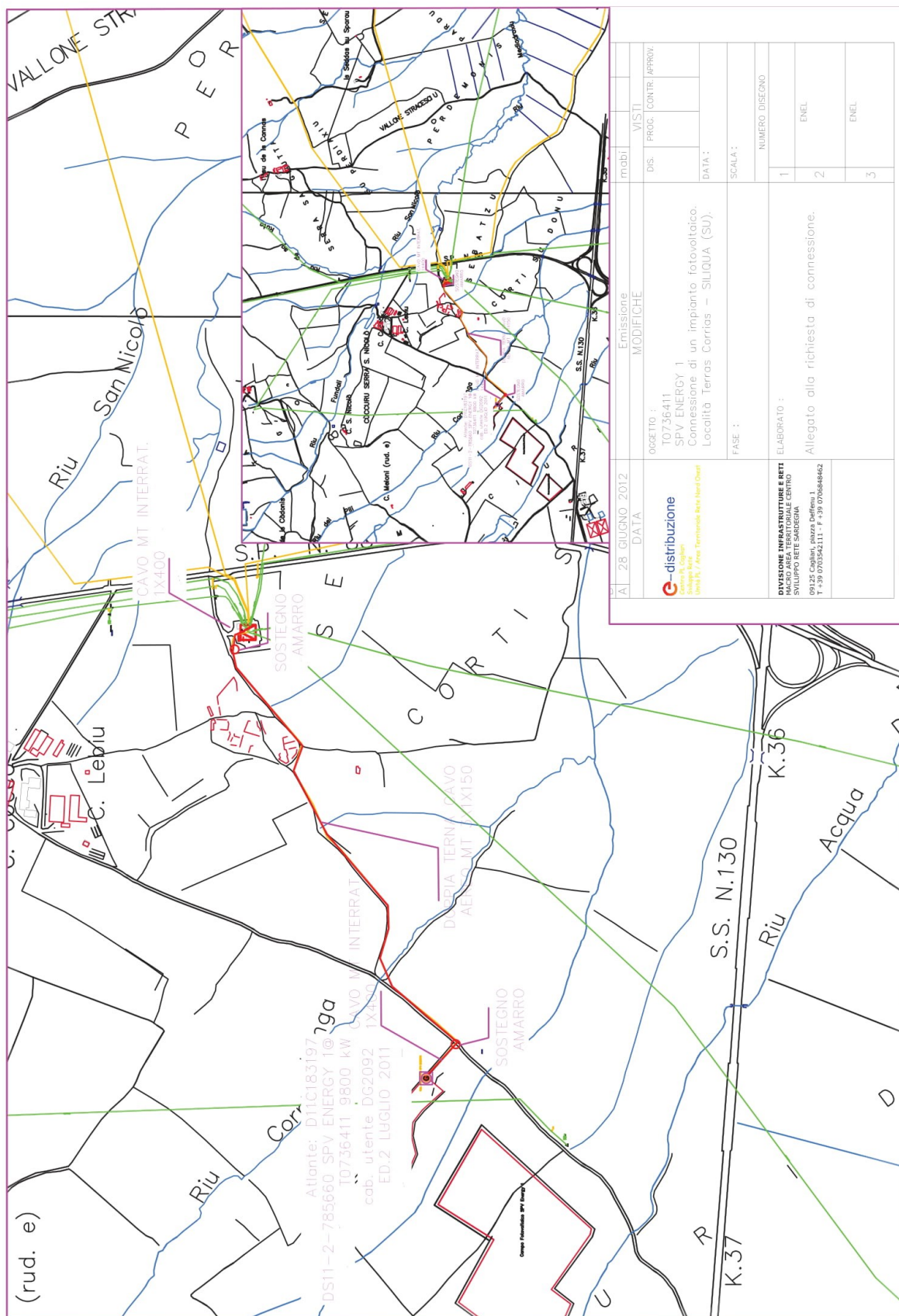


Figura: Planimetria allegata alla TICA emessa da 4,86 + 4,86 MW per un totale di 9,70 MW di impianto.

La prima TICA cod. **T0736411** è stata accettata in data **05/07/2019** mentre la seconda TICA cod. **208198851** è stata accettata in data **09/08/2019**. Per entrambe è stato versato il corrispettivo importo del 30% richiesto da ENEL per la prenotazione temporanea della capacità di rete sino al **11/06/2020**, relativamente alla potenza di immissione riportata nei preventivi stessi. Al presente progetto è allegata la comunicazione di ENEL relativa alla validazione del progetto Elettrico per la connessione alla RTN.

Il preventivo di Connessione (TICA) risulta ad oggi ancora valido in quanto, periodicamente si sono inviate ad ENEL Distribuzione, le informative periodiche, sotto forma di Autocertificazione con modulo standard, che l'Iter autorizzativo VIA era ed è, ancora in corso. Questo fa sì che la soluzione di ENEL rimanga in piedi con la prenotazione della capacità di rete pari alla potenza richiesta in immissione. Vedere aggiornamento della Relazione R01a – Fascicolo ENEL.

8. CRITERI ADOTTATI PER LE SCELTE PROGETTUALI

I criteri con cui è stata realizzata la progettazione definitiva dell'impianto fotovoltaico in progetto sono:

- Rispetto delle Leggi e delle normative di buona tecnica vigenti;
- Conseguimento delle massime economie di gestione e di manutenzione degli impianti progettati;
- Ottimizzazione del rapporto costi/benefici ed impiego di materiali componenti di elevata qualità,
- Efficienza, lunga durata e facilmente reperibili sul mercato;
- Riduzione delle perdite energetiche connesse al funzionamento dell'impianto, al fine di massimizzare la quantità di energia elettrica immessa in rete;

9. QUALITÀ DEI MATERIALI

L'impianto fotovoltaico oggetto della presente relazione è stato progettato con riferimento a materiali/componenti di fornitori primari, dotati di marchio di qualità, di marchiatura o di autocertificazione del Costruttore, attestanti la loro costruzione a regola d'arte secondo la normativa tecnica e la legislazione vigente.

10. SEQUENZA OPERAZIONI PER LA REALIZZAZIONE DELL'IMPIANTO

La sequenza delle operazioni sarà la seguente:

- Compattamento del terreno e preparazione del piano di posa delle strutture porta moduli e cabine;
- Realizzazione delle recinzioni e dei cancelli con successiva installazione dell'apparato di videosorveglianza;

- Realizzazione scavi a sezione ristretta per la posa dei cavidotti e posa dei pozzetti;
- Posa in opera delle strutture porta moduli e delle cabine prefabbricate;
- Posa in opera dei moduli FTV con cablaggio moduli e inverter;
- Installazione dei quadri di campo;
- Allestimento delle cabine con posa dei quadri ausiliari, dei quadri bt e dei componenti MT;
- Collaudi e connessione alla rete MT;

10.1. Attività di cantiere

Prima dell'inizio dell'installazione delle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici saranno verificate e valutate le piste necessarie al raggiungimento del sito con i mezzi di cantiere (betoniere, gru, pale meccaniche) oltre che ai mezzi utilizzati per il trasporto dei moduli, che ad una prima analisi risultano assolutamente adeguate allo scopo già così come si presentano attualmente.

Tutto il cantiere si svolgerà all'interno dei terreni in disponibilità del Proponente senza lo sfruttamento di spazi esterni.

Verranno effettuati scavi per la posa dei cavi elettrici, usando mezzi meccanici evitando scoscendimenti, franamenti e in modo tale che le acque scorrenti alla superficie del terreno non si riversino nei cavi.

Per la connessione alla RTN gli scavi per la posa dei cavi saranno realizzati in corrispondenza della strada comunale esistente per minimizzare l'impatto.

La posa interrata dei cavi avverrà ad una profondità di almeno 1-1,2 m ed una adeguata protezione meccanica sarà posta sui cavi stessi (tegolo) in conformità alla modalità di posa della Norma C.E.I 11-17.

Lo scavo sarà profondo un metro ed a larghezza variabile a seconda del numero dei cavi (da 0,2 a 0,4 m).

Successivamente all'infissione si provvederà al montaggio delle "tavole" e quindi dei moduli FV sopra di queste.

Per l'allacciamento elettrico alla rete MT, sarà realizzata una cabina di consegna MT, come riportato negli elaborati grafici di progetto e così come concordato con il Distributore proprietario del tratto di rete.

Tutta l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico sarà convogliata alla cabina di consegna MT tramite una doppia linea in cavo interrata a 15 kV.

La cabina elettrica di consegna CS sarà accessibile dalla strada pubblica Gibacutza. Metà di questa area sarà di competenza del Distributore mentre l'altra metà sarà di competenza dell'utente e quest'ultima sarà recintata e messa in sicurezza.

Tutti gli impianti in bassa e media tensione saranno realizzati secondo le prescrizioni della norma CEI 11-1, con particolare riferimento alla scelta dei componenti della disposizione circuitale, degli schemi elettrici, alla sicurezza di esercizio.

Più in generale, le modalità di connessione saranno conformi alle disposizioni tecniche emanate dall'autorità per l'energia elettrica e il gas, dal GRTN e in completo accordo con disposizioni e consuetudini tecniche del Distributore e con le regole tecniche di connessione.

Durante la realizzazione dell'opera vari tipi di automezzi avranno accesso al cantiere:

- Automezzi per il trasporto delle strutture di sostegno ed i moduli fotovoltaici;
- Betoniere per il trasporto del cemento (se previsto);
- Camion per il trasporto dei trasformatori elettrici e di altri componenti dell'impianto di distribuzione elettrica;
- Altri mezzi per il trasporto di attrezzature e maestranze. A regime si prevedono i seguenti arrivi in cantiere:
 - Arrivi per il trasporto delle strutture di sostegno e dei moduli fotovoltaici;
 - Arrivo di autobetoniere nei giorni in cui si realizzeranno le colate di cemento per fondazioni e strutture murarie (se previste);
 - Altri arrivi quotidiani di mezzi più piccoli.

L'accesso esterno, dalla viabilità Pubblica, alle aree di cantiere è identificato in prossimità dello svincolo della S.S. 130 in zona Pineta Musei.

Prima dell'inizio dell'installazione dei moduli fotovoltaici saranno tracciate le piste di accesso dalle strade contermini e quelle interne al sito necessarie al movimento dei mezzi di cantiere (betoniere, gru, pale meccaniche) oltre che dei mezzi utilizzati per il trasporto delle apparecchiature elettriche.

Tali piste permetteranno l'accesso alle aree di intervento e la movimentazione e distribuzione dei materiali di cantiere e delle componenti di impianto.

Avranno larghezza massima da 3 a 5 m e non saranno asfaltate.

Le strade di accesso al sito sono perfettamente idonee così come si presentano attualmente, per il transito dei mezzi pesanti e non saranno necessari adeguamenti

Nelle tavole di progetto è riportato il tracciato delle strade in questione che coincideranno con quelle definitive di viabilità interna.

Gli scavi, previsti solo per trincee di cavidotto interno e cabine di campo e cabine di consegna, saranno effettuati con l'utilizzo di pale meccaniche evitando scoscendimenti, franamenti e in modo tale che le acque scorrenti alla superficie del terreno non si riversino nei cavi.

Effettuato lo scavo si provvederà alla pulizia del fondo al fine di garantire l'appianamento della superficie. Gli scavi per la posa dei cavi saranno realizzati in corrispondenza delle strade realizzate precedentemente ed in corrispondenza della mezzzeria tra le file di stringhe.

La posa interrata dei cavi avverrà a una profondità di almeno 1-1,2 m e una adeguata protezione meccanica sarà posta sui cavi stessi (tegolo) in conformità alla modalità di posa della Norma C.E.I 11-17. Lo scavo sarà profondo poco più di un metro e avrà larghezza variabile da un minimo a seconda del numero delle terne dei cavi.

Prima della posa dei cavi verrà ricoperto il fondo dello scavo (letto di posa) con uno strato (3-4 cm di spessore) di sabbia avente proprietà dielettriche.

I cavi potranno essere posati:

- Direttamente nello scavo e quindi ricoperti da uno strato di sabbia dielettrica (circa 25 cm) sul quale verrà posizionato il tegolo di protezione,

- All'interno di tubazioni che saranno ricoperte solo da sabbia dielettrica per uno spessore di 25 cm. L'utilizzo della tubazione faciliterà lo sfilamento dei cavi.

Il montaggio dei moduli fotovoltaici consisterà essenzialmente nelle seguenti fasi:

- Trasporto e scarico dei materiali;
- Verifica delle caratteristiche del terreno;
- Infissione dei pali nel terreno per mezzo di macchina battipalo;
- Montaggio strutture di sostegno;
- Controllo planarità / inclinazioni di progetto
- Montaggio dei moduli FV e relativo cablaggio in serie (stringhe);
- Installazione e cablaggio dei quadri elettrici di parallelo;
- Posa di tubazioni e cavi nei cavidotti;
- Collegamenti di parallelo nei quadri elettrici di sottocampo, cablaggio delle attrezzature elettriche nelle cabine e dei cavi di collegamento alla rete elettrica;
- Messa in esercizio dell'impianto.

La durata complessiva delle operazioni di costruzione è stimata in circa **176 gg**, in relazione anche alle condizioni meteorologiche più o meno favorevoli che si incontreranno all'atto della dismissione: tale periodo potrà subire delle variazioni in eccesso.

ID	Nome attività	Durata	Novembre 2019	Dicembre 2019	Gennaio 2020	Febbraio 2020	Marzo 2020	Aprile 2020	Maggio 2020	Giugno 2020	Luglio 2020	A
1	Lavori a MISURA	176 g	18/11/25/11/02/12/09/12/16/12/23/12/30/12/06/01/13/01/20/01/27/01/03/02/10/02/17/02/24/02/02/03/09/03/16/03/23/03/30/03/06/04/13/04/20/04/27/04/04/05/11/05/18/05/25/05/01/06/08/06/15/06/22/06/29/06/06/07/13/07/20/07/27/07/									
2	ACCANTIERAMENTO	3 g										
3	SCAVO A SEZIONE RISTRETTA E OBBLIGATA in linea per la posa ... alto, anche misto a piet.	19 g										
4	RINTERRO DI CAVI A SEZIONE RISTRETTA E OBBLIGATA risultan ... provenienti dagli sc...	8 g										
5	Fornitura e posa in opera di rete metallica per recinzioni ... agistero necessari per dare l'op...	17 g										
6	Cancello in pannelli di lamiera zincata ondulata per rec ... o di cancello posto in opera, per mes...	1 g										
7	Fornitura di moduli fotovoltaici al silicio monocristallini ... ioni: 1667x998x35 mm Pote...	21 g										
8	Montaggio e installazione di moduli fotovoltaici con le seguenti dimensioni: 1667x998x35 mm	170 g										
9	Fornitura di struttura di sostegno per impianto fotovoltaico ... iva di elementi angolari di fissag...	68 g										
10	Fornitura e posa di inverter di stringa Huawei modello 155	114 g										
11	Fornitura di cavi solari idonei alla tensione 1500V DC, comprensivi di connettori e etichettatura	5 g										
12	Fornitura e posa in opera di cavi in alluminio idonei ad ... ione bimetallici idonei a realizzare...	10 g										
13	Fornitura e posa in opera di cavi in alluminio idonei ad ... ione bimetallici idonei a realizzare...	9 g										
14	Fornitura e posa di cabina di campo in box prefabbricato ... di interruttori per il parallelo de...	84 g										
15	Stazione di smistamento e connessione come da specifiche enel	39 g										
16	Fornitura e posa in opera di blocco di fondazione in calce ... sario per dare l'opera finita secondo...	2 g										
17	Fornitura e posa in opera di apparecchio illuminante a LED ... sario per dare l'opera fin...	10 g										
18	Fornitura e posa in opera di impianto di videosorveglianza ... rammarazione, collegame...	29 g										

COMMITTENTE: SPV ENERGY 1 S.r.l.

10.2. Rischio di incidenti rilevanti

Considerando il rischio di incidenti, per quanto riguarda, in particolare, le sostanze o le tecnologie utilizzate si può affermare che questi non sono assolutamente presenti per qualunque natura. Il maggior rischio si può derivare dalla presenza della cabina di ricevimento e trasformazione MT/bt che risulta comunque classificato come un impianto a basso rischio incidenti rilevanti.

All'interno della stessa si generano radiazioni elettromagnetiche derivate dalla conversione e trasformazione dell'energia comunemente presenti in qualunque cabina di trasformazione e comunque contenute nel rispetto della normativa vigente senza influire su organismi o salute umana.

Seppure l'impianto non ricada puntualmente in aree a rischio idrogeologico e non rientranti nel P.A.I. si escludono le possibilità di eventuali incidenti derivanti da eventi di piena.

L'impianto sarà diviso in tre sezioni:

- parte di generazione, realizzata con pannelli fotovoltaici e distribuzione in corrente continua in bassa tensione tramite conduttori ad alto isolamento.
- Parte di trasformazione, per passaggio da corrente continua a corrente alternata trifase in bassa tensione, 50Hz (tramite inverter).
- Parte di elevazione della tensione per raggiungere il valore di Media Tensione 15 KV, 50Hz richiesto dall'Ente Distributore (tramite trasformatore bt/MT) e distribuzione con conduttori isolati.

Per quanto sopra detto l'impianto funzionerà a frequenza di 50 Hz con tensioni limitate ad impianti di I categoria, dallo stadio di conversione sino a quello finale di elevazione alla Media Tensione richiesta per l'immissione in rete nei locali richiesti per l'allaccio dall'Ente Distributore.

La parte di impianto funzionante in Media Tensione è realizzato esclusivamente in locali chiusi e negli shelter e conformi alla normativa applicabile (norme CEI e richieste DK dell'Ente Distributore) e quindi si configura come una ordinaria cella di trasformazione BT/MT senza introdurre alcuna problematica ulteriore di emissione di onde elettromagnetiche. Si considera inoltre che i locali non sono presidiati con presenza umana limitata ai brevi tempi di controllo.

Tutte le apparecchiature impiegate saranno conformi alla normativa in vigore, es. in termini di protezione contro i contatti diretti, indiretti, sovratensioni e disturbi elettromagnetici.

Per i cavi MT dei collegamenti interni si considera una corrente di 300 A. Per i cavi del collegamento entra-esce alla cabina di consegna si considera una corrente di 500 A. Nei due casi i cavi sono posati con modalità interrata a una profondità di circa 1,20m dal piano di calpestio tale da garantire una intensità dei campi magnetici inferiore a 3 μ T in asse con i conduttori.

Durante la fase di funzionamento dell'impianto per regolarizzare la rigenerazione della vegetazione potranno essere introdotti nell'area capi di ovini per il pascolo e affidata al personale per la conduzione dell'impianto senza l'utilizzo di pesticidi o diserbanti.

11. GESTIONE DEI RIFIUTI IN FASE DI CANTIERE

La seguente procedura si riferisce espressamente alla fase di realizzazione dell’Impianto Fotovoltaico in questione definendo tutte le modalità di gestione dei rifiuti prodotti e della relativa documentazione di Legge.

Il Responsabile del Sistema di Gestione Ambientale, con l’aiuto del personale aziendale, individua le tipologie di rifiuto che si producono in azienda, attribuisce i codici C.E.R, predispone idonei punti di raccolta identificati con nome e codice e prepara, secondo necessità, apposite istruzioni operative per una corretta gestione dei rifiuti da parte del personale.

I rifiuti prodotti sono registrati sul registro di carico e scarico entro due settimane dalla data di produzione. Al raggiungimento di idonee quantità e comunque nel rispetto dei limiti per il deposito temporaneo, si conferiscono i rifiuti agli smaltitori autorizzati a mezzo di trasportatori esterni e/o trasporto diretto.

Ogni conferimento è registrato sul registro di carico e scarico ed è verificato nel ritorno della quarta copia del formulario. Periodicamente il Responsabile del sistema di Gestione Ambientale compila la Dichiarazione Ambientale (MUD) nelle modalità e nei tempi previsti dalla legge.

12. SISTEMA DI SUPERVISIONE E CONTROLLO

L’impianto fotovoltaico sarà completamente supervisionato da un sistema dedicato. La supervisione dell’impianto di produzione sarà implementata mediante centrale di comunicazione Data Logger.

Il sistema di supervisione monitorerà la produzione di energia elettrica, raccogliendo i dati provenienti da inverter e quadri di parallelo lato DC. Esso sarà in grado di:

- Riconoscere tempestivamente i guasti;
- Rilevare il rendimento energetico;
- Memorizzare i dati per l’analisi;
- Consentire la diagnosi e configurazione dell’impianto tramite PC remoto connesso via internet o gsm;
- Trasmettere automaticamente dei dati a intervalli selezionabili;
- Preparare dei dati e rappresentazione grafica in internet.

Nella fornitura dovrà essere compreso ogni onere e accessorio per dare il lavoro finito “chiavi in mano” e alla regola dell’arte.

13. IMPIANTO DI ILLUMINAZIONE

Non è previsto nessun impianto di illuminazione perimetrale se non 2 pali per cancello (in totale 4 pali) ma solo videosorveglianza perimetrale con camere termografiche a vista notturna.

14. IMPIANTO ALLARME e VIDEOSORVEGLIANZA

La sorveglianza e l'antintrusione dell'impianto fotovoltaico sarà realizzata mediante sistema totalmente integrato ed automatizzato. Il sistema centralizza ed integra la gestione del controllo accessi, degli impianti di antintrusione e del sistema di videocontrollo previsti a protezione del sito fotovoltaico.

Esso si compone di tre sottosistemi:

1. Impianto antisfondamento e antiscavalcamento realizzato tramite sistema a barriere microonde per esterno, rilevatori di presenza e contatti magnetici per varchi e accessi locali tecnologici;
2. Impianto di videosorveglianza realizzato tramite la posa di telecamere brandeggiabili tipo Dome e di telecamere fisse atto a rilevare l'intrusione tramite la funzione "Activity Detection" e a coadiuvare il sistema antiintrusione dal quale riceve le informazioni tramite relè di uscita;
3. Controllo dei passaggi carrai, dei cancelli pedonali.

Il sistema a barriere a microonde è costituito da moduli trasmettitori e moduli ricevitori sincronizzati fra loro ed insensibili ai raggi solari ed installati in modo tale da risultare operativi anche in caso di nebbia. Le porte basculanti o scorrevoli saranno protette con contatti magnetici. Tale sistema costituisce una soluzione per l'anti scavalcamento e per i tentativi di intrusione attraverso il taglio o lo sfondamento delle recinzioni.

Le telecamere, tipo Dome Day/Night con zoom ottico e digitale, permetteranno la ripresa in automatico di vaste aree come l'ingresso e il parco fotovoltaico. Tutte le telecamere, oltre ad essere comandate/visualizzate dall'operatore, saranno asservite ai sistemi di protezione perimetrale, in modo da inquadrare automaticamente le zone interessate da un tentativo di intrusione. Tutti i segnali saranno visualizzati/registrati da un sistema di videosorveglianza.

La protezione perimetrale sarà attuata mediante l'utilizzo di barriere a microonde; presso il varco di accesso al parco fotovoltaico è prevista una barriera a IR. L'impianto permetterà la creazione di due macroaree parzializzabili. L'impianto di TVCC sarà realizzato mediante l'utilizzo di telecamere B/N day & night con collegamento coassiale disposte con la tecnica "ad inseguimento". Le telecamere Dome con possibilità di impostazione di itinerario variabile, sarà posizionata in corrispondenza degli angoli del perimetro. Il vellicamento del perimetro dovrà scatenare la visualizzazione, sulla stazione di controllo, delle telecamere potenzialmente interessate dalla intrusione. La telecamera fissa sarà invece posizionata a ridosso del passo carraio in modo da controllare il flusso entrate/uscente dal sito. Il software di controllo sarà dotato di videoregistratore 24H di tipo digitale con uscita a matrice, Motion Detection, ricerca sulla base ora/zona/evento, etc.

Sarà integrato con il sistema controllo accessi e con gli automatismi ivi presenti (cancello automatico, porta ingresso edificio tecnologico, ecc.). Sarà possibile il collegamento tra il posto centrale e l'impianto di cui all'oggetto mediante linea ADSL e mediante l'utilizzo di modem seriale UMTS/GPRS. Un evento di allarme dovrà scatenare l'inoltro di e-mail, messaggi fonici, messaggi Contact ID ad una appropriata stazione di controllo. I dispositivi di controllo saranno contenuti entro armadio rack 19" dotato di porta a vetro,

ripiano scorrevole per tastiera, monitor di controllo/manutenzione/programmazione oltre alla tastiera di controllo delle telecamere Dome. L'impianto prevede le seguenti apparecchiature:

- Centrale a zone
- Contatti magnetici per la protezione dei varchi e delle porte di accesso ai locali tecnologici
- Rilevatore di presenza a doppia tecnologia per la protezione di tutto il campo fotovoltaico, dei varchi e dei locali tecnologici
- Sistema di controllo accessi badge
- Barriera attiva a microonde per la protezione di tutto il perimetro del campo fotovoltaico
- Sirena da esterno autoalimentata - Combinatore telefonico gsm - N. 4 Dome Day&night IP tipo AXIS 233D o similare, comprensiva di custodia per esterni accessoriata di riscaldatore, ventilazione e staffe per fissaggio su palo che dovrà essere compreso nella fornitura
- N. 3 telecamere fisse IP tipo AXIS 221 o similare
- Video registratore digitale
- Postazione PC locale da installarsi all'interno di un locale tecnologico
- Software di gestione e licenze
- Modem GSM per tele gestione o collegamento a linea internet
- Quadri di comando, quadri di contenimento apparecchiature, trasformatori, protezione, cavo specifico
- Realizzazione cablaggio per collegamento impianto videosorveglianza
- Realizzazione cablaggio elettrico per alimentazione impianto videosorveglianza, telecamere e impianto antintrusione
- Gruppo di continuità
- Custodie telecamere fisse e dome
- Pali per fissaggio apparecchiature e staffe di fissaggio
- Cavi specifici

Nella fornitura dovrà essere compreso ogni onere e accessorio per dare il lavoro finito "chiavi in mano" e alla regola dell'arte.

15. STIMA DELLE RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE

Nel processo di analisi per la definizione delle ricadute dell'impianto fotovoltaico sul contesto locale, si è tenuto conto di tutte le tematiche relative all'indotto creato, sia in fase di progettazione, che di realizzazione, che di esercizio dell'impianto stesso.

Gli effetti per quanto riguarda l'ambito socioeconomico sono positivi, pur se non molto significativi, in considerazione del fatto che saranno valorizzate maestranze e imprese locali per appalti nelle zone interessate dal progetto, tanto nella fase di costruzione quanto nelle operazioni di gestione e manutenzione.

Si possono considerare fondamentalmente due fasi principali per l'analisi delle ricadute sociooccupazionali la fase di costruzione e quella di esercizio.

Nella prima fase saranno coinvolte nelle opere di realizzazione dell'impianto tutte le figure professionali specializzate necessarie; considerando che le imprese partecipanti alla realizzazione dell'impianto adotteranno il reclutamento della manodopera locale necessaria.

Tali scelte ribadiscono fortemente il ruolo che il Proponente assegna alla formazione e all'aggiornamento tecnologico delle proprie risorse in questa realtà, con l'obiettivo di verificare l'accessibilità a queste opportunità lavorative delle persone reperibili in loco.

Le lavorazioni che si prevedono per la realizzazione dell'impianto sono le seguenti legate alle rispettive figure professionali:

- Rilevazioni topografiche;
- Movimentazione di terra;
- Montaggio di strutture metalliche in acciaio e lega leggera;
- Posa in opera di pannelli fotovoltaici;
- Realizzazione di cavidotti e pozzetti;
- Connessioni elettriche;
- Realizzazione di cabine elettriche;
- Sistemazione delle aree a verde.

Pertanto, le professionalità richieste saranno principalmente:

- Operai edili (muratori, carpentieri, addetti a macchine movimento terra);
- Topografi;
- Eletttricisti generici e specializzati;
- Coordinatori e Project Manager;
- Progettisti;
- Personale di sorveglianza e controllo;
- Operai agricoli;

Riguardo alla fase di esercizio dell'impianto, altro fattore da non sottovalutare, quando si effettuano le stime dell'impatto economico e occupazionale, è la nascita e crescita di un piccolo indotto attorno all'impianto fotovoltaico: la manutenzione delle apparecchiature e l'esigenza di conservazione in ottimo stato delle superfici captanti, infatti, rendono necessario prevedere delle figure professionali presenti nell'area, in grado di saper gestire al meglio le problematiche e poter risolvere le emergenze con interventi mirati o attivando una squadra specialistica.

Nell'analisi finora fatta si sono considerate le ricadute di tipo occupazionale e socio- economico "dirette", ovvero inerenti a tutte le attività di produzione, trasporto, distribuzione e consumo di energia; è tuttavia necessario fare accenno anche a tutte quelle che, invece, derivano da impatti "indiretti": tra queste si possono citare la riduzione del prezzo dell'energia (a livello macroscopico), l'incremento della competitività del sistema e, non ultima, l'attrazione di nuove attività produttive nell'area. Quale ricaduta sociale primaria non

Si può ignorare il forte valore etico della scelta di un'energia che deriva da una fonte rinnovabile e quindi totalmente ecologica.

L'impianto, infatti, contribuirà autonomamente al processo di sensibilizzazione dell'opinione pubblica sul fotovoltaico.

Un intervento così articolato ha inoltre delle ricadute sociali, poiché crea sicuramente una opportunità di crescita per il territorio, non solo del Comune, ma anche dell'intera Provincia.

Infatti, oltre ad essere un significativo supporto didattico per le giovani generazioni (si pensa a programmi di divulgazione rivolto alle scuole di ogni ordine e grado) può essere una occasione di crescita culturale nelle materie connesse alle fonti energetiche rinnovabili per l'intera comunità.

Nel corso dell'esercizio ordinario delle opere il personale impiegato si stima sarà di circa tre unità fisse e circa 2 unità temporanee che si dovranno occupare delle manutenzioni periodiche degli impianti in fase di esercizio. Pertanto, si prevede un impatto positivo sull'economia dell'area con effetti positivi sulla struttura sociale e relazionale e sul contesto socioeconomico sia in termini di stabilizzazione che di incremento di reddito.

16. MANUTENZIONE ORDINARIA E STRAORDINARIA

- a) Durante la costruzione dell'impianto e nelle successive fasi di manutenzione si garantirà la costante pulizia dell'area avendo cura di smaltire i materiali di risulta o altri rifiuti; si privilegeranno gli interventi che comportino opere da eseguire prevalentemente a secco e/o con elementi prefabbricati. Eventuali materiali di risulta, relativamente alla vegetazione erbacea e/o arbustiva, saranno falciati o triturati lasciandoli sul posto per incrementare la frazione organica del suolo, avendo cura di evitare rischi di incendio attribuibili alla vegetazione stessa;
- b) durante la costruzione dell'impianto e la sua successiva manutenzione e gestione si garantirà la minimizzazione degli impatti sull'habitat;
- c) l'area interessata dall'impianto sarà mantenuta in buono stato e i soggetti responsabili della gestione saranno tenuti a garantire, per tutta la durata dell'impianto fino alla sua definitiva dismissione, la realizzazione delle opere necessarie per l'attecchimento ed il mantenimento della vegetazione, tanto per quanto riguarda la manutenzione ordinaria (pulizia, potatura, sfalcio e, se necessario, irrigazione) che per quanto riguarda la manutenzione straordinaria (piantagione e/o sostituzione di piante, ecc.);
- d) la pulizia dei moduli fotovoltaici sarà eseguita unicamente con acqua, normale o demineralizzata, senza impiego di detersivi, detergenti o solventi, fatti salvi interventi straordinari per i quali deve essere prevista idonea raccolta e smaltimento dei reflui prodotti. Al fine di non gravare sull'acquedotto comunale, laddove possibile, sarà privilegiato il reperimento dell'acqua da fonti diverse dall'acquedotto comunale (pozzi, vasche raccolta acqua meteorica, ecc.).

17. CENNI AMBIENTALI

Dal punto di vista ambientale, una riassuntiva descrizione dell'intervento proposto può essere quella di definirlo quale trasformazione diretta, reversibile, a medio termine, priva di modificazioni permanenti dell'assetto fondiario, agricolo e colturale, con un buon grado di compatibilità paesaggistica e soprattutto con i rilevanti pregi di non consumare risorse non rinnovabili, e allo stesso tempo di generare energia pulita, senza alcuna emissione in atmosfera e in quantità importanti. In termini tecnici ambientali è possibile riferirsi propriamente a una moderata "Intrusione", escludendo per l'intervento l'attributo di "Deconnotazione" in quanto nessun elemento costitutivo verrà alterato.

Infatti, per produrre un chilowattora elettrico vengono bruciati mediamente l'equivalente di 2,56 kWh sotto forma di combustibili fossili e di conseguenza emessi nell'aria circa 0,53 kg di anidride carbonica. Si può dire quindi che **ogni kWh prodotto dal sistema fotovoltaico evita l'emissione di 0,53 kg di anidride carbonica**. Per quantificare il beneficio che tale sostituzione ha sull'ambiente è opportuno riferirsi ad un esempio pratico. Si considerino degli impianti fotovoltaici installati sui tetti di abitazioni a Milano, Roma e Trapani con una **potenza di picco di 1 kWp**. L'emissione di anidride carbonica evitata in un anno si calcola moltiplicando il valore dell'energia elettrica prodotta dai sistemi per il fattore di emissione del mix elettrico.

	IMPIANTO	FATTORI DI CONVERSIONE		EMISSIONI EVITATE	
POTENZA TOTALE	9707,52 kW	CO2 [kg/kWh]	0,53	CO2 [t/y]	7401,45
PRODUCIBILITA` ANNUA EFFETTIVA AL	15.000 MWh	SO2 [kg/kWh]	0,0014	SO2 [t/y]	19,55
		NO2 [kg/kWh]	0,0019	NO2 [t/y]	26,53
		1 barile [t]	0,137	BARILI/y	1913,21
		1kWh [tep]	0,00024	TEP/y	3,35

Di seguito si procederà ad un'analisi delle variazioni sull'ambiente esistente che l'intervento comporterà, evidenziando gli aspetti positivi e le eventuali criticità apportate. L'analisi si articola secondo le canoniche e principali componenti che contribuiscono alla caratterizzazione di un ambiente.

Atmosfera. Sicuramente la realizzazione dell'impianto non introdurrà alcun effetto negativo di inquinamento atmosferico, né diretto né indiretto. Viceversa, può senza dubbio essere esaltata in positivo la sua funzionalità ecologica per il comprensorio, dal momento che apporterà un significativo contributo a ridurre le emissioni di CO2 (circa 1500 tonnellate ogni anno), nonché di altre sostanze inquinanti quali ossidi di azoto, ossidi di zolfo e polveri, e ad evitare il consumo annuo di una elevata quantità di tonnellate di petrolio equivalente (Tep), a fronte della cospicua produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile che sarà in grado di garantire.

Acque. L'intervento non modificherà la funzionalità idraulica dell'area di intervento, né altererà in alcun modo il suo equilibrio idrogeologico, dal momento che non sarà effettuata alcuna modifica al sottosuolo che possa contaminare le eventuali falde sotterranee o deviarne il flusso. Inoltre l'impianto non costituirà alcun ostacolo al decorso naturale delle precipitazioni meteoriche.

Suolo. L'opera proposta non implica alcuna trasformazione permanente del suolo destinato ad ospitare l'installazione, dal momento che non è prevista la realizzazione di alcuna nuova "opera edile" né si prevede di far uso di "impianti tecnologici" stabili e statici. Le strutture di supporto dei moduli FV saranno ancorate a terra tramite infilaggio a vite dei pali delle strutture (di dimensioni contenute) di facile installazione ed eventualmente rimovibili con altrettanta facilità senza lasciare traccia di alterazioni della conformazione e costituzione del suolo di appoggio.

Sottosuolo. L'impatto sul sottosuolo risulterà estremamente contenuto e limitato in superficie, essendo caratterizzato esclusivamente dall'opera di interrimento di qualche cavidotto elettrico di modesta sezione necessario al trasporto dell'energia dai pannelli FV fino alla più vicina cabina elettrica di trasformazione.

Energia. La produzione di importanti quantitativi di energia tramite esclusivo utilizzo della fonte rinnovabile "solare" è l'essenza del progetto stesso. I circa 2725000 kilowatt-ora producibili ogni anno copriranno i consumi di circa 4000 famiglie, quindi di oltre 10000 persone. Le ovvie ricadute positive da un punto di vista energetico per tutto il comprensorio sono talmente evidenti da non richiedere ulteriore descrizione. Tutto questo può essere realizzato, infine, come segnalato in precedenza, senza necessità di modificare la destinazione d'uso del terreno agricolo candidato ad ospitare l'installazione.

Vegetazione, flora, fauna. La pianura interessata dall'intervento non presenta allo stato attuale alcuna alberatura, né residuo di vegetazione ad alto fusto. Non si corre alcun rischio quindi di impoverire l'attuale patrimonio vegetativo dal momento che perfino l'arredo vegetale minuto risulterà preservato. L'intera area costituente l'impianto conserverà infatti le attuali caratteristiche di terreno seminativo nel solco della conservazione e continuità dell'attività agricola. Nessuna variazione apprezzabile verrà introdotta sul fronte della biodiversità e del benessere della fauna selvatica, non risultando in alcun modo aumentati né il pericolo né gli ostacoli.

Rumore e vibrazioni. Il processo di trasformazione dell'energia da parte dei convertitori elettrici implicherà solo un leggerissimo "brusio" non più percettibile già a 2 metri di distanza dal manufatto. E' da escludere definitivamente che l'opera ingeneri, nella sua funzionalità, delle forme di vibrazioni di intensità rilevabile già a brevissime distanze (vedi valutazione impatto acustico).

Salute pubblica. Dal punto di vista della salute pubblica, le ricadute su tutto il comprensorio saranno positive o neutre, per tutta la serie di fattori già messa in evidenza nei precedenti paragrafi e qui riassunta nel seguente elenco:

- riduzione delle emissioni di CO₂ (circa 1500 tonnellate ogni anno);
- riduzione delle emissioni di altre sostanze inquinanti prodotte dalla generazione elettrica tradizionale, quali ossidi di azoto, ossidi di zolfo, polveri;
- risparmio annuo di circa 510 tonnellate di petrolio equivalente;
- conservazione dello stato attuale del suolo e sottosuolo;
- assenza di qualsiasi forma di inquinamento idrico (impatto zero sulle falde acquifere e sul deflusso delle acque meteoriche);
- assenza di qualsiasi forma di inquinamento acustico (impianto silente);
- assenza di qualsiasi forma di inquinamento elettrico ed elettromagnetico (cavidotti interrati);

Paesaggio. Nessun vincolo paesaggistico se non sulla parte marginale dei terreni a Nord Est (vedi CDU) ma non interessate dall'impianto. Anche la porzione degli alvei su cui ricade un vincolo PAI non è interessato dall'installazione dell'impianto.

L'area sede d'intervento risulta defilata dalla vista sia rispetto alla S.S. 130. Dal momento che l'installazione da realizzare non andrà a modificare la "skyline" della pianura, l'impatto visivo dell'opera sul paesaggio si limiterà esclusivamente al bacino di area di impianto.

Non ci sono abitazioni presenti e gli abitanti dei pochi insediamenti presenti, non saranno interessati dalle variazioni dell'assetto percettivo scenico e panoramico, ciascun insediamento con differente e specifico grado in ragione del diverso orientamento. Ma l'impianto, debitamente circondato da essenze arboree ad eucaliptus, non sarà visibile perché schermato dalla fascia di verde esistente.

Viabilità. L'installazione non risulta visibile dalle strade di comunicazione pubbliche presenti in zona (SS 130). Una coltre di alberature ad Eucaliptus schermo completamente l'impianto dalla vista. Ad ogni modo la percezione dell'eventuale fruitore dalla strada sarebbe comunque minima vista la velocità con cui i mezzi percorrono il tratto di Strada Statale in corrispondenza dell'impianto. Non è prevista l'apertura di viabilità di impianto in quanto la morfologia dei terreni e le caratteristiche pedologiche consentono la rullatura del terreno (misto roccia) per il passaggio agevole dei mezzi di cantiere e dei mezzi per la manutenzione ordinaria dell'impianto.

Rifiuti. L'opera proposta non produrrà rifiuti per tutta la durata del suo funzionamento.

Di seguito, la procedura si riferisce espressamente alla GESTIONE DEI RIFIUTI IN FASE DI CANTIERE per la realizzazione dell'Impianto Fotovoltaico in questione definendo tutte le modalità di gestione dei rifiuti prodotti e della relativa documentazione di Legge.

Il Responsabile del Sistema di Gestione Ambientale, con l'aiuto del personale aziendale, individua le tipologie di rifiuto che si producono in azienda, attribuisce i codici C.E.R., predispone idonei punti di raccolta identificati con nome e codice e prepara, secondo necessità, apposite istruzioni operative per una corretta gestione dei rifiuti da parte del personale.

I rifiuti prodotti sono registrati sul registro di carico e scarico entro due settimane dalla data di produzione. Al raggiungimento di idonee quantità e comunque nel rispetto dei limiti per il deposito temporaneo, si conferiscono i rifiuti agli smaltitori autorizzati a mezzo di trasportatori esterni e/o trasporto diretto.

Ogni conferimento è registrato sul registro di carico e scarico ed è verificato nel ritorno della quarta copia del formulario. Periodicamente il Responsabile del sistema di Gestione Ambientale compila la Dichiarazione Ambientale (MUD) nelle modalità e nei tempi previsti dalla legge.

Il materiale inerte che sarà conferito in cantiere per la realizzazione del sottofondo della viabilità sarà temporaneamente stoccato in cumuli che si provvederà a bagnare periodicamente o coprire con teli (nei periodi di inattività e durante le giornate con vento intenso). La bagnatura avverrà mediante l'utilizzo di nebulizzatori che consentiranno anche un ridotto consumo della risorsa idrica. Si precisa inoltre che il materiale che sarà utilizzato (stabilizzato 0-40mm o 0-70mm) avrà una modesta percentuale di materiale fine e quindi l'entità della dispersione di materiale fine sarà ridotta.

Potrà inoltre essere previsto l'innalzamento di barriere protettive, di altezza idonea, intorno ai cumuli al fine di evitare dispersione del materiale polverulento.



Figura: Bagnatura dei cumuli mediante nebulizzazione e copertura dei cumuli con teloni

Compatibilità elettromagnetica. In Italia sono state proposte ed approvate una serie di leggi regionali per la prevenzione dei danni derivanti dai campi elettromagnetici generati da elettrodotti notevolmente restrittive ed è stata approvata la "Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici" (22 febbraio 2001, n. 36) pubblicata nella Gazzetta Ufficiale n. 55 del 7 marzo 2001. Altro decreto legato alla esposizione a campi elettromagnetici è il DECRETO PRESIDENTE CONSIGLIO MINISTRI 23 aprile 1992 – “Limiti massimi di esposizione ai campi elettrico e magnetico

generati alla frequenza industriale nominale (50 Hz) negli ambienti abitativi e nell'ambiente esterno" (G.U. 6 maggio 1992, n. 104). Il presente decreto fissa i limiti massimi di esposizione, relativamente all'ambiente esterno ed abitativo, ai campi elettrico magnetici generati alla frequenza industriale nominale (50 Hz). Le emissioni elettromagnetiche prodotte dall'impianto sono prodotte dagli elementi in tensione, quali gruppi di conversione e trasformazione e linee elettriche.

I convertitori sono situati nello shelter che gode di una fascia di rispetto necessaria anche per l'aerazione della stessa pari a 6.00 metri, eliminando quindi qualsiasi possibilità di radiazione elettromagnetica all'esterno.

Allo stesso scopo, i cavi elettrici di collegamento sono previsti interrati ad una profondità minima di 1,20 m, in modo da assicurare un'irradiazione pressoché nulla all'esterno.

I limiti massimi di esposizione ai campi elettrici e magnetici generati alla frequenza di 50 Hz, per gli ambienti abitativi e per l'ambiente esterno, sono fissati dal D.P.C.M. del 23 aprile 1992 (G.U. 6 MAGGIO 1992, N° 104). Per i campi elettrici e magnetici tali limiti, definiti all'art. 4, sono:

- 5 kV/m (Volt/metro) e 100 μ T (1 μ T = 10^{-6} Tesla) rispettivamente per l'intensità del campo elettrico e d'induzione magnetica, in aree o ambienti in cui si possa ragionevolmente attendere che individui della popolazione trascorrono una parte significativa della giornata;

- 10.000 V/m (Volt/metro) e 1.000 μ T (1 μ T = 10^{-6} Tesla) rispettivamente per l'intensità del campo elettrico e d'induzione magnetica, nel caso in cui l'esposizione sia ragionevolmente limitata a poche ore al giorno.

Dallo studio delle distanze di prima Approssimazione si può comunque affermare che gli effetti elettromagnetici dovuti alla presenza del funzionamento dell'impianto sono limitati a zone ristrette delimitate da fasce di rispetto ben precise all'interno delle quali la presenza continuata di persone per un tempo necessario all'esposizione affinché si abbiano su queste fenomeni di attenzione e praticamente esclusa in quanto tali zone ricadono all'interno dell'impianto e non accessibile a persone non autorizzate mentre il personale in servizio sarà adeguatamente istruito e informato sulla presenza di tali rischi in modo tale da evitare qualunque tipo di esposizione.

18. CRITERI E PROGETTO DI MITIGAZIONE

18.1. Localizzazione e tipologia di impianto

Tra le principali misure di mitigazione progettuali previste vi è la **scelta della localizzazione dell'impianto** la quale ha prima di tutto tenuto conto, come detto, dell'*idoneità* delle aree così come descritta sia dalla norma Regionale che quella Nazionale.

La localizzazione è stata individuata in funzione della forma dell'impianto, delle caratteristiche paesaggistiche proprie del territorio interessato e dei relativi elementi costitutivi.

Inoltre, in fase di progettazione Agrovoltaica è stata scelta la **tipologia distributiva dei moduli fotovoltaici** più idonea in relazione alle diverse caratteristiche morfologiche e di uso del suolo presenti nel territorio interessato, con particolare riferimento alla trama del paesaggio agrario.

Infine, l'impianto è stato localizzato in aree non interessate da coltivazioni storicizzate con capacità d'uso suolo pari a IV (vedi relazione agronomica).

Più nel dettaglio, nella localizzazione dell'impianto si è tenuto conto:

- a) delle condizioni di visibilità nel paesaggio, con particolare riferimento alle possibili interferenze visive da e verso percorsi di fruizione panoramici, punti e luoghi di belvedere (centri e nuclei storici, luoghi simbolici, siti archeologici di valenza paesaggistica, piazze e strade). Le condizioni di visibilità dell'impianto a livello paesaggistico sono appositamente documentate nello studio di intervisibilità all'interno della Relazione paesaggistica. In generale, **si osserva una ridotta, se non assente, percepibilità dell'impianto** per la presenza di alberature fitte ad Eucaliptus lungo quasi tutto il perimetro e nelle sezioni più frequentate (SS 130), sia perché la morfologia planiziale non evidenzia la presenza di punti di vista privilegiati dai quali sia possibile percepire l'area, anche a notevole distanza;
- b) nella valutazione delle **alternative localizzative si è attentamente valutata la compatibilità paesaggistica** delle localizzazioni tenendo conto che in aree collinari si ha una rilevante visibilità, di crinale e di versante, mentre in aree planiziali l'intervisibilità è molto più contenuta, e non sono presenti aree Brownfield atte ad ospitare il progetto (già commentato nei paragrafi precedenti);
- c) dal punto di vista ecologico **si è scelta infine un'area che non presentasse infrastrutturazione ecologica** (elementi lineari d'interesse come siepi o filari campestri) o emergenze naturalistiche (vegetazioni riparie, alberature d'alto fusto tipo conifere o sugherete, ecc.).

In termini di scelta della tipologia di impianto, come descritto, la scelta di **non impiegare la tecnologia dell'inseguitore solare monoassiale ma di montare gli stessi pannelli su supporto fisso** costituisce una doppia misura di mitigazione in quanto:

- consente di **limitare l'impiego di superficie** e, pertanto, richiede aree più piccole rispetto al mono assiale, a parità di potenza;
- **limita la percepibilità dell'impianto** in quanto nell'inseguimento del sole il sistema mono assiale riflette la luce anche nelle ore in cui il sole è più basso con maggiore impatto in termini di percepibilità della presenza dell'impianto stesso (in mancanza di schermature perimetrali). Ad esempio, nelle ore del tramonto il sistema mono assiale prevede che i pannelli ruotino in direzione della luce generando un angolo di riflessione piuttosto basso che quindi interessa un maggior numero di punti visivi nell'intorno territoriale.