

## Relazione tecnica descrittiva

Progetto definitivo

Impianto agrivoltaico "F-SASSA"

Comune di Sassari (SS)

Località Predda Bianca



N. REV.	DESCRIZIONE	ELABORATO	CONTROLLATO	APPROVATO	IT/FTV/F-SASSA/PDF/C/RT/001-a
a	Emissione	IAT	Asja Sassari S.r.l.	GF – IAT S.r.l.	19/02/2024 Corso Vittorio Emanuele II, 6 10123 Torino - Italia asja.sassari@pec.it

**PROGETTAZIONE:**

I.A.T. Consulenza e Progetti S.r.l.

Ing. Giuseppe Frongia (Direttore Tecnico)

**GRUPPO DI PROGETTAZIONE:**

Ing. Giuseppe Frongia (Coordinatore e responsabile)

Ing. Marianna Barbarino

Ing. Enrica Batzella

Dott. Pian. Andrea Cappai

Ing. Paolo Desogus

Pian. Terr. Veronica Fais

Dott. Fabio Mancosu

Ing. Gianluca Melis

Dott. Fabrizio Murru

Ing. Andrea Onnis

Pian. Terr. Eleonora Re

Ing. Elisa Roych

Ing. Marco Utzeri

**COLLABORAZIONI SPECIALISTICHE:**

Aspetti geologici e geotecnici: Dott.ssa Geol. Maria Francesca Lobina

Aspetti faunistici: Dott. Nat. Alessio Musu

Caratterizzazione agro-pedologica: Dott. Agronomo Federico Corona

Acustica: Ing. Antonio Dedoni

Aspetti floristico-vegetazionali: Dott. Nat. Fabio Schirru

Aspetti archeologici: Dott.ssa Anna Luisa Sanna

## INDICE

<b>1</b>	<b>PREMESSA GENERALE .....</b>	<b>6</b>
<b>2</b>	<b>DATI DEL PROPONENTE E CAPACITA' ECONOMICO/GESTIONALI E IMPRENDITORIALI .....</b>	<b>8</b>
<b>3</b>	<b>DEFINIZIONI .....</b>	<b>9</b>
<b>4</b>	<b>LO SCENARIO DI RIFERIMENTO .....</b>	<b>11</b>
4.1	La strategia energetica europea e nazionale .....	11
4.2	Governance del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) .....	13
4.3	<b>Stato dell'arte della tecnologia solare fotovoltaica per gli impianti "utility scale" .....</b>	<b>17</b>
4.3.1	<i>Premessa .....</i>	17
4.3.2	<i>Aspetti generali .....</i>	18
4.3.3	<i>I moduli FV .....</i>	20
4.3.4	<i>Modalità di posa dei moduli.....</i>	25
4.3.5	<i>Gli inverter .....</i>	26
4.3.6	<i>I criteri di dimensionamento: potenza DC e AC.....</i>	26
4.4	La definizione normativa di "agro-voltaico" .....	28
4.5	Impatto e sostenibilità ambientale dei sistemi fotovoltaici.....	29
<b>5</b>	<b>INQUADRAMENTO TERRITORIALE ED URBANISTICO .....</b>	<b>30</b>
5.1	Ubicazione dell'area di intervento .....	30
5.2	Inquadramento urbanistico e norme di tutela del territorio.....	38
5.2.1	<i>Inquadramento urbanistico – Piano Urbanistico Comunale (P.U.C.) di Sassari .....</i>	38
5.2.2	<i>Analisi dei vincoli di carattere paesaggistico-ambientale.....</i>	39
5.3	Inquadramento geologico generale.....	43
<b>6</b>	<b>CONFIGURAZIONE GENERALE DELL'IMPIANTO FV .....</b>	<b>50</b>
6.1	Criteri di scelta del sito .....	50
6.2	Criteri di inserimento territoriale e ambientale.....	51
6.3	Lay-out del sistema agrivoltaico .....	53
6.4	Schema a blocchi impianto fotovoltaico.....	54
6.5	Integrazione dell'impianto nel sistema agricolo secondo la logica dell'agrivoltaico .....	56
6.6	<b>Potenzialità energetica del Sito ed analisi di producibilità dell'impianto FV .....</b>	<b>60</b>
6.6.1	<i>Premessa .....</i>	60
6.6.2	<i>Risultati di calcolo .....</i>	61

<b>6.7</b>	<b>Principali ricadute ambientali positive.....</b>	<b>64</b>
6.7.1	<i>Premessa .....</i>	64
6.7.2	<i>Contributo alla riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>.....</i>	64
6.7.3	<i>Emissioni evitate di inquinanti atmosferici.....</i>	66
6.7.4	<i>Risparmio di risorse energetiche non rinnovabili.....</i>	67
<b>7</b>	<b>DESCRIZIONE TECNICA DEI COMPONENTI DELL'IMPIANTO .....</b>	<b>68</b>
<b>7.1</b>	<b>Componenti principali e criteri generali di progettazione strutturale ed elettromeccanica .....</b>	<b>68</b>
<b>7.2</b>	<b>Moduli fotovoltaici.....</b>	<b>69</b>
<b>7.3</b>	<b>Inseguitori monoassiali.....</b>	<b>71</b>
7.3.1	<i>Caratteristiche principali.....</i>	71
7.3.2	<i>Durata e trattamento protettivo dei componenti in acciaio.....</i>	73
7.3.3	<i>I pali di sostegno.....</i>	73
<b>7.4</b>	<b>Quadri Elettrici.....</b>	<b>74</b>
7.4.1	<i>Quadri a 36 kV.....</i>	74
7.4.2	<i>Quadri BT.....</i>	75
<b>7.5</b>	<b>Cabine di trasformazione .....</b>	<b>76</b>
<b>7.6</b>	<b>Cabina di raccolta.....</b>	<b>76</b>
<b>7.7</b>	<b>Cavi di distribuzione dell'energia in Bassa Tensione (BT) in c.c. ....</b>	<b>77</b>
7.7.1	<i>Cavi lato c.c. bassa tensione .....</i>	77
<b>7.8</b>	<b>Cavi di distribuzione dell'energia a 36 kV .....</b>	<b>77</b>
7.8.1.1	<i>Trivellazione orizzontale controllata.....</i>	80
<b>7.9</b>	<b>Misura dell'energia .....</b>	<b>82</b>
7.9.1	<i>Aspetti generali.....</i>	82
<b>7.10</b>	<b>Software per visualizzazione, monitoraggio, telesorveglianza .....</b>	<b>83</b>
<b>7.11</b>	<b>Impianto di videosorveglianza.....</b>	<b>84</b>
<b>7.12</b>	<b>Stazione meteorologica.....</b>	<b>84</b>
<b>7.13</b>	<b>Cabina elettrica utente .....</b>	<b>85</b>
<b>8</b>	<b>RISPONDEZZA AI REQUISITI DI UN IMPIANTO "AGRIVOLTAICO" .....</b>	<b>86</b>
<b>8.1</b>	<b>Le Linee Guida ministeriali in materia di impianti agrivoltaici .....</b>	<b>86</b>
8.1.1	<i>Premessa .....</i>	86
8.1.2	<i>Caratteristiche e requisiti degli impianti agrivoltaici .....</i>	87
8.1.2.1	<i>Requisito A, B e C: riconducibilità dell'impianto alla definizione di "agrivoltaico avanzato" .....</i>	87
8.1.2.2	<i>Requisito B: gestione orientata alla produzione sinergica di energia elettrica e prodotti agricoli .....</i>	88
8.1.2.3	<i>Requisito C: adozione di soluzioni integrate innovative con moduli elevati da .....</i>	

terra	89
8.1.2.4	Requisiti D ed E: sistemi di monitoraggio ..... 90
8.1.3	<i>Conclusioni</i> ..... 93
<b>8.2</b>	<b>Rispondenza del progetto ai requisiti di impianto agrivoltaico..... 94</b>
<b>9</b>	<b>OPERE ACCESSORIE ..... 97</b>
9.1	<b>Sistemazione dell'area e viabilità ..... 97</b>
9.2	<b>Viabilità di servizio ..... 97</b>
9.3	<b>Recinzioni e cancelli..... 97</b>
9.4	<b>Movimenti di terra..... 98</b>
9.4.1	<i>Scavi per la realizzazione dei cavidotti, opere di regimazione idrica e spianamento area Cabina elettrica Utente ..... 98</i>
9.4.1	<i>Quadro complessivo della produzione e riutilizzo in sito delle terre e rocce da scavo..... 101</i>
9.5	<b>Interventi di mitigazione e inserimento ambientale ..... 103</b>
9.6	<b>Misure di compensazione e miglioramento ambientale..... 104</b>
9.7	<b>Intervento A: Fascia di mitigazione perimetrale ..... 105</b>
9.8	<b>Intervento B: Rinaturalizzazione delle coperture di macchia e delle zone umide mediante la tecnica del “non intervento” ..... 105</b>
9.9	<b>Intervento C: Espianto e reimpianto in area limitrofa di n. 2 esemplari arborei di Quercus suber ..... 106</b>
<b>10</b>	<b>DESCRIZIONE DEL PROCESSO COSTRUTTIVO ..... 108</b>
10.1	<b>Indicazioni generali per l'esecutore dei lavori..... 108</b>
10.2	<b>Descrizione del contesto in cui è collocata l'area del cantiere..... 108</b>
10.3	<b>Principali lavorazioni previste ..... 108</b>
10.4	<b>Impianto elettrico di cantiere ..... 111</b>
10.5	<b>Precauzioni aggiuntive con impianti FV..... 111</b>
10.6	<b>Tempi di realizzazione ..... 112</b>
<b>11</b>	<b>POSSIBILI RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE DELL'INTERVENTO A LIVELLO LOCALE..... 113</b>
11.1	<b>Ricadute occupazionali stimate..... 113</b>
<b>12</b>	<b>NORMATIVA DI RIFERIMENTO ..... 115</b>
12.1	<b>Norme legislative generali, nazionali e regionali..... 115</b>
12.2	<b>Opere in cemento armato..... 116</b>
12.3	<b>Norme tecniche impianti elettrici..... 117</b>
12.4	<b>Norme del gestore della rete di trasmissione..... 118</b>
12.5	<b>Norme ARERA ..... 118</b>

## 1 PREMESSA GENERALE

La Società Asja Sassari s.r.l., con sede legale a Torino (TO) in Corso Vittorio Emanuele II n. 6, intende realizzare un impianto agrivoltaico, denominato “F-Sassa”, con moduli fotovoltaici installati su inseguitori solari monoassiali ubicato in Comune di Sassari (Regione Sardegna - Città Metropolitana di Sassari), in località *Predda Bianca*.

Il contesto attuale, contraddistinto dal deciso impulso impresso alla decarbonizzazione degli approvvigionamenti energetici e alla crescita sostenibile, vede l’Unione Europea e l’Italia impegnate nell’individuazione di percorsi 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 sottesi dalle strategie di contrasto ai cambiamenti climatici in atto.

L’auspicata diffusione delle fonti energetiche rinnovabili pone al centro dell’attenzione il tema dell’integrazione degli impianti nel contesto agricolo. In questo quadro una delle soluzioni individuate e legittimate dal Legislatore è quella di perseguire una armonica integrazione degli impianti fotovoltaici nei siti agricoli di installazione che consenta di assicurare la continuità dell’attività agricola o pastorale, garantendo, al contempo, una appropriata produzione energetica da fonti rinnovabili.

Le sinergie attivabili tra gli operatori agricoli e le aziende produttrici di energia sono estremamente significative. Negli ultimi decenni, l’agricoltore, sotto la pressione della variabilità dei prezzi dei prodotti, dei costi dei mezzi tecnici e delle politiche agricole comunitarie, ha infatti sperimentato una progressiva limitazione nella possibilità di scelta delle colture da inserire negli avvicendamenti colturali. Oltre a questo, anche l’ampia disponibilità di mezzi tecnici ha determinato la diminuzione delle specie coltivate e la diffusione di poche colture, con un generale impoverimento degli agro-ecosistemi.

In questo contesto il reddito aggiuntivo derivante dal fotovoltaico potrebbe consentire all’agricoltore di conseguire una maggiore autonomia nelle proprie scelte aziendali, tradizionalmente orientate secondo logiche di compatibilità con il territorio e sostenibilità ambientale. Tale processo potrebbe essere accompagnato da un ritorno, in alcuni territori, di colture tipiche, ormai quasi del tutto scomparse.

L’agrivoltaico quindi, diventa efficace strumento per la multifunzionalità dei sistemi agricoli, incentivando anche l’utilizzo produttivo di superfici agricole ormai non più coltivate o non valorizzate adeguatamente per la loro bassa redditività.

Il sistema agro-energetico previsto da Asja Sassari S.r.l. nel sito di Predda Bianca, comune di Sassari, si inserisce coerentemente nel contesto sopra delineato conformandosi ai requisiti previsti dalle Linee guida in materia di impianti agrivoltaici, pubblicate dal Ministero della transizione ecologica il 27 giugno 2022.

La centrale solare in progetto avrà una potenza complessiva in immissione di 24,975 MW<sub>AC</sub>, valore ottenuto dalla somma delle potenze nominali dei singoli inverter (potenza nominale lato DC pari a 30,157 MW<sub>P</sub>), e comprenderà n. 895 inseguitori solari monoassiali di cui n. 133 da 2x13 moduli FV e n. 762 da 2x26 moduli FV.

Il preventivo di connessione con codice pratica Terna n. 202204229 prevede che l'impianto sia collegato in antenna sulla sezione a 36 kV di una nuova Stazione Elettrica di Trasformazione 380/150/36 kV della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) da inserire in entra - esce alla linea RTN a 380 kV "Fiumesanto Carbo – Ittiri".

Il campo solare sarà suddiviso elettricamente in n. 2 blocchi di potenza (sottocampi); l'energia prodotta dai moduli FV in corrente continua verrà convogliata agli inverter, opportunamente distribuiti all'interno del campo solare, al fine di essere convertita in alternata ed essere resa disponibile alle cabine di trasformazione, equipaggiate di trasformatori elevatori da 4,0 MVA e 3,15 MVA. All'interno delle suddette cabine la tensione verrà elevata dal livello di 800 V al livello di 36 kV prima del successivo vettoriamento dell'energia, attraverso cavidotti interrati a 36 kV, alla cabina di raccolta prevista all'interno dei confini dell'impianto.

Risulta, inoltre, parte integrante del progetto la realizzazione di una cabina elettrica di utenza, da prevedersi all'interno di un'area recintata, nei pressi dell'area in cui sorgerà la futura Stazione di Terna in località *Gianna de Mare* (Sassari).

L'elettrodotto in antenna a 36 kV per il collegamento alla citata Stazione RTN rappresenta impianto di utenza per la connessione, mentre lo stallo arrivo produttore a 36 kV nella medesima stazione costituisce impianto di rete per la connessione.

La produzione di energia dell'impianto è stimata in circa 65,3 GWh/anno, pari al fabbisogno energetico di circa 26.200 famiglie.

## 2 DATI DEL PROPONENTE E CAPACITA' ECONOMICO/GESTIONALI E IMPRENDITORIALI

La società Proponente Asja Sassari S.r.l., avente sede legale a Torino (TO) in Corso Vittorio Emanuele II n. 6, fa parte del gruppo Asja il cui capofila è Asja Ambiente Italia S.p.A., società operativa dal 1995 nella produzione di energia verde da biogas, eolico e fotovoltaico, in Italia e all'estero.

La mission aziendale è lo sviluppo ecosostenibile, perseguito mediante la realizzazione di nuovi progetti nel settore dell'energia rinnovabile e dell'efficienza energetica per contribuire attivamente alla lotta al cambiamento climatico. I valori aziendali fondono armoniosamente lo sviluppo imprenditoriale e la responsabilità sociale, attraverso:

- la responsabilità verso le persone e l'ambiente;
- la legalità e la trasparenza;
- l'innovazione e il miglioramento continuo.



### 3 DEFINIZIONI

Per le finalità del presente documento si applicano le definizioni riportate nel Glossario del Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete (in seguito Codice di Rete). Nel seguente elenco si riportano alcune di esse, integrate secondo quanto riportato nella Guida Tecnica Terna recante “Condizioni generali di connessione alle reti AT” delle centrali fotovoltaiche.

**Campo fotovoltaico:** insieme di tutte le stringhe fotovoltaiche di un sistema dato.

**Cella fotovoltaica:** elemento minimo che manifesta l'effetto fotovoltaico, cioè che genera una tensione elettrica in corrente continua quando è sottoposto ad assorbimento di fotoni della radiazione solare.

**Centrale Fotovoltaica** (o impianto fotovoltaico): insieme di uno o più campi fotovoltaici e di tutte le infrastrutture e apparecchiature richieste per collegare gli stessi alla rete elettrica ed assicurarne il funzionamento.

**Interruttore Generale:** interruttore la cui apertura assicura la separazione dell'intera Centrale Fotovoltaica dalla rete del Gestore. Una Centrale Fotovoltaica può essere connessa alla rete anche con più di un Interruttore Generale.

**Interruttore di Inverter:** interruttore la cui apertura assicura la separazione del singolo inverter dalla rete.

**Inverter** (o convertitore di potenza c.c./c.a.): apparecchiatura impiegata per la conversione della corrente continua prodotta dai moduli fotovoltaici in corrente alternata monofase o trifase.

**Linee di sottocampo:** linee di media tensione che raccolgono la produzione parziale della Centrale Fotovoltaica sulla sezione MT dell'impianto d'utenza.

**Maximum Power Point (MPP):** punto di massima potenza. È il punto di funzionamento del pannello fotovoltaico in cui questo rilascia la potenza massima possibile, espressa in kWPICCO (kWp). Il massimo punto di potenza varia a seconda dell'irraggiamento e della temperatura dell'ambiente.

**Modulo fotovoltaico:** il più piccolo insieme di celle fotovoltaiche interconnesse e protette dall'ambiente circostante.

**Pannello fotovoltaico:** gruppo di moduli pre-assemblati, fissati meccanicamente insieme e collegati elettricamente.

**Potenza nominale o di targa dell'inverter:** potenza attiva massima alla tensione nominale che può essere fornita con continuità da ogni singolo inverter nelle normali condizioni di funzionamento. È riportata nei dati di targa. È espressa in kW.

**Potenza apparente dell'inverter:** potenza apparente del singolo inverter alla tensione nominale nelle normali condizioni di funzionamento. È riportata nei dati di targa. È espressa in kVA.

**Potenza nominale della Centrale Fotovoltaica (Pn):** Corrisponde alla somma delle potenze di targa degli inverter solari utilizzati per la conversione da DC a AC. È espressa in MW.

**Potenza nominale dei moduli fotovoltaici:** potenza attiva alla tensione nominale che può essere fornita con continuità in condizioni specificate da ogni singolo modulo. È riportata nei dati di targa ed è espressa in kWp.

**Potenza nominale disponibile della Centrale Fotovoltaica (Pnd):** somma delle potenze nominali degli inverter disponibili in un determinato momento. È espressa in MW.

**Potenza erogabile dall'inverter:** potenza massima erogabile dall'inverter nelle condizioni ambientali e irraggiamento correnti. È espressa in kW.

**Potenza erogabile della Centrale Fotovoltaica:** potenza che può essere erogata dalla centrale nelle condizioni ambientali correnti. È la somma delle potenze erogabili degli inverter disponibili in un determinato momento. È espressa in MW.

**Potenza attiva immessa in rete dalla Centrale Fotovoltaica:** potenza erogata dalla centrale fotovoltaica alla rete, misurata nel punto di connessione. È espressa in MW.

**Potenza reattiva immessa in rete dalla Centrale Fotovoltaica:** potenza erogata dalla Centrale Fotovoltaica alla rete, misurata nel punto di connessione. È espressa in MVA<sub>r</sub>. Nel seguito sono utilizzate le seguenti convenzioni di segno: positiva se immessa in rete (effetto capacitivo), negativa se assorbita (effetto induttivo).

**Punto di Connessione:** (o Punto di Consegna): confine fisico tra la rete di trasmissione e l'impianto d'utenza attraverso il quale avviene lo scambio fisico dell'energia elettrica

**Sottocampo fotovoltaico:** le parti del campo fotovoltaico che si connettono in maniera distinta alla sezione di media tensione (sezione MT) attraverso le linee di sotto-campo. Il termine di sottocampo fotovoltaico ai fini della presente guida non rappresenta l'insieme delle stringhe connesse al singolo inverter ma fa riferimento alla parzializzazione della Centrale Fotovoltaica nella sezione MT dell'impianto d'utenza.

**Stringa fotovoltaica:** insieme di pannelli fotovoltaici collegati elettricamente in serie.

## 4 LO SCENARIO DI RIFERIMENTO

### 4.1 La strategia energetica europea e nazionale

Le politiche europee in materia di energia perseguono due principali obiettivi: quello della progressiva decarbonizzazione dell'economia e quello della piena realizzazione di un mercato unico.

Con specifico riguardo alle problematiche di maggiore interesse per il presente Studio, si evidenzia come negli ultimi anni l'Unione Europea abbia deciso di assumere un ruolo di *leadership* mondiale nella riduzione delle emissioni di gas serra. Il primo fondamentale passo in tale direzione è stato la definizione di obiettivi ambiziosi già al 2020.

Nel 2008, l'Unione Europea ha varato il "Pacchetto Clima-Energia" (cosiddetto "Pacchetto 20-20-20"), con i seguenti obiettivi energetici e climatici al 2020:

- un impegno unilaterale dell'UE a ridurre di almeno il 20% entro il 2020 le emissioni di gas serra rispetto ai livelli del 1990. Gli interventi necessari per raggiungere gli obiettivi al 2020 continueranno a dare risultati oltre questa data, contribuendo a ridurre le emissioni del 40% circa entro il 2050.
- un obiettivo vincolante per l'UE di contributo del 20% di energia da fonti rinnovabili sui consumi finali lordi entro il 2020, compreso un obiettivo del 10% per i biocarburanti.
- una riduzione del 20% nel consumo di energia primaria rispetto ai livelli previsti al 2020, da ottenere tramite misure di efficienza energetica.

Tale obiettivo, solo enunciato nel pacchetto, è stato in seguito declinato, seppur in maniera non vincolante, nella direttiva efficienza energetica approvata in via definitiva nel mese di ottobre 2012.

Nell'ambito dell'Unione Europea, inoltre, si è da alcuni anni iniziato a discutere sugli scenari e gli obiettivi per orizzonti temporali di lungo e lunghissimo termine, ben oltre il 2020. Nello studio denominato *Energy Roadmap 2050* si prevede, infatti, una riduzione delle emissioni di gas serra del'80-95% entro il 2050 rispetto ai livelli del 1990, con un abbattimento per il settore elettrico di oltre il 95%. I diversi scenari esaminati dalla Commissione per questo percorso assegnano grande importanza all'efficienza energetica e alla produzione da fonti rinnovabili, guardando anche con attenzione all'utilizzo di energia nucleare e allo sviluppo della tecnologia CCS (*Carbon Capture and Storage*), e prevedendo un ruolo fondamentale per il gas durante la fase di transizione, che consentirà di ridurre le emissioni sostituendo carbone e petrolio nella fase intermedia, almeno fino al 2030÷2035. I principali cambiamenti strutturali identificati includono:

- un incremento dell'importanza dell'energia elettrica, che dovrà quasi raddoppiare la quota sui consumi finali (fino al 36-39%) e contribuire alla decarbonizzazione dei settori dei trasporti e del riscaldamento;
- un ruolo cruciale affidato all'efficienza energetica, che potrà raggiungere riduzioni fino al 40% dei consumi rispetto al 2005;
- un incremento sostanziale delle fonti rinnovabili, che potranno rappresentare il 55% dei consumi finali di energia (e dal 60 al 90% dei consumi elettrici);
- un incremento delle interazioni tra sistemi centralizzati e distribuiti.

La Commissione Ue, guidata da Ursula von Der Leyen, ha presentato a dicembre 2019 il suo **Green Deal (GD)** che punta a realizzare un'economia "neutrale" sotto il profilo climatico entro il 2050, ossia azzerare le emissioni nette di CO<sub>2</sub> con interventi in tutti i settori economici, dalla produzione di energia ai trasporti, dal riscaldamento/raffreddamento degli edifici alle attività agricole, nonché nei processi manifatturieri, nelle industrie "pesanti" e così via.

Tra i temi più importanti su energia e ambiente del GD:

- la possibilità di eliminare i sussidi ai combustibili fossili e in particolare le esenzioni fiscali sui carburanti per navi e aerei, seguendo la logica che il costo dei mezzi di trasporto deve riflettere l'impatto di tali mezzi sull'ambiente;
- la possibilità di adottare una "carbon border tax" per tassare alla frontiera le importazioni di determinati prodotti, in modo che il loro prezzo finale rispecchi il reale contenuto di CO<sub>2</sub>, ossia la quantità di CO<sub>2</sub> rilasciata nell'atmosfera per produrre quelle merci;
- Decarbonizzare il mix energetico, puntando in massima parte sulle rinnovabili, con la contemporanea rapida uscita dal carbone.

Nel settembre 2020 la Commissione ha proposto di elevare l'obiettivo della riduzione delle emissioni di gas serra per il 2030, compresi emissioni e assorbimenti, ad almeno il 55% rispetto ai livelli del 1990.

Sono state prese in considerazione tutte le azioni necessarie in tutti i settori, compresi un aumento dell'efficienza energetica e dell'energia da fonti rinnovabili, in maniera da garantire il progredire verso un'economia climaticamente neutra e gli impegni assunti nel quadro dell'accordo di Parigi.

#### **Obiettivi chiave per il 2030:**

- una riduzione almeno del 40% delle emissioni di gas a effetto serra (rispetto ai livelli del 1990)

- una quota almeno del 32% di energia rinnovabile
- un miglioramento almeno del 32,5% dell'efficienza energetica.

L'obiettivo della riduzione del 40% dei gas serra è attuato mediante il sistema di scambio di quote di emissione dell'UE (il cd ETS), il regolamento sulla condivisione degli sforzi con gli obiettivi di riduzione delle emissioni degli Stati membri, e il regolamento sull'uso del suolo, il cambiamento di uso del suolo e la silvicoltura. In tal modo tutti i settori contribuiranno al conseguimento dell'obiettivo del 40% riducendo le emissioni e aumentando gli assorbimenti.

Al fine di mettere in atto e realizzare questi obiettivi chiave, il 14 luglio 2021 la Commissione europea ha adottato un pacchetto di proposte per rendere le politiche dell'UE in materia di clima, energia, uso del suolo, trasporti e fiscalità idonee a ridurre le emissioni nette di gas serra di almeno il 55% entro il 2030, rispetto ai livelli del 1990.

Il pacchetto contiene in tutto 13 nuove proposte legislative per riformare diversi settori e prevede innanzitutto di rivedere il sistema di scambio di quote di carbonio denominato ETS che, nello specifico, viene anche allargato al settore marittimo; viene introdotto un nuovo sistema parallelo riservato ai trasporti su strada e ai sistemi di riscaldamento degli edifici.

I target di abbattimento delle emissioni del vecchio sistema ETS entro il 2030 passano dal -43% al -61% sui livelli del 2005. Il nuovo ETS, invece, avrà un obiettivo di taglio emissioni del 43% al 2030 sui livelli del 2005 e sarà in vigore dal 2025.

È prevista altresì la **revisione della direttiva RED (Renewable Energy Directive) sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili**. La Commissione ha stabilito nuovi target vincolanti sulle fonti pulite, precisando anche quali fonti di energia possono essere considerate pulite. **La direttiva sulle energie rinnovabili fisserà un obiettivo maggiore per produrre il 40% della nostra energia da fonti rinnovabili entro il 2030**. Tutti gli Stati membri contribuiranno a questo obiettivo e verranno proposti obiettivi specifici per l'uso delle energie rinnovabili nei trasporti, nel riscaldamento e raffreddamento, negli edifici e nell'industria. La produzione e l'uso di energia rappresentano il 75% delle emissioni dell'UE e, quindi, è fondamentale accelerare la transizione verso un sistema energetico più verde.

#### **4.2 Governance del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR)**

Il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) si inserisce all'interno del programma *Next Generation EU* (NGEU), concordato dall'Unione Europea in risposta alla crisi pandemica. La principale componente del programma NGEU è il Dispositivo per la Ripresa e Resilienza, che ha una durata di 6 anni (dal 2021 al 2026) e una dimensione totale di 672,5 miliardi di euro.

Il Piano si sviluppa intorno a tre assi strategici condivisi a livello europeo (digitalizzazione e innovazione, transizione ecologica e inclusione sociale) e lungo le seguenti missioni:

- 1) **Digitalizzazione, Innovazione, Competitività, Cultura**, con l'obiettivo di promuovere la trasformazione digitale del Paese, sostenere l'innovazione del sistema produttivo, e investire in turismo e cultura;
- 2) **Rivoluzione Verde e Transizione Ecologica**, con gli obiettivi principali di migliorare la sostenibilità e la resilienza del sistema economico e assicurare una transizione ambientale equa e inclusiva;
- 3) **Infrastrutture per una Mobilità Sostenibile**, il cui obiettivo primario è lo sviluppo di un'infrastruttura di trasporto moderna, sostenibile ed estesa a tutte le aree del Paese;
- 4) **Istruzione e Ricerca**, con l'obiettivo di rafforzare il sistema educativo, le competenze digitali e tecnico-scientifiche, la ricerca e il trasferimento tecnologico;
- 5) **Inclusione e Coesione**, per facilitare la partecipazione al mercato del lavoro, rafforzare le politiche attive del lavoro e favorire l'inclusione sociale;
- 6) **Salute**, con l'obiettivo di rafforzare la prevenzione e i servizi sanitari sul territorio, modernizzare e digitalizzare il sistema sanitario e garantire equità di accesso alle cure.

Il Piano prevede inoltre un ambizioso programma di riforme per facilitare la fase di attuazione e, più in generale, contribuire alla modernizzazione del Paese, rendendo il contesto economico più favorevole allo sviluppo dell'attività d'impresa.

Di particolare interesse, ai fini del presente Studio, è la missione relativa alla rivoluzione verde e transizione ecologica, la quale consiste in:

- C1. Economia circolare e agricoltura sostenibile;
- C2. Energia rinnovabile, idrogeno, rete e mobilità sostenibile;
- C3. Efficienza energetica e riqualificazione degli edifici;
- C4. Tutela del territorio e della risorsa idrica.

In merito allo sviluppo dell'energia rinnovabile, il Piano prevede un incremento della quota di energia prodotta da FER, in linea con gli obiettivi europei e nazionali di decarbonizzazione, attraverso:

- lo sviluppo dell'agro-voltaico, ossia l'implementazione di sistemi ibridi agricoltura-produzione di energia che non compromettano l'utilizzo dei terreni dedicati all'agricoltura, ma contribuiscano alla sostenibilità ambientale ed economica delle aziende coinvolte. L'obiettivo dell'investimento è installare a regime una capacità produttiva da impianti agro-voltaici di 1,04 GW, che produrrebbe circa 1.300 GWh annui, con riduzione delle emissioni di gas serra stimabile in circa 0,8 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub>;
- la promozione delle rinnovabili per le comunità energetiche e l'auto-consumo, ipotizzando che riguardino impianti fotovoltaici con una produzione annua di 1.250 kWh per kW,

- ovvero circa 2.500 GWh annui, i quali contribuiranno a una riduzione delle emissioni di gas serra stimata in circa 1,5 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub> all'anno;
- la promozione impianti innovativi (incluso off-shore), che combinino tecnologie ad alto potenziale di sviluppo con tecnologie più sperimentali (come i sistemi che sfruttano il moto ondoso), in assetti innovativi e integrati da sistemi di accumulo. La realizzazione di questi interventi, per gli assetti ipotizzati in funzione delle diverse tecnologie impiegate, consentirebbe di produrre circa 490 GWh anno che contribuirebbero ad una riduzione di emissioni di gas climalteranti stimata intorno alle 286.000 tonnellate di CO<sub>2</sub>;
  - lo sviluppo del biometano.

Per rendere efficace l'implementazione di questi interventi nei tempi previsti, sono in fase di attuazione alcune riforme fondamentali, in parte contenute nel recente D.L. 77/2021 (Decreto Semplificazioni).

Con particolare riferimento al comma 2 dell'art. 31 del predetto D.L., inteso a facilitare la risoluzione dei potenziali conflitti tra i valori oggetto di tutela paesaggistica e la realizzazione degli impianti fotovoltaici, il Legislatore evidenzia la circostanza che, per rispettare gli obiettivi UE sul clima e l'energia entro il 2030, l'Italia deve raggiungere i 52 GWp di installazioni fotovoltaiche (circa 30 GWp in più rispetto ai circa 22 GWp attuali). Per raggiungere il suddetto obiettivo al 2030 a livello nazionale si dovrebbero garantire una media dell'installato di circa 3 GWp all'anno. Inoltre, occorre tener conto che, secondo il Politecnico di Milano, in vista del nuovo obiettivo di riduzione del 55% delle emissioni al 2030 posto dalla Commissione UE, le installazioni fotovoltaiche dovrebbero raggiungere i 68,4 GWp (pertanto circa 46 GW in più rispetto a quelli attuali). Alla luce degli obiettivi sopra esposti si avverte dunque, a livello di governance, una necessità impellente di imprimere un'accelerazione all'installazione di impianti fotovoltaici, anche in considerazione del fatto che, nonostante la disponibilità di strumenti di sostegno, stabiliti ai sensi del DM 4 luglio 2019 (il cd DM FER1), gli operatori non partecipano alle aste ivi definite in quanto privi di autorizzazioni, così come si evince dai risultati degli ultimi 3 bandi per aste e registri indetti dal GSE e già conclusi:

- III bando: il GSE ha reso noto l'esito a fine settembre 2020, da cui risulta che sono state inviate richieste per poco più di un terzo della potenza incentivabile (1.300 MW), con scarsa partecipazione in tutte le categorie;
- IV bando: come risulta dalle graduatorie pubblicate a fine gennaio 2021, sono state presentate richieste per meno di un terzo del contingente incentivabile e i progetti ammessi corrispondono ad appena un quarto della potenza ammissibile, con un divario particolarmente rilevante per le aste per i grandi impianti (356,8 MW richiesti a fronte dei 1.374,1 disponibili);

- V bando: il GSE ha reso noto l'esito a fine maggio 2021 e risulta che, rispetto a un contingente incentivabile di quasi 2.500 MW, sono state presentate domande per 358 MW, di cui in posizione utile per gli incentivi meno di 300 MW;
- I risultati della VI procedura registri e aste sono stati pubblicati il 27 Settembre 2021, in particolare sono stati assegnati circa 820MW ai gruppi di impianti eolici e fotovoltaici;
- La VII procedura registri e aste, conclusasi a gennaio 2022, ha assegnato agli impianti alimentati da fonti rinnovabili una potenza di circa 1470MW;
- I risultati della VIII procedura registri e aste sono stati pubblicati il 30 maggio 2022, assegnando ulteriori 430MW, e poiché è risultata disponibile ulteriore potenza residua, nelle more dell'adozione dei decreti di aggiornamento dei regimi di sostegno per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, il 31 maggio 2022 è stata aperta la IX procedura; in relazione alla stessa in data 28 settembre 2022 sono state pubblicate le graduatorie degli impianti iscritti che ha assegnato ulteriori 500 MW.

Il 30 settembre 2022 sono stati aperti i bandi per la X procedura, sempre relativa ai contingenti di potenza non assegnati nelle precedenti gare.

Le disposizioni di cui ai commi 5, 6 e 7 dell'art. 31 del Decreto Semplificazioni sono volte a contribuire all'attuazione della transizione *green* e incrementare l'efficienza energetica delle aree agricole italiane, sostenendo investimenti per la realizzazione di impianti agrivoltaici che consentano la coltivazione dei terreni sottostanti le installazioni.

In coerenza con quanto previsto da specifiche disposizioni del DL 77/2021 in merito all'istituzione della Commissione VIA "PNRR-PNIEC" per la semplificazione dei procedimenti di valutazione ambientale di progetti la cui realizzazione si ponga alla base dell'attuazione del PNRR e del raggiungimento degli obiettivi del PNIEC, infine, il Legislatore ha inteso indicare espressamente, nell'Allegato 2, alla Parte seconda, del decreto legislativo n. 152 del 2006, anche gli impianti fotovoltaici per la produzione di energia elettrica con potenza complessiva superiore a 10 MW.

Con la conversione in legge del **D.L. n. 13/2023**, conseguente all'entrata in vigore della L. n. 41/2023, il Legislatore ha inteso semplificare e razionalizzare ulteriormente i procedimenti autorizzativi degli impianti fotovoltaici, ivi incluse le eventuali procedure paesaggistiche e ambientali.

Una delle previsioni normative maggiormente rilevanti è quella inerente alle soglie di potenza superate le quali, per i progetti di impianti fotovoltaici, si deve procedere ad espletare la verifica di assoggettabilità a VIA (screening) regionale e la valutazione di impatto ambientale statale, elevate rispettivamente a 12 MW e 25 MW per effetto dell'art. 47, comma 11 bis del predetto D.L., come recentemente modificato dalla L. 2 febbraio 2024, n. 11 di conversione del c.d. D.L. "Energia".



La previsione trova applicazione nei seguenti casi:

- progetti nelle aree idonee individuate dall'art. 20, comma 8, del D. Lgs. n. 199/2021 (tra le quali rientrano, ad esempio, le aree industriali esterne a quelle soggette a tutela ai sensi della parte seconda del D. lgs. n. 42/2004);
- progetti in aree industriali, artigianali e commerciali nonché in discariche o lotti di discarica chiusi e ripristinati ovvero in cave o lotti o porzioni di cava non suscettibili di ulteriore sfruttamento, vale a dire le stesse aree in cui adesso è prevista la possibilità di realizzare gli interventi in edilizia libera (aree di cui all'art. 22-bis del D.Lgs. 8 novembre 2021 n. 199);
- in via residuale, tutti gli impianti che non si trovano in aree classificate come non idonee ai sensi dell'Allegato 3, lett. f, al D.M. del 10.9.2010.

Un'altra novità è quella che concerne la possibilità di realizzare in edilizia libera gli impianti ubicati in aree industriali, artigianali e commerciali nonché in discariche o lotti di discarica chiusi e ripristinati ovvero in cave o lotti o porzioni di cava non suscettibili di ulteriore sfruttamento, riconosciuta dall'art. 47, comma 1, lett. b) del D.I. n. 13/23, che ha introdotto l'art. 22 bis al D.lgs. n. 199/2021

### **4.3 Stato dell'arte della tecnologia solare fotovoltaica per gli impianti “utility scale”**

#### **4.3.1 Premessa**

Con una capacità totale installata superiore a 580 GW<sup>1</sup> in tutto il mondo e incrementi annuali di circa 100 GW negli ultimi anni, la tecnologia solare fotovoltaica (FV) ha assunto un ruolo sempre più importante nel panorama della generazione elettrica a livello globale. Un sostanziale calo del costo delle centrali fotovoltaiche (riduzione dell'80% dal 2008) ha migliorato la competitività del solare fotovoltaico, riducendo la necessità di sussidi e consentendo alla tecnologia di competere, in alcuni mercati, con differenti opzioni di generazione di energia.

Sebbene l'energia prodotta dai sistemi FV rappresenti attualmente una piccola percentuale della generazione elettrica globale<sup>2</sup>, la diffusione delle centrali solari fotovoltaiche sta crescendo rapidamente sia per le applicazioni di scala industriale (o “utility scale”) sia nella generazione distribuita. Come rappresentato dalla Figura 4.1, la crescita del solare FV è pienamente in linea con lo scenario di sostenibilità prefigurato dall'International Energy

---

<sup>1</sup> Dato riferito al 06/04/2020 – Fonte IRENA “Renewable capacity statistics” ([World now has 583.5 GW of operational PV – pv magazine International \(pv-magazine.com\)](https://www.irena.org/en/press-releases/2020/04/world-now-has-583-5-gw-of-operational-pv-pv-magazine-international-pv-magazine-com))

<sup>2</sup> Oltre 1.000 TWh nel 2021, pari a circa il 3,6% della produzione energetica globale (Fonte IEA <https://www.iea.org/reports/solar-pv>)

Agency per il 2030, nel quale la generazione elettrica da FV è attesa in circa 3.300 TWh.

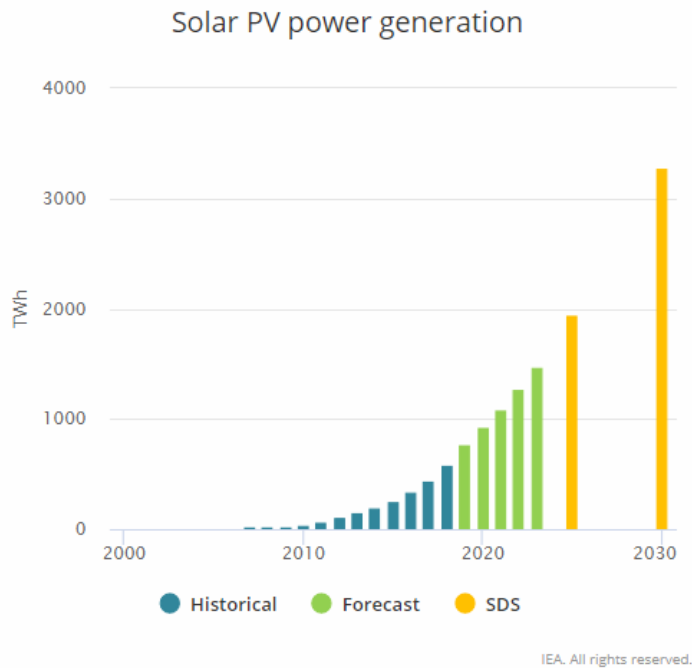


Figura 4.1 – Scenario di produzione elettrica da sistemi FV al 2030 (Fonte IEA)

La riduzione dei costi, spinta dai progressi tecnologici, le economie di scala nella produzione e le innovazioni nelle soluzioni di finanziamento hanno determinato il raggiungimento, per le moderne centrali FV, del cosiddetto regime di “*grid parity*”<sup>3</sup> in un crescente numero di mercati. Progressi continui e ulteriori riduzioni dei costi amplieranno queste opportunità nel prossimo futuro, anche nei paesi in via di sviluppo in cui esistono condizioni solari favorevoli. La tecnologia del solare si sta rivelando applicabile in più luoghi e per più applicazioni di quanto molti esperti del settore avevano previsto anche pochi anni fa.

#### 4.3.2 Aspetti generali

In questa sezione sono sinteticamente illustrati le tecnologie dei moduli FV, i sistemi di supporto dei moduli, gli inverter e i metodi di quantificazione delle prestazioni degli impianti fotovoltaici.

Al riguardo sarà fornita una panoramica delle attuali tecnologie disponibili in commercio, utilizzate nei progetti fotovoltaici di taglia industriale, al fine di fornire un quadro di informazioni utili a favorire il processo istruttorio del progetto.

<sup>3</sup> In energetica la *grid parity* è il punto in cui l'energia elettrica prodotta per mezzo di impianti alimentati a fonti energetiche rinnovabili ha lo stesso prezzo dell'energia prodotta tramite fonti energetiche convenzionali cioè le fonti fossili, o fonti energetiche alternative come il nucleare.

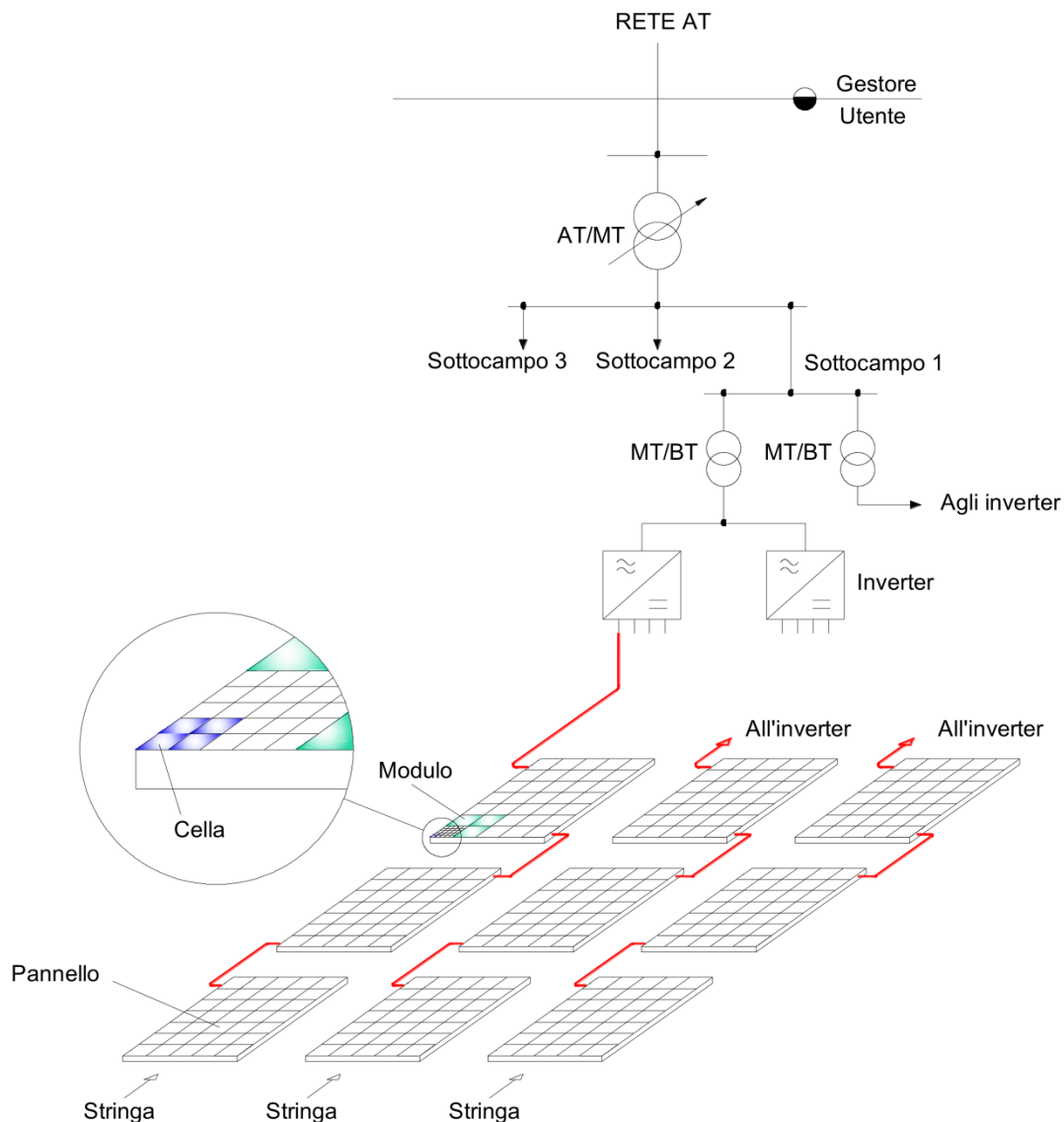


Figura 4.2 – Configurazione tipica di un impianto FV “utility scale” (Fonte Terna)

La Figura 4.2 fornisce un’illustrazione schematica della configurazione tipica di un impianto *grid connected* di potenza superiore al megawatt (soglia convenzionalmente indicata per la classificazione degli impianti c.d. “utility scale”). I componenti principali includono:

- **Moduli fotovoltaici:** convertono la radiazione solare incidente in elettricità attraverso l'effetto fotovoltaico, un processo non inquinante né rumoroso. L'effetto PV è un effetto associato alle proprietà dei materiali semiconduttori in base al quale la radiazione solare che incide sulle celle fotovoltaiche determina una variazione della distribuzione delle cariche ed una differenza di potenziale. Secondo questo principio,

la cella fotovoltaica solare produce elettricità in corrente continua (DC). Un impianto fotovoltaico si compone di numerose celle collegate tra loro in moduli e moduli collegati tra loro in stringhe<sup>4</sup> per produrre la potenza richiesta.

- **Inverter:** sono necessari per convertire l'elettricità DC in corrente alternata (AC) per il collegamento alla rete pubblica. Ogni inverter è collegato elettricamente a numerosi moduli in serie e stringhe in parallelo;
- **Sistemi di sostegno (e/o orientazione) del modulo:** consentono di fissare saldamente i moduli fotovoltaici a terra con un angolo di inclinazione fisso o su inseguitori solari;
- **Trasformatori elevatori:** L'uscita dagli inverter richiede generalmente un'ulteriore elevazione in tensione per raggiungere il livello di tensione della rete AC. I sistemi di trasformazione portano la tensione in uscita dagli inverter alla tensione di rete richiesta (ad esempio 15kV, 150kV, 220 kV a seconda del punto di connessione alla rete e degli standard nazionali).
- **L'interfaccia di connessione alla rete:** qui l'elettricità prodotta viene trasferita nella rete pubblica. La tipica sottostazione elettrica è provvista anche dei quadri di interfaccia di rete richiesti, interruttori di circuito e sezionatori per la protezione e l'isolamento della centrale fotovoltaica, nonché delle apparecchiature di misurazione. La sottostazione e il punto di misurazione possono essere ubicati anche all'esterno del limite dell'impianto fotovoltaico.

#### 4.3.3 I moduli FV

Nel seguito saranno sinteticamente individuate le opzioni tecnologiche disponibili in commercio per i moduli FV; si accennerà inoltre alla certificazione dei moduli ed al degrado delle prestazioni dei moduli FV solari nel tempo.

#### I materiali

Le proprietà specifiche dei semiconduttori richieste per il funzionamento delle celle FV limitano lo spettro delle materie prime da cui possono essere fabbricate. Il silicio è il materiale più comune, ma sono estremamente importanti anche le celle che impiegano CdTe e CIGS / CIS. Le tecnologie fotovoltaiche emergenti (le celle organiche) sono realizzate con polimeri, tuttavia, non sono ancora disponibili in commercio.

Ogni materiale ha caratteristiche uniche che incidono sulle prestazioni delle celle, sul metodo di produzione e sui costi. Le celle fotovoltaiche possono essere basate su "wafer" di silicio (prodotti tagliando "fette" di materiale (wafer) da un blocco di lingotto solido di silicio) o su

---

<sup>4</sup> I moduli possono essere collegati elettricamente in serie o in parallelo. Se collegati in serie, la tensione ai capi della stringa aumenta. Le stringhe di moduli collegati in parallelo sono viceversa attraversate da una corrente maggiore.

tecnologie a "film sottile", nelle quali un sottile strato di materiale semiconduttore viene posto su substrati a basso costo.

Le celle fotovoltaiche sono generalmente classificate come cristalline o a film sottile. Le celle di silicio cristallino (c-Si) forniscono moduli ad alta efficienza e sono suddivise in silicio monocristallino (mono-c-Si) o silicio multicristallino (multi-c-Si). Le celle mono-c-Si sono generalmente le più efficienti, ma sono anche più costose delle multi-c-Si. Le celle a film sottile offrono un'alternativa più economica, ma sono meno efficienti. Esistono tre tipi principali di celle a film sottile: cadmio tellururo (CdTe), rame indio (gallio) di-selenide (CIGS / CIS) e silicio amorfo (a-Si).

Allo stato attuale, la tecnologia c-Si comprende quasi l'80% della capacità solare installata a livello globale ed è verosimile che rimanga dominante nel prossimo futuro.

## Il degrado e vita utile dei moduli

Le prestazioni di un modulo fotovoltaico diminuiscono nel tempo. Il degrado ha diverse cause, che possono includere effetti associati all'umidità, temperatura, irraggiamento solare e differenze di potenziale; questo è indicato come (PID – Potential Induced Degradation)<sup>5</sup>. Altri fattori che influenzano il degrado includono la qualità dei materiali utilizzati nella fabbricazione, il processo di fabbricazione e la qualità dell'assemblaggio e dell'imballaggio delle celle nel modulo.

La manutenzione influisce solo limitatamente sul degrado dei moduli, che dipende principalmente dalle caratteristiche specifiche del modulo utilizzato e dalle condizioni climatiche locali. È quindi decisiva la scelta di produttori di moduli affidabili.

L'entità e la natura del degrado variano a seconda delle tecnologie dei moduli. Per i moduli cristallini, il tasso di degrado è in genere più elevato nel primo anno dopo l'esposizione iniziale alla luce e quindi si stabilizza. Il LID<sup>6</sup> si verifica a causa di difetti che si manifestano all'esposizione iniziale alla luce. Può essere causato dalla presenza di boro, ossigeno o altri prodotti chimici lasciati dal processo di stampa o incisione della produzione della cella. A seconda del wafer e della qualità della cella, il LID può variare dallo 0,5% al 2,0%.

Un ulteriore degrado delle tecnologie amorfe e cristalline si verifica a livello di modulo e può

---

<sup>5</sup> Nei grandi impianti in cui le stringhe di moduli collegati in serie consentono di raggiungere livelli di tensione notevole (anche 1000 V) il verificarsi del PID è piuttosto frequente. Soprattutto verso l'estremità della stringa, verso il polo positivo o il negativo, l'elevata differenza di potenziale rispetto alla terra porta, a livello fisico, ad una migrazione delle cariche ioniche dalla cella verso la cornice del modulo frontale (che solitamente si trova al potenziale di terra per ragioni di sicurezza), attraverso il materiale di incapsulamento ed addirittura attraverso il vetro frontale. Sebbene il flusso elettrico sia dell'ordine dei micro Ampere, questa debole ma continua corrente di dispersione provoca nel medio periodo un veloce e continuo degrado del materiale che si traduce in una diminuzione consistente della corrente prodotta dal modulo.

<sup>6</sup> Lid è l'acronimo di *Light Induced Degradation*, un difetto relativamente comune nelle celle solari di silicio cristallino di tipo p.

essere causato da:

- Effetto delle condizioni ambientali sulla superficie del modulo (ad esempio, inquinamento).
- Scolorimento o foschia dell'incapsulante o del vetro.
- Difetti di laminazione.
- Sollecitazioni meccaniche e umidità sui contatti.
- Ripartizione del contatto cellulare.
- Degrado del cablaggio

I moduli fotovoltaici possono avere un tasso di degrado della potenza a lungo termine compreso tra lo 0,3% e l'1,0% all'anno. Per i moduli cristallini, un tasso di degrado generico dello 0,4% all'anno è spesso considerato applicabile. Alcuni produttori di moduli hanno condotto specifici test indipendenti che dimostrano che si possono ipotizzare con sicurezza tassi di degrado più bassi.

In generale, si prevede che i moduli fotovoltaici di buona qualità abbiano una vita utile compresa tra 25 e 30 anni. Oltre tale limite aumenta significativamente il rischio di un incremento dei tassi di degrado.

### **Certificazioni**

La Commissione elettrotecnica internazionale (IEC) emette norme accettate a livello internazionale per i moduli fotovoltaici. Il Comitato Tecnico 82, "*Sistemi solari fotovoltaici*," è responsabile della stesura di tutti gli standard IEC relativi al fotovoltaico. In genere i moduli fotovoltaici devono essere testati per la durabilità e l'affidabilità secondo questi standard:

Le norme IEC 61215 (per moduli c-Si) e IEC 61646 (per moduli a film sottile) includono test per cicli termici, umidità e congelamento, sollecitazioni meccaniche e torsioni, resistenza alla grandine e prestazioni in condizioni di prova standard (STC). Si tratta di marchi di qualità minima accettati e certificano che i moduli possono resistere a un uso prolungato. Tuttavia, tali certificazioni sono molto meno rappresentative in merito alle prestazioni del modulo in condizioni di posa sul campo.

Uno standard IEC per la potenza e la classificazione energetica dei moduli fotovoltaici a diversa irradianza e condizioni di temperatura è diventato disponibile nel 2011. IEC 61853-1 "*Test delle prestazioni dei moduli fotovoltaici e classificazione energetica*" fornisce la metodologia per l'accertamento delle prestazioni dettagliate dei moduli. Si dispone quindi di un protocollo accurato per confrontare le prestazioni dei diversi modelli di modulo.

**Tabella 4.1 – Standard di riferimento per i moduli fotovoltaici**

Test	Descrizione	Commento
IEC 61215	Moduli FV terrestri in silicio cristallino (c-Si) - Qualificazione del progetto e omologazione	Comprende test per cicli termici, umidità e congelamento, sollecitazioni meccaniche e resistenza a torsione e grandine. La certificazione standard utilizza una pressione di 2.400 Pa.  I moduli in luoghi con forti nevicate possono essere testati in condizioni 5.400 Pa più rigide.
IEC 61646	Moduli fotovoltaici terrestri a film sottile- Qualificazione del progetto e omologazione	Molto simile alla certificazione IEC 61215, ma un test aggiuntivo considera specificamente il degrado aggiuntivo dei moduli a film sottile.
EN / IEC 61730 La	Qualifica di sicurezza del modulo fotovoltaico	parte 2 della certificazione definisce tre diverse classi di applicazione: <ul style="list-style-type: none"> <li>- Classe di sicurezza O - Applicazioni ad accesso limitato.</li> <li>- Classe di sicurezza II - Applicazioni generali.</li> <li>- Classe di sicurezza III - Applicazioni a bassa tensione (BT).</li> </ul>
IEC 60364-4-41	Protezione contro le scosse elettriche	Sicurezza del modulo valutata in base a: <ul style="list-style-type: none"> <li>- Durabilità.</li> <li>- Elevata rigidità dielettrica.</li> <li>- Stabilità meccanica.</li> <li>- Spessore e distanze dell'isolamento.</li> </ul>
IEC 61701	Resistenza alla nebbia salina e alla corrosione	Necessaria per i moduli installati vicino alla costa o per applicazioni marittime.
IEC 61853-1	Test delle prestazioni dei moduli fotovoltaici e classificazione energetica	Descrive i requisiti per la valutazione delle prestazioni dei moduli fotovoltaici in termini di potenza nominale in un intervallo di irraggiamento e temperature.
IEC 62804	Test di durabilità della tensione di sistema per moduli c-Si	Descrive la procedura di test e le condizioni per condurre un test PID. Il modulo fotovoltaico sarà considerato resistente al PID se la perdita di potenza è inferiore al 5% dopo il test.
Conformità europea (CE)	Il prodotto certificato è conforme ai requisiti di salute, sicurezza e ambiente dell'Unione Europea.	Obbligatorio nello Spazio economico europeo.
UL 1703	Conformarsi al National Electric Code, alla Sicurezza sul lavoro e alla salute e alla National Fire Prevention Association. I moduli offrono almeno il 90% della potenza nominale del produttore.	Underwriters Laboratories Inc. (UL) è una società indipendente di certificazione dei test di sicurezza dei prodotti con sede negli Stati Uniti che è un laboratorio di test riconosciuto a livello nazionale (NRTL). La certificazione da parte di un NRTL è obbligatoria negli Stati Uniti.

## Sviluppi tecnologici

La tecnologia dei moduli fotovoltaici si sta sviluppando rapidamente. Mentre la ricerca e sviluppo è concentrata su un'ampia gamma di approcci tecnici diversi, gli effetti di questi approcci si concentrano sul miglioramento dell'efficienza del modulo o sulla riduzione dei costi di produzione.

Negli anni recenti sono stati apportati miglioramenti incrementali alle celle c-Si convenzionali.

Uno di questi miglioramenti è l'incorporamento dei contatti frontali in scanalature microscopiche tagliate al laser al fine di ridurre l'area superficiale dei contatti, e quindi aumentare l'area della cella che è esposta alla radiazione solare. Allo stesso modo, un altro approccio prevede il passaggio dei contatti frontali lungo il retro della cella e quindi direttamente attraverso la cella fino alla superficie anteriore.

Diversi tipi di celle solari hanno intrinsecamente prestazioni migliori in diverse parti dello spettro solare. Pertanto, un'area di interesse della ricerca applicata è la diversificazione di celle di diversi tipi. Con una specifica combinazione di celle solari impilate (sufficientemente trasparenti) può essere prodotta una cella "multi-giunzione" che offre prestazioni migliori su una gamma più ampia dello spettro solare. Questo approccio è portato all'estremo nelle celle III-V (che prendono il nome dai rispettivi gruppi di elementi nella tavola periodica) in cui vengono utilizzati i materiali ottimali per ciascuna parte dello spettro solare. Le celle III-V sono estremamente costose, ma hanno raggiunto efficienze superiori al 40 per cento. Approcci meno costosi basati sullo stesso concetto di base includono celle ibride (costituite da celle impilate di c-Si e film sottile) e celle a-Si multi-giunzione.

Altre tecnologie emergenti, che non sono ancora pronte per il mercato, ma potrebbero essere di interesse commerciale in futuro, includono le celle sferiche, celle a nastro e celle organiche o sensibili al colorante. Le celle solari sensibili alla tintura hanno recentemente attirato attenzione a causa dei loro bassi costi di produzione e della facilità di fabbricazione. Tuttavia, la loro bassa efficienza e la loro instabilità nel tempo rappresentano ancora un punto debole significativo.

La Figura 4.3 illustra lo sviluppo della ricerca nel campo delle celle FV dal 1975 all'epoca corrente. Va notato come le celle disponibili in commercio, in termini di efficienza, siano ancora significativamente indietro rispetto alle celle ancora in fase di ricerca.



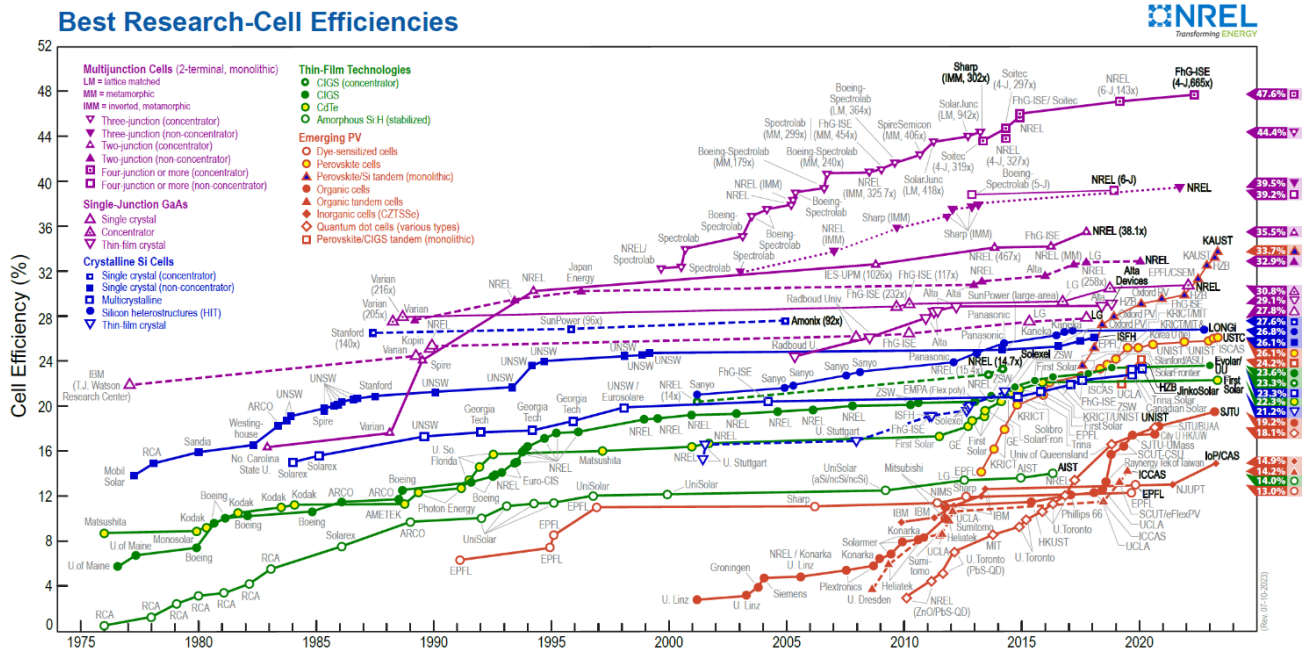


Figura 4.3 – Progressi della ricerca in termini di efficienza delle celle FV (fonte United States National Renewable Energy Laboratory <https://www.energy.gov/eere/solar/downloads/research-cell-efficiency-records>)

#### 4.3.4 Modalità di posa dei moduli

I moduli fotovoltaici devono essere montati su una struttura che ne assicuri costantemente la corretta orientazione nonché in grado di fornire supporto e protezione strutturali. Gli elementi di ancoraggio possono essere ad orientazione fissa o variabile. Negli schemi a orientazione fissa i moduli sono in genere inclinati rispetto al piano orizzontale al fine di massimizzare la radiazione annuale che ricevono. L'angolo di inclinazione ottimale (tilt) dipende dalla latitudine della posizione del sito. La direzione verso cui è rivolto il sistema (azimut) nell'emisfero nord è convenzionalmente riferita al sud geografico.

Quasi tutti gli impianti che impiegano sistemi ad inclinazione fissa utilizzano moduli in silicio cristallino (c-Si). Gli aspetti da tenere in considerazione quando si prevede l'impiego di *trackers* sono i seguenti:

#### Finanziari:

- costi di capitale aggiuntivi per l'approvvigionamento e l'installazione dei *trackers*.
- superficie aggiuntiva necessaria per evitare l'ombreggiatura rispetto a un sistema di inclinazione fissa in campo libero della stessa potenza nominale.
- costi di manutenzione più elevati per la gestione delle parti mobili e dei sistemi di attuazione.

#### Operativi/gestionali:

- range angolare di inseguimento solare: tutti i *trackers* hanno limiti angolari, che variano tra i diversi tipi di prodotto. A seconda dei limiti angolari, le prestazioni energetiche potrebbero essere ridotte.
- elevata resistenza al vento e sistemi di sicurezza: il sistema di controllo automatizzato dei *trackers*, oltre una data soglia di velocità del vento, attiva la modalità di sicurezza (*trackers* in posizione orizzontale) per offrire la minore resistenza al vento. Ciò può ridurre il rendimento energetico e quindi i proventi economici della vendita dell'energia nei siti ad alta velocità del vento.
- rapporto di irradiazione diretta / diffusa: i sistemi ad inseguimenti solare offrono maggiori vantaggi in luoghi con una componente di irradiazione diretta più elevata.

#### 4.3.5 *Gli inverter*

Gli inverter sono dispositivi elettronici che trasformano l'elettricità DC generata dai moduli fotovoltaici in elettricità AC, idealmente conforme ai requisiti della rete locale. Gli inverter possono anche svolgere una varietà di funzioni per massimizzare la produzione dell'impianto. Queste vanno dall'ottimizzazione della tensione tra le stringhe e dal monitoraggio delle prestazioni delle stringhe alla registrazione dei dati, nonché fornire protezione e isolamento in caso di disfunzioni della rete o dei moduli fotovoltaici.

Gli inverter funzionano utilizzando dispositivi di commutazione dell'alimentazione, come tiristori o Transistor bipolare a gate isolato (IGBT), per suddividere la corrente continua in impulsi che riproducano la forma d'onda sinusoidale in CA.

Esistono due grandi classi di inverter: inverter centrali e inverter di stringa. La configurazione dell'inverter centrale rimane la prima scelta per molti impianti fotovoltaici di media e grande scala. In questa soluzione, numerosi moduli sono collegati in serie per formare una stringa e le stringhe vengono quindi collegate in parallelo all'inverter.

Gli inverter centrali offrono alta affidabilità e semplicità di installazione. Tuttavia, presentano degli svantaggi: aumento delle perdite di disaccoppiamento dei moduli (*mismatching*) e incapacità di "seguire" il punto di massima efficienza energetica (MPPT<sup>7</sup>) per ogni stringa.

Ciò può causare problemi per le configurazioni che hanno angoli di inclinazione e orientamento multipli, o che soffrono di ombreggiatura o utilizzano tipi di modulo diversi.

#### 4.3.6 *I criteri di dimensionamento: potenza DC e AC*

In un impianto fotovoltaico l'energia elettrica prodotta dai moduli in corrente continua (DC,

---

<sup>7</sup> Il rilevamento del punto di massima potenza è la capacità dell'inverter di regolare la sua impedenza in modo che la stringa sia a una tensione operativa che massimizza la potenza in uscita.

dall'inglese *Direct Current*) viene convertita in corrente alternata (AC, dall'inglese *Alternating Current*) che può quindi essere immessa nella rete nazionale per gli usi comuni.

Pertanto, la taglia di un impianto fotovoltaico viene definita da due valori di potenza:

1. Potenza nominale lato DC: è definita come la somma delle potenze di targa di ciascun modulo installato. La potenza di targa non è un valore costante che il pannello produce, ma è la potenza che potrebbe produrre in condizioni standard, cioè se la sua temperatura fosse di 25°C e l'irraggiamento solare sul piano dei moduli fosse di 1000 W/m<sup>2</sup> (definite Standard Test Condition, STC);
2. Potenza nominale lato AC: è la massima potenza che il distributore concede in immissione nella sua rete. Corrisponde alla somma delle potenze di targa degli inverter utilizzati per la conversione da DC a AC.

Le due potenze non hanno necessariamente lo stesso valore e, al fine di sfruttare al meglio gli impianti e di ottimizzare il rientro degli investimenti, la buona norma prevede che la potenza nominale DC sia maggiore di quella AC. Le motivazioni sono spiegate qui di seguito.

Da quanto definito al precedente punto 1, risulta che essendo temperatura dell'aria ed irraggiamento continuamente variabili sia per questioni stagionali che per fattori momentanei, come ad esempio la presenza di nuvole, anche la potenza DC di un impianto fotovoltaico è continuamente variabile. Più in generale la potenza diminuisce con l'aumentare della temperatura ed aumenta con il crescere dell'irraggiamento. Per quelli che sono i valori di temperatura ed irraggiamento nelle zone di interesse per l'installazione dell'impianto fotovoltaico in oggetto, così come ricavati da diversi Database Meteo, il valore di potenza nominale DC potrebbe essere raggiunto solo pochi giorni all'anno, tipicamente in primavera, quando si può riscontrare la combinazione standard di 25°C e 1000 W/m<sup>2</sup>. Inoltre, tale valore perdurerebbe per poche ore a cavallo di mezzogiorno, perché l'aumento di potenza prodotta comporta anche un aumento di temperatura del modulo stesso che ne fa automaticamente diminuire la potenza prodotta (cosiddetta curva a campana della potenza prodotta dal fotovoltaico). Far corrispondere le due potenze, DC e AC, significherebbe installare degli inverter che lavorerebbero alla loro potenza nominale per poche ore all'anno e rimarrebbero sottosfruttati, quindi inefficienti, per gran parte del tempo restante. Le buone regole di ingegneria prevedono invece di installare più potenza nominale DC, in modo da far lavorare in modo più efficiente gli inverter anche nelle cattive stagioni o nelle ore in cui l'irraggiamento è più basso, accettando eventuali tagli di potenza prodotta nelle giornate in cui questa può raggiungere effettivamente il valore nominale DC. Il taglio di potenza viene effettuato dagli inverter stessi che pertanto non fanno mai sfiorare la potenza istantanea nominale AC concordata con il Distributore. Bilanciando in modo opportuno il rapporto tra la potenza DC e quella AC, il risultato è quello di produrre più MWh (Energia) a parità di potenza istantanea

immessa e migliorando così il rientro dell'investimento.

#### **4.4 La definizione normativa di “agro-voltaico”**

La categoria degli impianti agro-fotovoltaici ha trovato nel 2021 una prima definizione normativa in una fonte di livello primario che ne riconosce la diversità e le peculiarità rispetto ad altre tipologie di impianti. Infatti, l'articolo 31 del D.L. 77/2021 (*Governance del Piano nazionale di ripresa e resilienza e prime misure di rafforzamento delle strutture amministrative e di accelerazione e snellimento delle procedure*), come convertito dalla L. 108/2021, nel modificare l'art. 65 del D.L. 24 gennaio 2012 n. 1, ha introdotto, al comma 5, una definizione di impianto agro-fotovoltaico che, per le sue caratteristiche utili a coniugare la produzione agricola con la produzione di energia rinnovabile, è ammesso a beneficiare delle premialità statali. Nel dettaglio, gli impianti agro-fotovoltaici sono impianti che “*adottino soluzioni integrative innovative con montaggio di moduli elevati da terra, anche prevedendo la rotazione dei moduli stessi, comunque in modo da non compromettere la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale, anche consentendo l'applicazione di strumenti di agricoltura digitale e di precisione*”.

Inoltre, sempre ai sensi della su citata legge, gli impianti devono essere dotati di “*sistemi di monitoraggio che consentano di verificare l'impatto sulle colture, il risparmio idrico, la produttività agricola per le diverse tipologie di colture e la continuità delle attività delle aziende agricole interessate*.”

Tale definizione, ha impresso al settore un preciso indirizzo programmatico e innescato il processo di diffusione del modello agro-fotovoltaico con moduli elevati da terra che consenta la coltivazione delle superfici interessate dall'impianto.

Il riferimento puntuale all'altezza di elevazione dei pannelli da terra idonea a consentire la pratica agricola, non specificato dal D.L. 77/2021, è stato poi introdotto dalle Linee Guida in materia di impianti agrivoltaici del giugno 2022 e, in riferimento ai cosiddetti “impianti agrivoltaici avanzati”, dal recente D.L. 436/2023 emanato in attuazione del dell'articolo 14, comma 1, lettera c), del decreto legislativo n. 199 del 2021 per incentivare la realizzazione, entro il 30 giugno 2026, di sistemi agrivoltaici di natura sperimentale.

Il D.L. 77/2021, quindi, si è inserito coerentemente con il percorso regolatorio inteso a favorire la massima diffusione delle FER e riconosce agli impianti agro-fotovoltaici i benefici del supporto statale, differenziandoli, ancora una volta, dai semplici impianti fotovoltaici a terra. Seguendo il suddetto filone normativo, appare intuitivo paragonare un impianto agro-fotovoltaico ad una “serra aperta” o meglio ad un nuovo sistema ecologicamente sostenibile per la protezione delle colture tramite coperture fotovoltaiche mobili (senza comportare

comunque costruzione di volumi chiusi), le cui caratteristiche strutturali conformi alla normativa, si sostanziano nel disporre i moduli secondo interdistanze e su strutture di altezza adeguate a permette pienamente la continuità delle attività di coltivazione.

#### **4.5 Impatto e sostenibilità ambientale dei sistemi fotovoltaici**

La tecnologia fotovoltaica ha un impatto ambientale molto contenuto se paragonato a quello delle fonti energetiche convenzionali (fonte ENEA-CNR). Le analisi di impatto legate alla produzione elettrica da fotovoltaico mostrano valori di gran lunga inferiori a quelli del ciclo combinato a gas naturale (che, dal punto di vista ambientale, rappresenta la migliore tecnologia fossile disponibile). Uno studio RSE sul *Life Cycle Assessment* degli impianti fotovoltaici, condotto secondo la ISO 14040, evidenzia che non esiste una combinazione tecnologia/installazione migliore per tutti gli impatti analizzati, ma che in generale l'utilizzo di fotovoltaico presenta dei vantaggi in termini ambientali rispetto alle tecnologie fossili. Il consumo di materie prime per la tecnologia fotovoltaica è relativo alla fase di costruzione di celle e moduli (soprattutto silicio) ed è tollerabile anche per installazioni fotovoltaiche molto più ampie di quelle attuali. La produzione di rifiuti invece è relativa: alla fase di costruzione di celle e moduli, ed è molto contenuta; alla fase di recupero e riciclaggio a fine vita, che è regolamentata dal D.Lgs. 49/2014 sui RAEE che ha recepito la Direttiva Europea 2012/19/UE sui rifiuti di apparecchiature elettriche ed elettroniche. Al fine di finanziare l'attività di recupero, trattamento e smaltimento dei RAEE da parte dei produttori di apparecchiature elettriche ed elettroniche, il prezzo di vendita dei pannelli fotovoltaici incorpora un eco-contributo che non costituisce voce di profitto e deve essere quindi applicato a tutta la filiera (Produttore, Importatore, Grossista, Venditore, Installatore, fino all'Utente Finale).

Inoltre, nell'impiego della tecnologia fotovoltaica non si fa ricorso all'utilizzo della risorsa idrica né vengono provocate emissioni di CO<sub>2</sub> o di altri inquinanti. La principale contropartita per la tecnologia fotovoltaica riguarda il consumo di suolo, nel caso delle installazioni a terra, peraltro mitigabile adottando adeguate scelte progettuali (criteri di localizzazione in aree antropizzate, preservazione del suolo agrario, adozione di opportune interdistanze tra le stringhe, salvaguardia della vegetazione erbacea, solo per citarne alcuni).

Le emissioni CO<sub>2</sub>/MWh evitate sono correlate alla mancata produzione energetica da fonti fossili, riferibile al mix del parco di generazione italiano, in conseguenza della produzione da fonte fotovoltaica.

## 5 INQUADRAMENTO TERRITORIALE ED URBANISTICO

### 5.1 Ubicazione dell'area di intervento

Il proposto impianto agrivoltaico è ubicato all'interno della Città Metropolitana di Sassari, nella regione storica della *Nurra* e, in particolare, nella porzione centro-meridionale del territorio comunale di Sassari.

Il comprensorio amministrativo di Sassari si estende all'interno del territorio pianeggiante e in parte collinare della *Nurra*. Il suo territorio forma un quadrilatero compreso tra il *Golfo dell'Asinara* a nord-est ed il *Mar di Sardegna* ad ovest, delimitato dal *Rio Mannu* a est e dai rilievi del *Logudoro* a sud-est. All'interno della *Nurra* si trovano, oltre Sassari, altri 3 centri urbani: Stintino, Porto Torres e Alghero.



Figura 5.1 – Inquadramento geografico dell'intervento. In nero il confine della Città Metropolitana di Sassari

Sotto il profilo geomorfologico, il territorio della *Nurra* è caratterizzato dagli affioramenti scistoso-cristallini dell'*Isola dell'Asinara* e del promontorio di *Capo Falcone*, dai rilievi mesozoici della *Nurra* intorno ad Alghero ed i depositi del bacino vulcano-sedimentario terziario dell'area sassarese. La presenza di formazioni geologiche molto diverse tra loro conferisce un'elevata variabilità al paesaggio.

L'area di progetto, situata nella porzione centrale della *Nurra*, presenta un'orografia pianeggiante ed è destinata a seminativi semplici e colture orticole a pieno campo. Ad est/sud-est dell'area di impianto è presente una concessione mineraria - con estensione pari a circa 786 ettari e all'interno della quale sono presenti diverse aree estrattive di bentonite - denominata "Casa S'Aliderru". A sud-ovest sono presenti, inoltre, due aree appartenenti alla ex Miniera di Ferro ai piedi di *P.ta Lu Grabileddu*. A nord e ad est sono presenti ulteriori aree di cava.

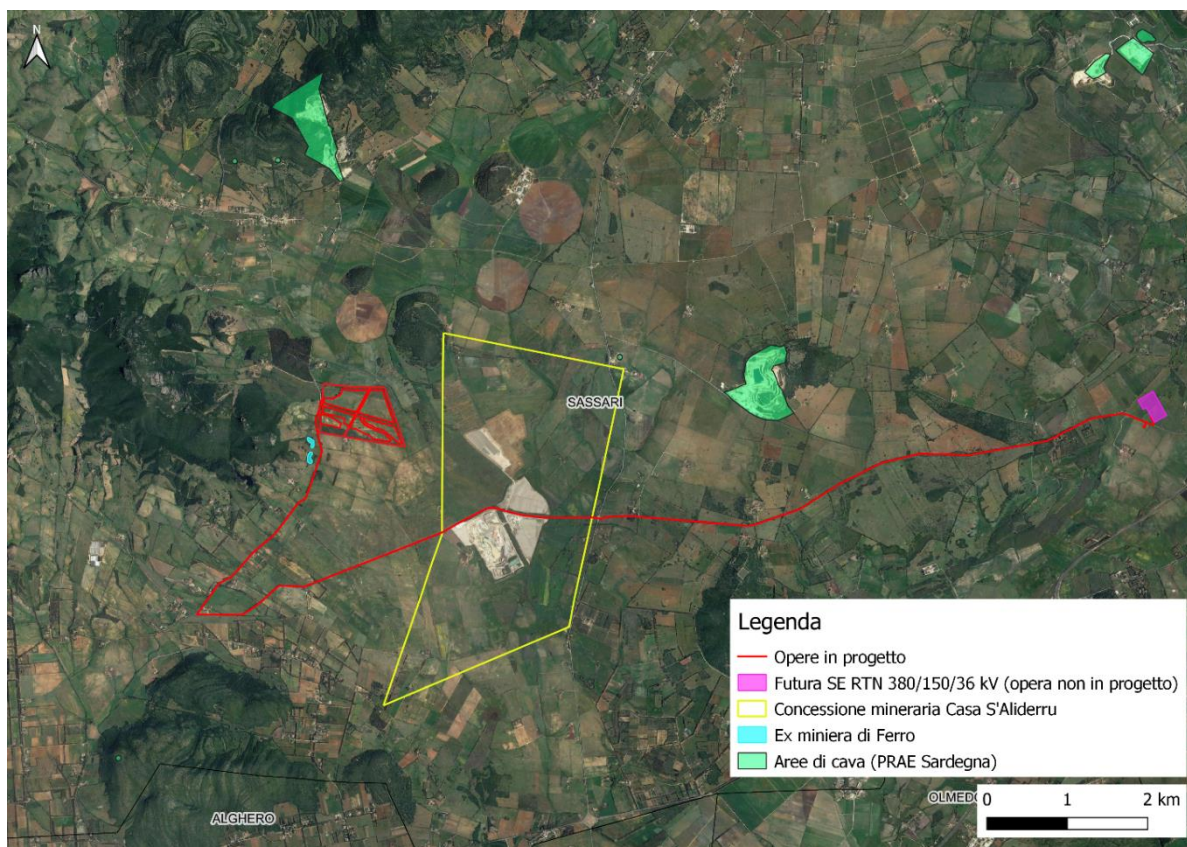


Figura 5.2 - Aree di cava e concessioni minerarie nei pressi dell'area di impianto (Fonte: PRAE Sardegna)

Dal punto di vista dei caratteri idrografici, l'area di progetto è collocata all'interno del bacino idrografico principale denominato "Barca" dal rio omonimo che scorre a sud dell'area dell'impianto agrivoltaico e sfocia nello *Stagno del Calich* nel territorio comunale di Alghero.

Sotto il profilo urbanistico, con riferimento allo strumento urbanistico comunale vigente (PUC di Sassari) l'area dell'impianto risulta inclusa nella zona omogenea E "Ambiti agricoli" - sottozona E2a "Aree di primaria importanza per la funzione agricola produttiva in terreni irrigui (es. seminativi)".

Nella cartografia ufficiale, il sito è individuabile in scala 1:25.000 della Carta Topografica d'Italia dell'IGMI Serie 25 al Foglio 458 Sez. I "Palmadula", Sez. II "Santa Maria la Palma" e al Foglio 459 Sez. IV "La Crucca".

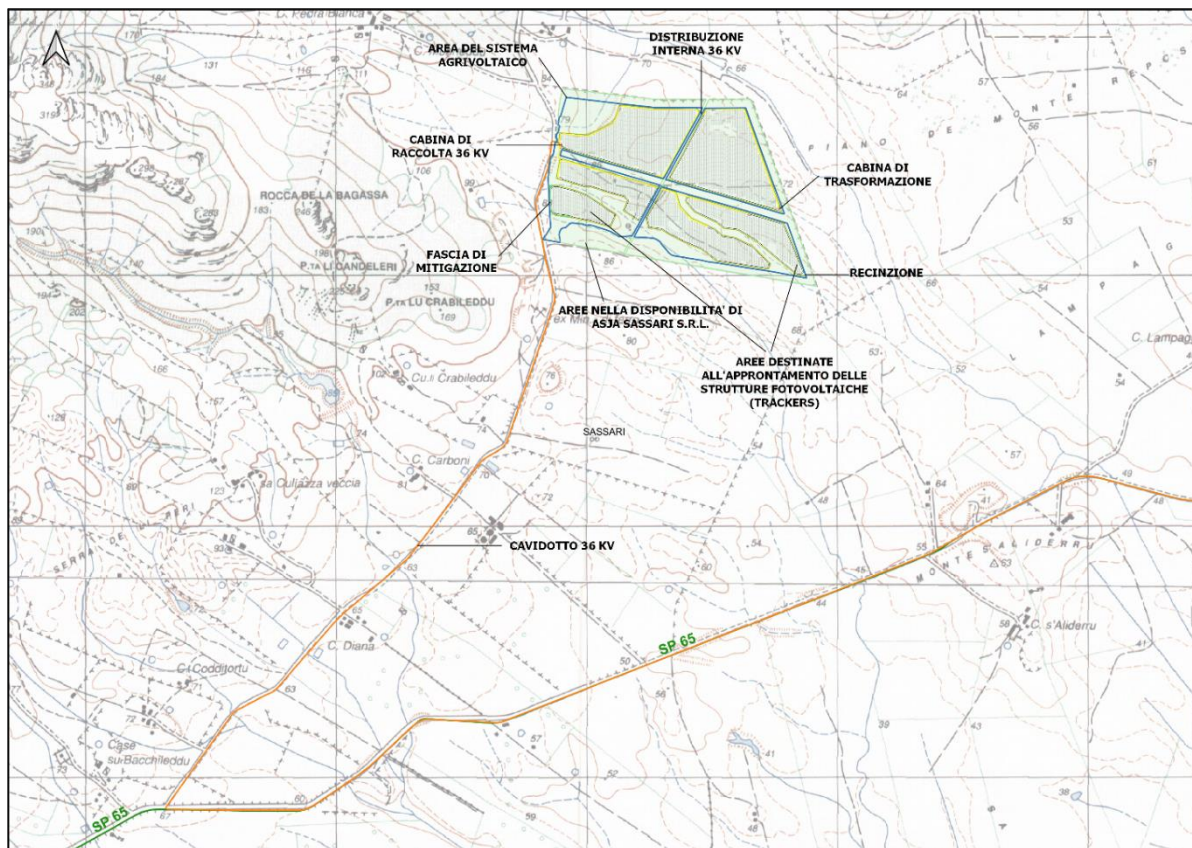


Figura 5.3 – Inquadramento territoriale dell'area di impianto e del cavidotto a 36 kV su base IGMI



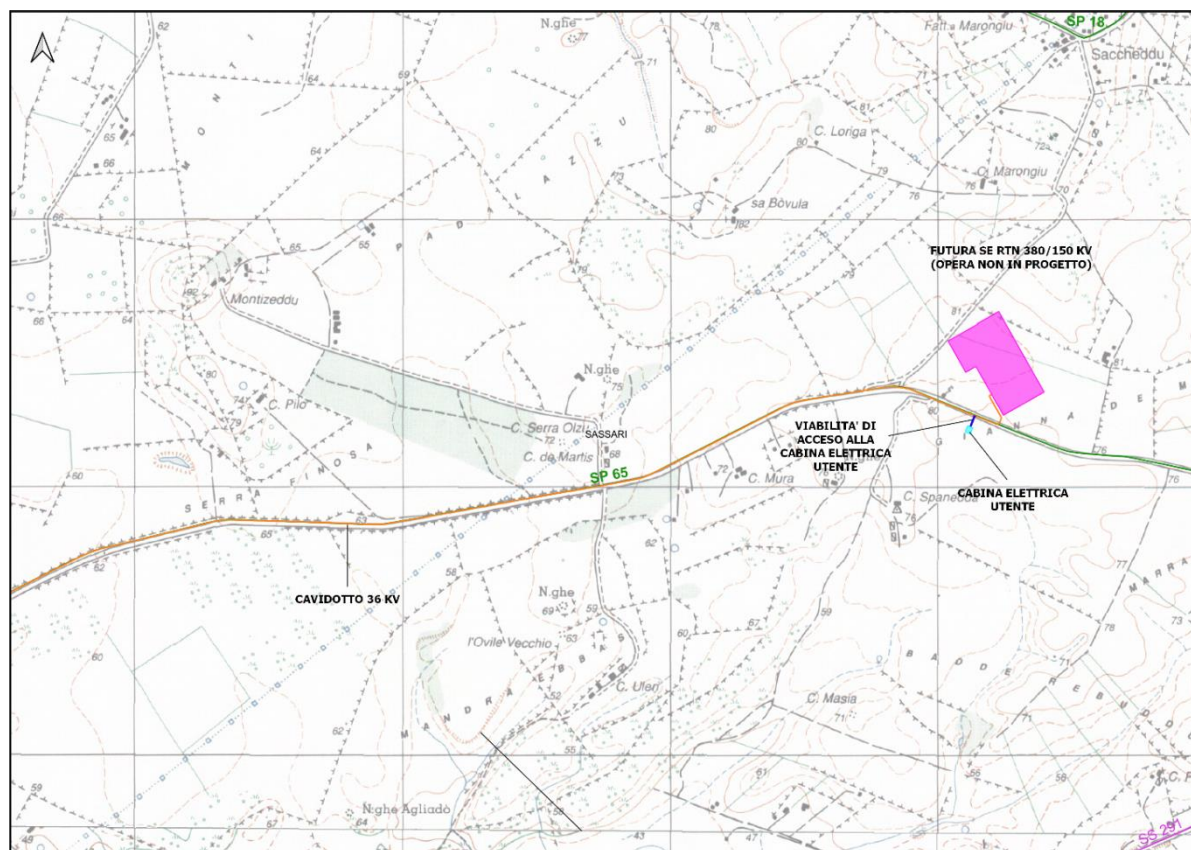


Figura 5.4 - Inquadramento territoriale del cavidotto a 36 kV, della cabina elettrica utente e della futura SE RTN 380/150/36 kV (opera non in progetto) su base IGMI

Nella Carta Tecnica Regionale Numerica in scala 1:10.000, lo stesso ricade nelle sezioni 458080 – La Corte, 458120 – Santa Maria la Palma e 459050 – Monte Nurra.

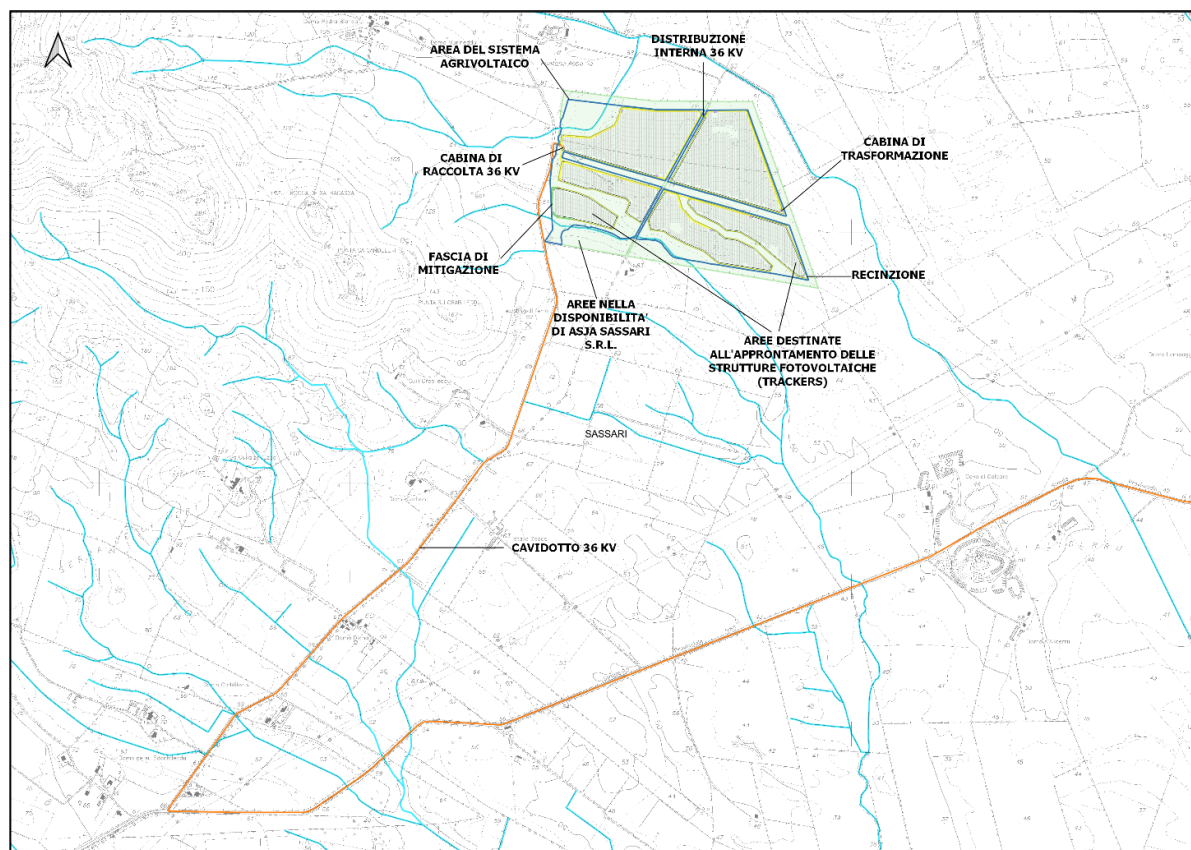


Figura 5.5 – Inquadramento territoriale dell'area di impianto e del cavidotto a 36 kV su base C.T.R.

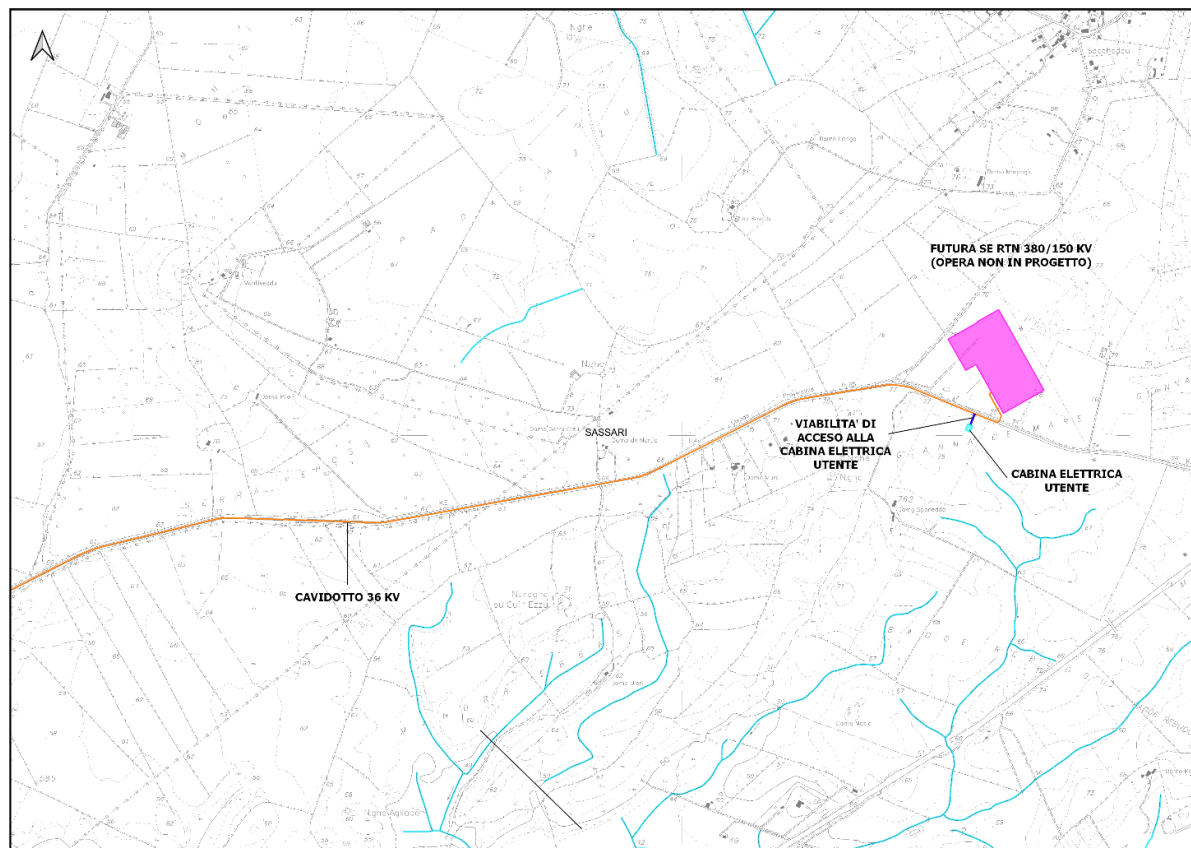


Figura 5.6 - Inquadramento territoriale del cavidotto a 36 kV, della cabina elettrica utente e della futura SE RTN 380/150/36 kV (opera non in progetto) su base C.T.R.

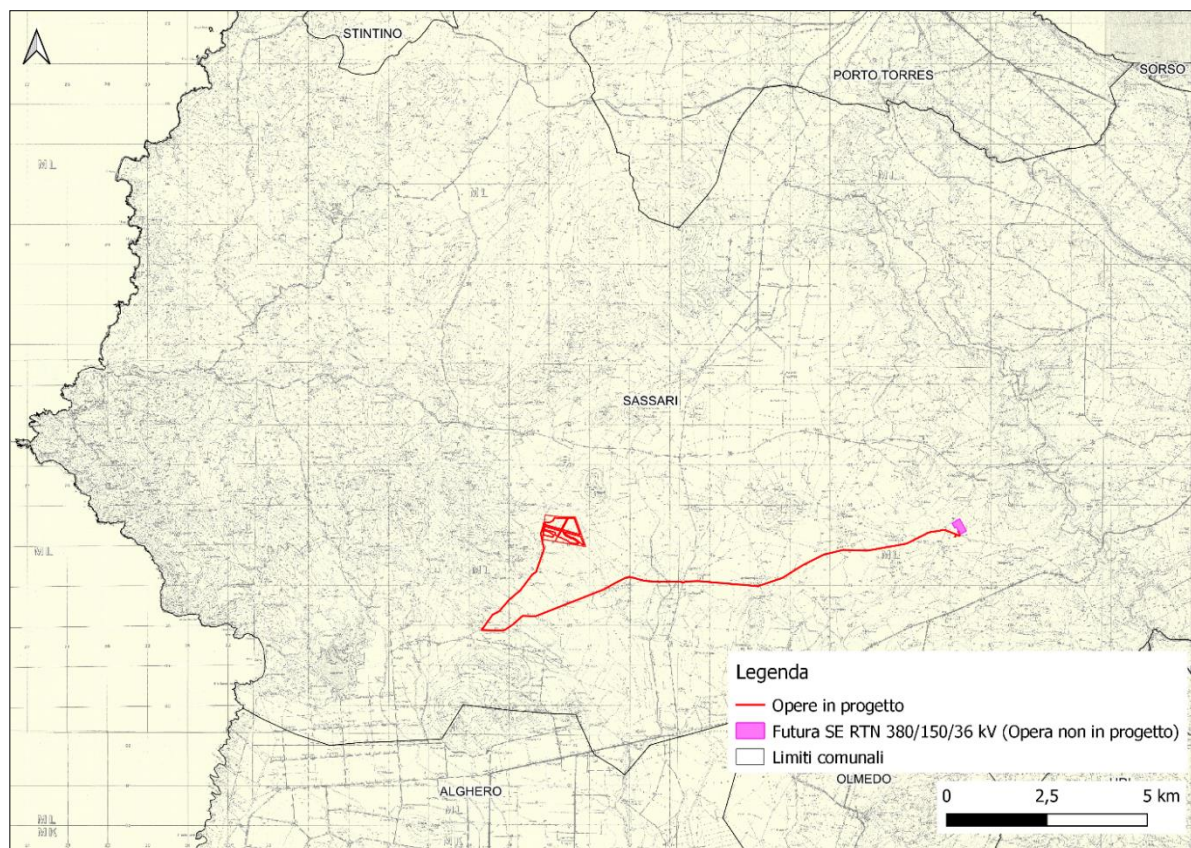


Figura 5.7 - Ubicazione del sito di impianto in progetto su IGM storico

Rispetto al tessuto edificato degli insediamenti abitativi più vicini (Elaborato IT/FTV/F-SASSA/PDF/A/PLN/080-a), il sito di intervento presenta, indicativamente, la collocazione indicata in Tabella 5.1.

Tabella 5.1 - Distanze dell'impianto rispetto ai più vicini centri abitati

Centro abitato	Posizionamento rispetto al sito	Distanza dal sito (km)
La Corte (fraz. Sassari)	N-O	2,1
Monte Forte (fraz. Sassari)	N-O	2,9
Tottubella (fraz. Sassari)	S-E	4,9
Santa Maria la Palma (fraz. Alghero)	S	5,1
Monte Casteddu (fraz. Sassari)	N-E	5,2
Baratz (fraz. Sassari)	S-O	6,3
Palmadula (fraz. Sassari)	O/N-O	8,5
Argentiera (fraz. Sassari)	O	11,7

Sotto il profilo infrastrutturale, l'area in esame è situata nella porzione di territorio racchiusa tra gli assi viari della SP 18 a nord, della SP 42 ad est, della SP 69 ad ovest e della SP 65 a sud. L'impianto sarà facilmente raggiungibile dagli assi viari della SP 18 a nord e della SP 65 a sud percorrendo la Strada vicinale La Corte-Bacchileddu, che per dimensioni e caratteristiche costruttive, risulta adeguata al transito dei mezzi d'opera.

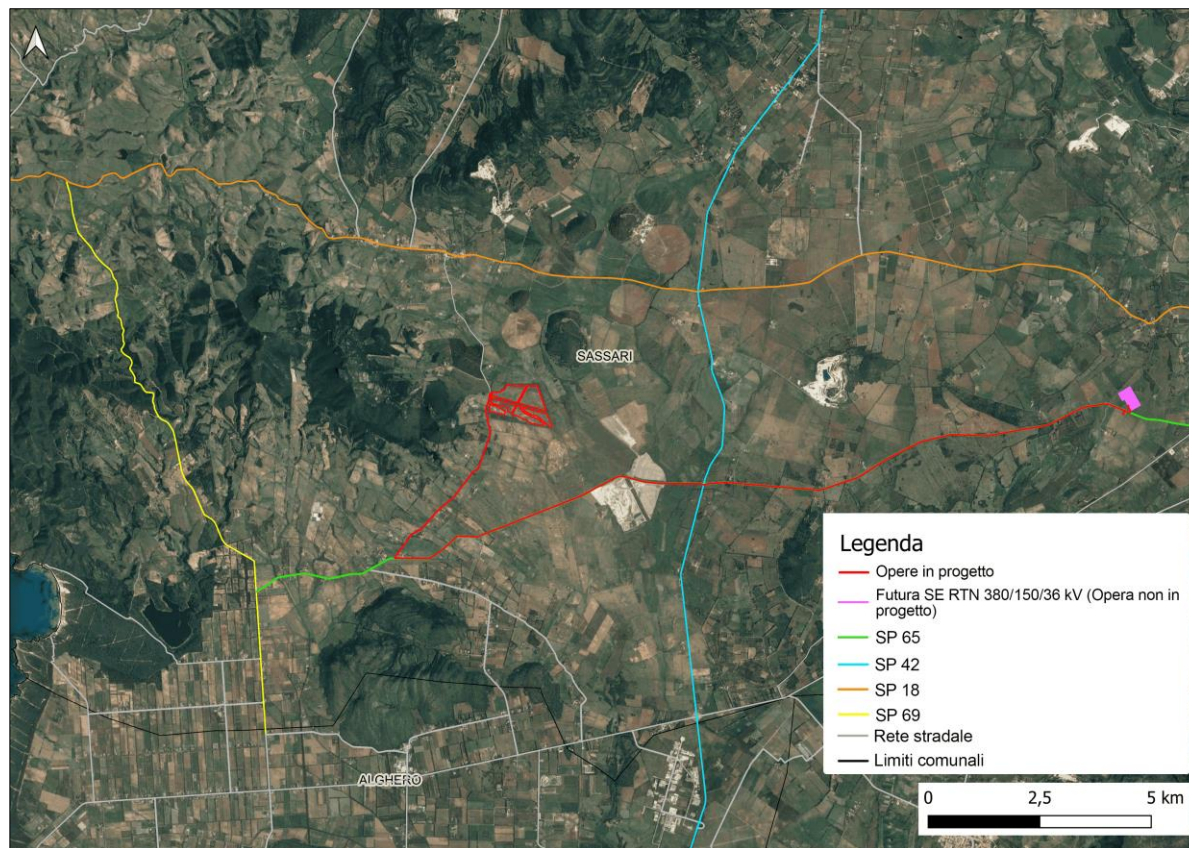


Figura 5.8 - Ubicazione dell'impianto in progetto rispetto ai principali assi viari

L'inquadramento catastale dell'impianto agrivoltaico e degli elettrodotti a 36 kV è riportato nell'Elaborato IT/FTV/F-SASSA/PDF/C/PLN/031-a.

## 5.2 Inquadramento urbanistico e norme di tutela del territorio

### 5.2.1 Inquadramento urbanistico – Piano Urbanistico Comunale (P.U.C.) di Sassari

Sotto il profilo della pianificazione urbanistica locale, allo stato attuale, nel settore di progetto, lo strumento urbanistico vigente è il Piano Urbanistico Comunale di Sassari (PUC), la cui ultima variante risulta essere adottata con Del. C.C. N. 35 del 30/04/2019 e pubblicato nel BURAS N. 33 del 25/07/2019.

Sulla base della zonizzazione urbanistica vigente, l'area di sedime dei moduli fotovoltaici ricade in Area agricola E – Sottozona E2.a – *Aree di primaria importanza per la funzione agricola produttiva in terreni irrigui (es. seminativi)*.

Il cavidotto a 36kV, interrato e impostato su viabilità esistente, interessa anche zona D4 – *Aree estrattive di prima e seconda categoria* e E2.b – *Aree di primaria importanza per la funzione agricola produttiva in terreni non irrigui (es. seminativi in asciutto)*.

La Cabina elettrica Utente ricade invece in zona E2.c – *Aree di primaria importanza per la funzione agricolo produttiva anche in funzione di supporto alle attività zootecniche tradizionali in aree a bassa marginalità (es. colture foraggiere, seminativi anche alberati, colture legnose non tipiche, non specializzate). Sono zone caratterizzate da attività agricole e zootecniche che avvengono in suoli irrigui e non con medio/elevate capacità e suscettibilità agli usi agrozootecnici si estendono nei sistemi agricoli individuati nella Nurra e nella fascia esterna alla corona olivetata.*

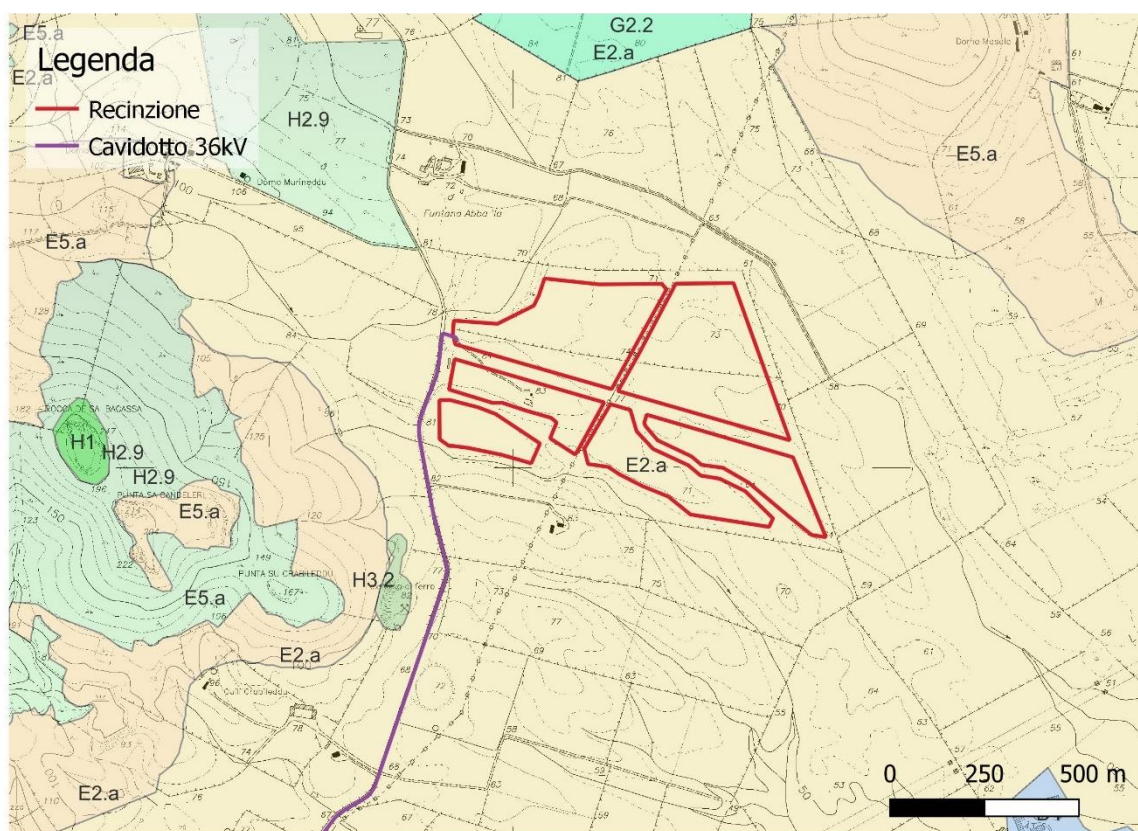


Figura 5.9 - Sovrapposizione dell'impianto agrivoltaico con la zonizzazione del PUC di Sassari

### 5.2.2 Analisi dei vincoli di carattere paesaggistico-ambientale

Nel rimandare agli elaborati grafici IT/FTV/F-SASSA/PDF/A/CDV/065-a, IT/FTV/F-SASSA/PDF/A/CDV/066-a e IT/FTV/F-SASSA/PDF/A/CDV/067-a, che mostrano, all'interno dell'area vasta oggetto di analisi - estesa ben oltre l'area del sito di progetto - la distribuzione delle aree vincolate per legge, interessate da dispositivi di tutela naturalistica e/o ambientale, istituiti o solo proposti, o, comunque, di valenza paesaggistica, si evidenzia che:

- L'area dell'impianto ricade all'interno dell'ambito di paesaggio costiero n. 13 – Alghero;

- In riferimento agli indirizzi della D.G.R. 59/90 del 27/11/2020 recante *“Individuazione delle aree non idonee all'installazione di impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili”*, seppur riferiti ad impianti fotovoltaici sul terreno e non ad impianti agrivoltaici, come quello in progetto, si evidenzia che l'intervento risulta interno a:
  - area *“di presenza specie animali tutelate da convenzioni internazionali”*. In riferimento alle aree tutelate da convenzioni internazionali, l'inidoneità di queste si riscontra nel fatto che *“impianti di grande taglia potrebbe condizionare in modo critico gli equilibri ecosistemici e l'integrità degli habitat attraverso l'inserimento di elementi estranei al contesto paesaggistico delle aree.”*

A tal proposito, come meglio specificato nella Relazione faunistica (Elaborato IT-FTV-F-SASSA-PDF-A-RS-061-a), nonostante la presenza della specie sia stata accertata in passato nei territori della Nurra, dai risultati del censimento completo dei maschi effettuato tra il 2009 e il 2011, la stessa risulterebbe essere scomparsa dai territori in questione (Nissardi & Zucca, 2011). Inoltre, considerando la Carta della distribuzione degli areali di riproduzione della specie (allegato alla Deliberazione n. 40/11 del 7/8/2015), elaborata durante la stesura del *“Piano di gestione per la tutela della Gallina prataiola e dell'habitat riproduttivo”*, si può notare come questi siano distanti dalle aree di realizzazione dell'opera.
  - *“Terreni agricoli irrigati gestiti dai Consorzi di Bonifica”*. Il sito in progetto ricade entro il Comprensorio di Bonifica della Nurra. In riferimento a questa circostanza, si evidenzia che, da un lato, la progettazione dell'impianto agrivoltaico ha tenuto in debita considerazione la presenza di una condotta idrica che attraversa da nord a sud l'impianto prevedendo una fascia di rispetto di 6m per parte; dall'altro lato, la definizione stessa di agrivoltaico non contrasta per definizione con la prosecuzione delle pratiche agricole, assicurando l'integrazione tra la produzione di energia elettrica e quella agricola. Pertanto, nel settore d'intervento, non è ravvisabile la presunzione di inidoneità identificata ai sensi della suddetta D.G.R. secondo cui *“La realizzazione di impianti di grande taglia potrebbe contrastare con le finalità degli impianti di distribuzione/irrigazione gestiti dai Consorzi di Bonifica, in quanto opere di pubblica utilità, vanificando l'investimento e sottraendo al comparto agricolo un suolo irriguo che rappresenta, nell'economia regionale, una risorsa limitata”*.
- Sotto il profilo dell'assetto ambientale, l'area interessata dall'impianto agrivoltaico insiste su ambiti cartografati, dal PUC di Sassari, come *“Colture erbacee specializzate – Aree agroforestali, Aree incolte”*.



- In relazione alle sole opere elettriche accessorie, di vettoriamento dell'energia elettrica sino alla RTN, si evidenzia:

- o In merito al solo cavidotto interrato a 36 kV, ivi impostato su viabilità esistente della SP n. 65, si segnala la sovrapposizione con la categoria dei *"Fiumi, torrenti e corsi d'acqua iscritti negli elenchi del testo unico delle disposizioni di legge sulle acque ed impianti elettrici, approvato con regio decreto 11 dicembre 1933, n. 1775, e le relative sponde o piedi degli argini per una fascia di 150 metri ciascuna"* (Art. 142 comma 1 lettera c) e *"Fiumi torrenti e corsi d'acqua e relative sponde o piedi degli argini, per una fascia di 150 metri ciascuna, e sistemi fluviali, riparali, risorgive e cascate, ancorché temporanee"* (art. 17 comma 3 lettera h N.T.A. P.P.R.) in corrispondenza del *"Riu Don Gavinu"*.

Corre l'obbligo sottolineare che tali interventi, non determinando modifiche permanenti allo stato dei luoghi, non sono soggetti ad autorizzazione paesaggistica in ragione delle disposizioni di cui all'Allegato A del DPR 31/2017 che esclude dall'obbligo di acquisire l'autorizzazione paesaggistica alcune categorie di interventi, tra cui le opere di connessione realizzate in cavo interrato.

- o Il cavidotto interrato a 36kV, ivi impostato su viabilità esistente, si sovrappone con aree a pericolosità idraulica cartografate dal PAI e elementi idrici ai quali si applicano le norme di prima salvaguardia di cui all'art. 30ter delle NTA del PAI.

L'articolo 30 ter delle NTA del PAI dispone che, *"per i singoli tratti dei corsi d'acqua appartenenti al reticolo idrografico dell'intero territorio regionale di cui all'articolo 30 quater, per i quali non siano state ancora determinate le aree a pericolosità idraulica, con esclusione dei tratti le cui aree di esondazione sono state determinate con il solo criterio geomorfologico di cui all'articolo 30 bis, quale misura di prima salvaguardia finalizzata alla tutela della pubblica incolumità, è istituita una fascia su entrambi i lati a partire dall'asse, di profondità L variabile in funzione dell'ordine gerarchico del singolo tratto [OMISSIS]"* (art. 30 ter, comma 1 NTA PAI) e *"anche in assenza degli studi di cui al comma 2, nelle aree interne alla fascia di cui al comma 1, sono consentiti gli interventi previsti dall'articolo 27 e 27 bis delle NA"* (art. 30 ter, comma 3 NTA PAI).

In riferimento ai presupposti di ammissibilità riferibili al rischio idraulico maggiore (Hi4), si evidenzia come le suddette opere di connessione possano ragionevolmente ricondursi ad *"allacciamenti a reti principali e nuovi sottoservizi a rete interrati lungo tracciati stradali esistenti, ed opere connesse"*

*compresi i nuovi attraversamenti; nel caso di condotte e cavidotti, non è richiesto lo studio di compatibilità idraulica di cui all'articolo 24 delle presenti norme qualora sia rispettata la condizione che tra piano campagna e estradosso ci sia almeno un metro di ricoprimento, che eventuali opere connesse emergano dal piano di campagna per un'altezza massima di 50 cm e che il soggetto attuatore provveda a sottoscrivere un atto con il quale si impegna a rimuovere a proprie spese tali elementi qualora sia necessario per la realizzazione di opere di mitigazione del rischio idraulico" (art. 27 comma 3 lettera h delle N.T.A.).*

Infine, con riferimento ad altri ambiti meritevoli di tutela, si evidenzia che:

- il sito non è inserito nel patrimonio UNESCO né si caratterizza per rapporti di visibilità con aree UNESCO presenti territorio regionale;
- l'area non ricade all'interno di aree naturali protette istituite ai sensi della Legge 394/91 ed inserite nell'Elenco Ufficiale delle Aree Naturali Protette né interessa, direttamente o indirettamente, zone umide di importanza internazionale designate ai sensi della Convenzione di Ramsar, aree SIC o ZPS istituite ai sensi delle Direttive 92/43/CEE e 79/409/CEE;
- il sito non è contermina a parchi archeologici o emergenze di rinomato interesse culturale, storico e/o religioso;
- non si prevede alcun impatto su tipologie vegetazionali di interesse conservazionistico né effetti significativi e non mitigabili sulla componente arborea; le aree oggetto di intervento non ospitano né habitat di interesse comunitario o altre cenosi rare. Non si ritiene, in particolare, che il sito in esame svolga funzioni determinanti per la conservazione della biodiversità che possano essere compromesse a seguito della realizzazione dell'opera.
- interno ad aree IDONEE ai sensi dell'art. 20 c. 8, lettera c-quater del D.Lgs. 199/2021 e inoltre, circa 13 ha ricadono entro aree considerate idonee ai sensi dell'art. 20, comma 8 – lettera c.ter del D.Lgs. 199/2021 (*"le aree classificate agricole, racchiuse in un perimetro i cui punti distino non più di 500 metri da zone a destinazione industriale, artigianale e commerciale, compresi i siti di interesse nazionale, nonché le cave e le miniere"*).

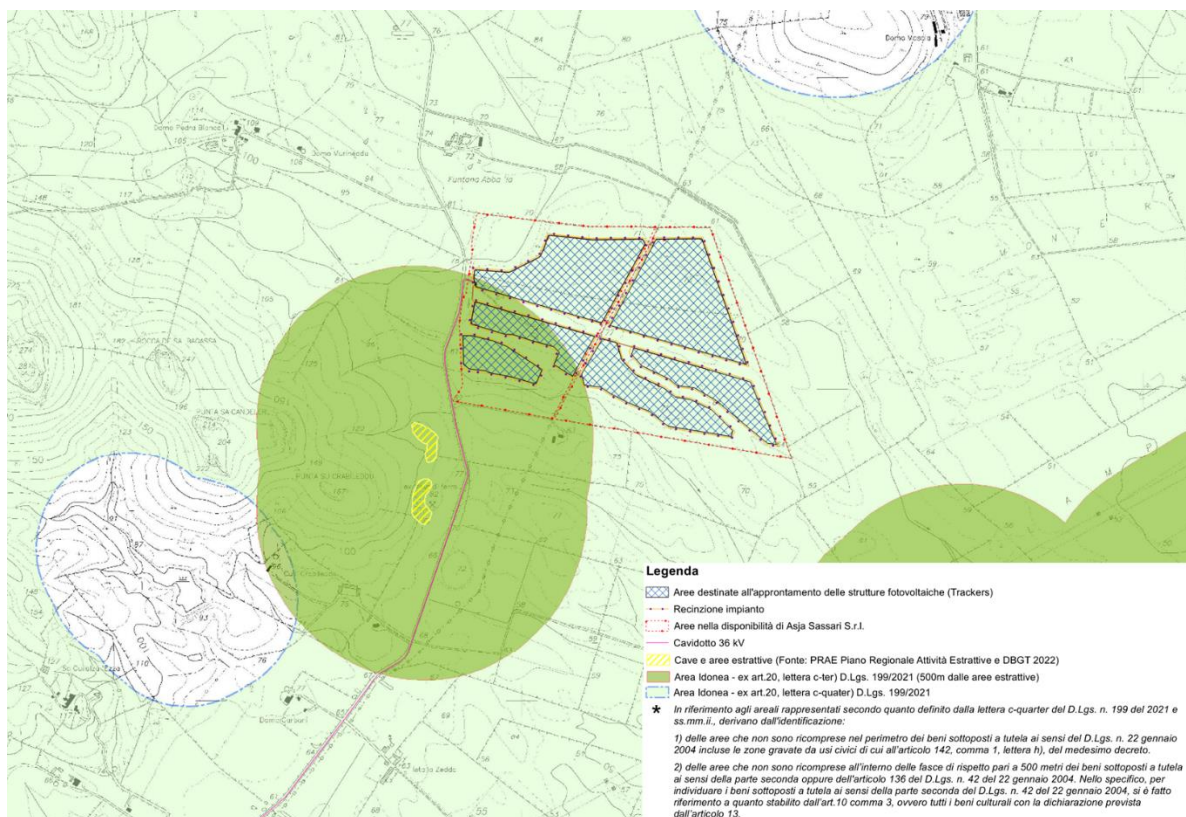


Figura 5.10: Individuazione delle aree idonee per la installazione di impianti a fonti rinnovabili - Art.20 D.Lgs. 199/2021 ss.mm.ii. rispetto all'impianto agrivoltaico "F-Sassa"

### 5.3 Inquadramento geologico generale

Nel rimandare alla consultazione dell'Elaborato progettuale IT/FTV/F-SASSA/PDF/A/RS/004-a per quanto attiene alla caratterizzazione geologica e geotecnica del sito, si riportano di seguito le principali conclusioni dello Studio specialistico a firma della geologa Maria Francesca Lobina.

L'area in studio si colloca nel settore centrale della *Nurra*, appendice NW della Sardegna assieme all'isola dell'Asinara: si tratta di una regione dal profilo morfologico sostanzialmente ondulato con piccoli rilievi isolati che non raggiungono i 500 m, con la quota massima nel settore occidentale, in corrispondenza del rilievo paleozoico di *Monte Forte* (464 m).

Il profilo morfologico della regione va deprimendosi verso il centro, dove è localizzato l'areale di intervento: qui l'assetto diviene sostanzialmente pianeggiante, con piccoli rilievi isolati di altitudine max di 142 m a *Monte Nurra*, 125 m a *Monte Reposu* e 121 m a *Monte Uccari* e poi si eleva ad ovest verso il mare, dove termina con alte falesie o ripidi versanti.

Geograficamente quindi, il settore nel quale è compreso l'areale in esame si presenta come un'isola minore rispetto a quella principale in quanto circondata su tre lati (SW, W, N) dal mare mentre ad est, la valle del *Rio Mannu* coincide con una zona di faglia principale di un semigraben che apre al bacino miocenico del Logudoro. In tal modo costituisce uno dei due pilastri tettonici regionali entro cui si sono articolate le vicende geologiche della Sardegna dopo il Mesozoico. L'attuale assetto strutturale è infatti quello di un alto post-Mesozoico, delineatosi con tutta probabilità nell'Oligocene superiore - Miocene inferiore. Detta conformazione generale è infatti il risultato di un contesto tettonico distensivo attivo durante il Terziario che ha dato luogo all'apertura di un bacino subsidente con geometria a semigraben che si approfondisce verso est, successivamente colmato da depositi vulcanici e sedimentari prevalentemente miocenici (Figura 5.11).

Il sito designato per la realizzazione dell'impianto agrivoltaico si colloca sul margine occidentale di questa struttura a semigraben ove affiorano le formazioni più antiche sulle quali si è strutturato il bacino terziario, rappresentate da formazioni mesozoiche e specificatamente da depositi di ambiente continentale del Triassico inferiore (Bundsandstein) sino a sedimenti marini di piattaforma in facies carbonatica del Cretacico superiore (gli stessi molto diffusi nella Nurra orientale e soprattutto in quella meridionale con spettacolari esposizioni lungo le falesie di Capo Caccia - Alghero).

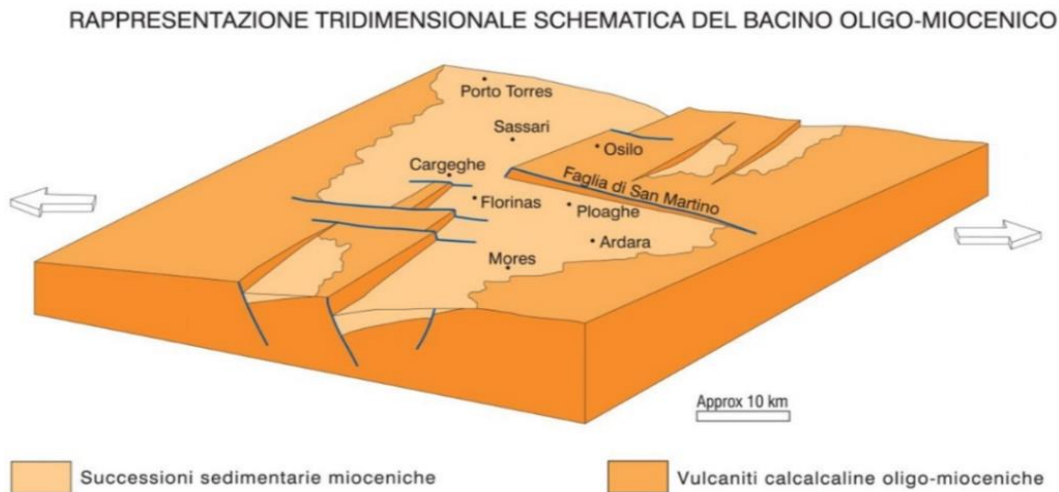


Figura 5.11 - Schema dei bacini di Porto Torres e del Logudoro allegato alla carta geologica 1:50.000, Foglio 459 "Sassari", CARG

Queste litologie, in funzione del loro assetto giaciturale connesso con la blanda deformazione plicativa indotta dalla tettonica compressiva meso-cretacica e meso-eocenica e della loro più o meno elevata predisposizione all'erosibilità e alterabilità, affiorano in modo diffuso in tutto il settore in studio dando luogo a pendii a differente acclività a seconda della tipologia di roccia più o meno consistente.

Tutta la sequenza mesozoica è infatti interessata da un blando piegamento con ad asse ENE che ha determinato lo sviluppo di un sistema di sinclinali e anticlinali aperte, a loro volta intersecate da faglie distensive dirette N0 o NS. Le giaciture prevalenti sono sub-orizzontali o con debole inclinazione verso il settore sud-orientale.

In Figura 5.13 è rappresentata una sezione geologica orientata E-W relativa all'areale immediatamente a sud dell'abitato di Olmedo ma che può essere considerata a livello schematico rappresentativa dell'andamento del substrato mesozoico dell'areale oggetto di studio.

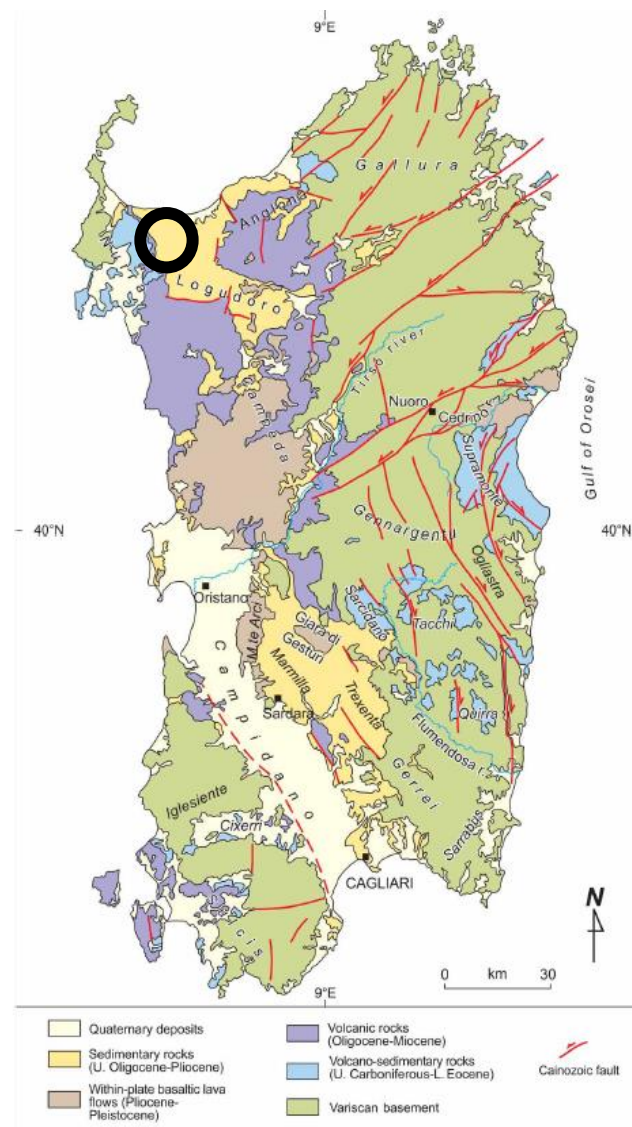


Figura 5.12 - Schema geologico con evidenza delle faglie di età cenozoica (Carmignani et al., 2016).

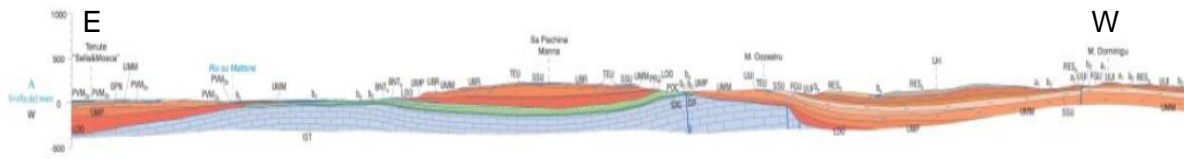


Figura 5.13 - Sezione geologica schematica orientata E-W rappresentativa dell'area di Olmedo (allegata alla Carta Geologica d'Italia 1:50.000 – Foglio 459 , Sassari).

L'area di specifico interesse, seppure adiacente alle colline paleozoiche costituite dalle metarenarie e dalle quarziti della FORMAZIONE DI MONTE FORTE [FTE], presenta un assetto litologico dominato dalla potente sequenza mesozoica, che affiora diffusamente in tutto il settore orientale, mentre è parzialmente coperta dai depositi pleistocenici ed olocenici in quella occidentale. L'ambiente deposizionale della sequenza si caratterizza per condizioni di mare poco profondo con frequenti emersioni, tipici di una piattaforma carbonatica sottoposta a sollecitazioni tettoniche e subsidenza.

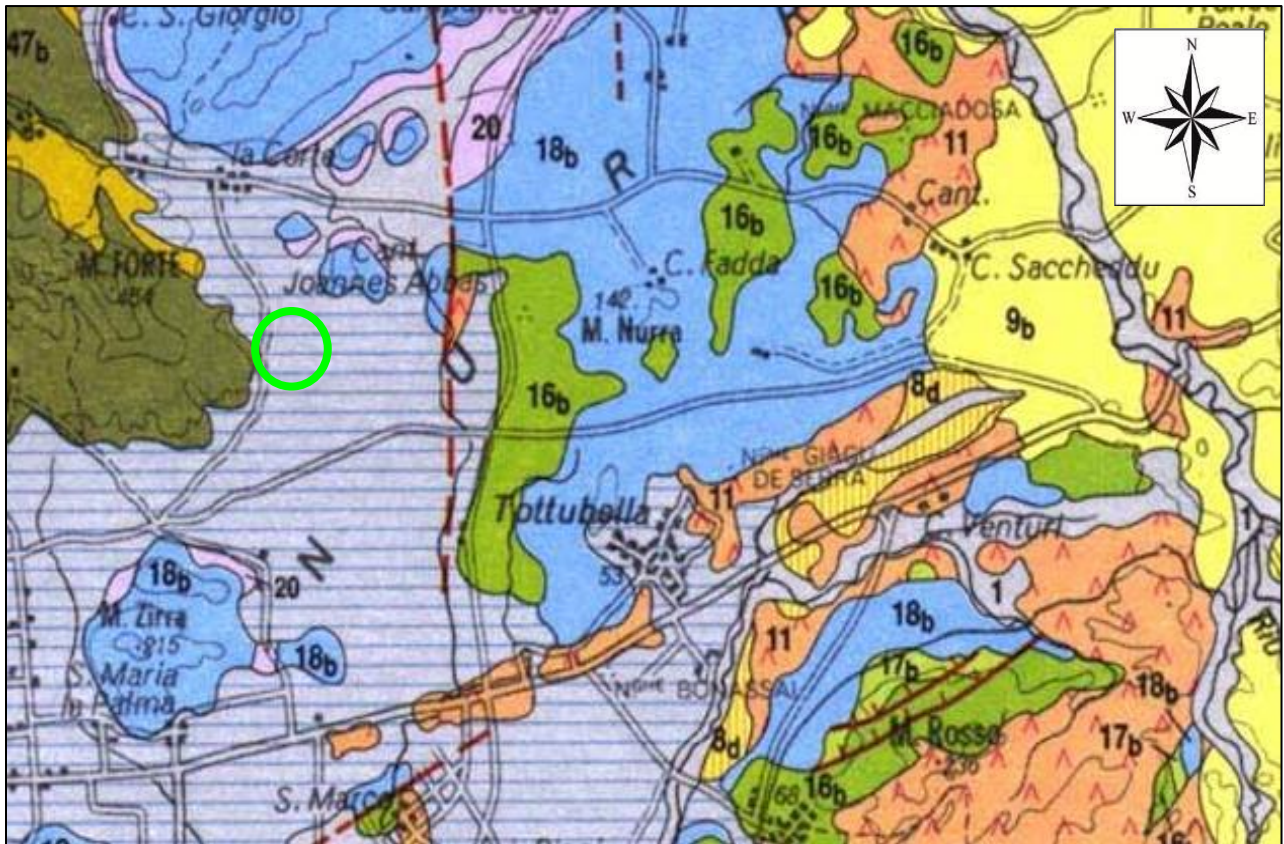
Alla base della successione giurassica, non direttamente osservabile nel settore di intervento, troviamo calcari oolitici, oncolitici e bioclastici associati a marne e calcari marnosi e intercalazioni di calcari grigio-bluastri con lenti di selce [NDD – FORMAZIONE DI CAMPADEDDA]; seguono, nel Giurassico medio, sedimenti ben stratificati rappresentati da calcari e dolomie scure di ambiente lacustre ai quali si sovrappongono in concordanza dolomie e calcari, calcari bioclastici, calcari selciferi, calcari marnosi e marne [NRR – FORMAZIONE DI MONTE NURRA]. Chiude la sequenza sedimentaria giurassica una successione di calcari micritici e bioclastici grigio biancastri sempre ben stratificati con anche dolomie grigiastre e lenti di calcare [MUC – FORMAZIONE DI MONTE UCCARI], potente circa 200 m e ben esposta lungo la falesia occidentale della penisola di Capo Caccia.

Nel settore in esame, in discordanza stratigrafica sulle formazioni giurassiche segue la successione sedimentaria Cretacica superiore. La superficie di discordanza è marcata da un orizzonte bauxitico [GLX-FORMAZIONE DI GRAXIOLEDDU, Cenomaniano] riconducibile ad una generale emersione e ad una importante lacuna stratigrafica, riconosciuta in tutta la Sardegna ed il cui intervallo temporale aumenta da est verso ovest. Il ritorno a condizioni sedimentarie francamente marine è sottolineato dalla deposizione di sequenze carbonatiche neritiche al tetto dei livelli bauxitici, rappresentate principalmente da calcari micritici e bioclastici che passano lateralmente a calcari a rudiste [POC – Formazione di Capo Caccia].

Al contorno, a causa del diretto coinvolgimento anche della Sardegna nord-orientale nella tettonica trascorrente oligo-miocenica, sono presenti le estese coperture vulcaniche in facies piroclastica e chimismo calcalcalino legate all'evoluzione tettono-strutturale del Mediterraneo occidentale. Queste ultime sono rappresentate nel settore in esame da vulcaniti in facies ignimbratica a chimismo acido e intermedio prevalenti, con prodotti pomiceo cineritici, afferenti

all'Unità di Candelazzos [CZS].

Procedendo verso est, lungo una stretta fascia che separa il dominio mesozoico da quello metamorfico, affiorano le formazioni conglomeratiche costituenti la base della sequenza sedimentaria miocenica emergente al margine dei rilievi carbonatici, [OPN – *Formazione di Oppia Nuova*] e le formazioni mioceniche arenacee e conglomeratiche a cemento carbonatico afferenti alle *Litofacies nella Formazione di Mores* [RESb].



1	Ghiaie, sabbie, limi ed argille sabbiose dei depositi alluvionali, colluviali, eolici e litorali (Olocene)
2a	Conglomerati, sabbie, argille più o meno compatte in terrazzi e conoidi alluvionali (Pliocene – Pleistocene)
9b	Marne di Gesturi – Marne arenacee e siltose, arenarie, conglomerati (Oligocene superiore – Miocene inferiore)
16b	Depositi carbonatici di piattaforma: calcari, marne e calcareniti glauconitiche sublitorali, con foraminiferi bentonici, Praelveoline, alghe, rudiste e localmente calcari lacustri con Carofite e orizzonte bauxitico alla base (Cenomaniano – Campiano)
17b	Depositi carbonatici di piattaforma: calcari, calcari dolomitici, calcari oolitici e calcari bioclastici, sublitorali (facies "Urgoniana") con foraminiferi bentonici, alghe, rudiste, briozoi, serpulidi; alla base: marnee calcari marnosi paralici, con carofite e ostracodi (Berriasiano – Aptiano inf.)
18b	Depositi carbonatici di piattaforma: dolomie e calcari dolomitici, calcari bioclastici, calcari oolitici, calcari ad oncoidi, calcari selciferi, calcari micritici, calcari marnosi e marne con alghe, crinoidi, brachiopodi, foraminiferi bentonici, bivalvi, belemniti, ammoniti, briozoi, coproliti, pollini, spore, ostracodi. Alla sommità, dolomie e calcari dolomitici scuri lacustri con carofit costituenti il passaggio alla facies puberckiana (Lias – Malm)
20	Dolomie, dolomie marnose e marne con gessi e argille ("Keuper") con palino formi, foraminiferi agglutinati, gasteropodi, brachiopodi e celenterati (Trias medio).

Figura 5.14 - Ubicazione degli interventi rispetto alla geologia di contesto (stralcio della "Carta Geologica della Sardegna" in scala 1:200.000, curata da Coordinamento della Cartografia Geologica e Geotematica della Sardegna, modificata (fuori scala).



Chiude la sequenza stratigrafica l'insieme di coperture quaternarie in facies continentale, rappresentate nel settore di interesse, dalle coltri alluvionali più o meno terrazzate del Pleistocene superiore del Subsistema di Portoscuso [**PVM2a**] e la variegata associazione di facies oloceniche e attuali di ambiente alluvionale [**b**].

Nei rilievi collinari le coperture sono costituite da depositi di pendio più o meno antichi (Olocene e attuale) prevalentemente di genesi eluvio-colluviale [**b2**].

L'inquadramento geologico al contorno del sito, è rappresentato in Figura 5.14 dove è riportato uno stralcio della "Carta Geologica della Sardegna" in scala 1:200.000, a cura del Coordinamento della Cartografia Geologica e Geotematica della Sardegna.

## 6 CONFIGURAZIONE GENERALE DELL'IMPIANTO FV

### 6.1 Criteri di scelta del sito

I principali criteri di scelta perseguiti per l'individuazione del sito, in coerenza con il quadro normativo nazionale e regionale, sono stati i seguenti:

- individuazione di zone del territorio esterne ad ambiti interessati dalla presenza di vincoli ambientali o paesaggistici, preclusivi o limitanti la realizzazione dell'impianto;
- compatibilità delle pendenze del terreno rispetto ai canoni richiesti per l'installazione di impianti fotovoltaici che impiegano la tecnologia degli inseguitori solari o, in ogni caso, positiva verifica circa la possibilità di procedere, ove fosse indispensabile, ad opportune regolarizzazioni morfologiche localizzate;
- opportuna distanza da zone di interesse turistico e dai centri abitati;
- rispondenza del sito alle seguenti caratteristiche richieste dalla tipologia di impianto in progetto:
  - a. **Radiazione solare diretta al suolo.** È la grandezza fondamentale che garantisce la produzione di energia durante il periodo di funzionamento dell'impianto;
  - b. **Area richiesta.** La dimensione dell'area richiesta per un impianto da 30,157 MWp (potenza nominale lato DC) è essenzialmente determinata dal numero di *trackers* da installare poiché le cabine elettriche (cabine di trasformazione e la cabina di raccolta) ed i vari sistemi ausiliari occupano un'area relativamente modesta se paragonata a quella del campo solare. Nel caso specifico, l'interdistanza tra le file di inseguitori è stata ottimizzata in accordo con i requisiti previsti per i sistemi agrivoltaici;
  - c. **Pendenza del terreno massima accettabile.** Sotto il profilo generale, la pendenza massima accettabile del terreno deve valutarsi sia nell'ottica di minimizzare gli ombreggiamenti reciproci tra le strutture fotovoltaiche sia in rapporto alle stesse esigenze di un'appropriata installazione dei moduli;
  - d. **Connessione alla rete elettrica nazionale.** Data la potenza in immissione superiore ai 10 MW (24,975 MW<sub>AC</sub>), l'impianto dovrà essere connesso alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN).

I terreni in agro del Comune di Sassari rispondono pienamente ai criteri sopra individuati. Se ne riportano di seguito le caratteristiche peculiari:

- **Superficie.** L'area complessiva del sistema agrivoltaico è pari a 47,44 ettari (comprensiva delle opere elettriche, civili, degli spazi agricoli e di inserimento paesaggistico ambientale ed escludendo le opere di connessione alla rete) e risulta

omogenea sotto il profilo delle condizioni di utilizzo;

- **Ostacoli per la radiazione solare.** L'assenza di rilievi significativi nell'area di interesse consente di ipotizzare un orizzonte libero nella modellizzazione del sistema FV per il calcolo dell'energia prodotta attesa;
- **Strade di collegamento.** L'area in esame è situata nella porzione di territorio racchiusa tra gli assi viari della SP 18 a nord, della SP 42 ad est, della SP 69 ad ovest e della SP 65 a sud. L'impianto sarà facilmente raggiungibile dagli assi viari della SP 18 a nord e della SP 65 a sud;
- **Vegetazione.** La componente floristica evidenzia una netta dominanza di elementi mediterranei, ma con una rilevante percentuale di entità ad ampia distribuzione, legate alla marcata utilizzazione agropastorale del luogo ed alla diffusa presenza di ambienti umidi e subumidi. Un'ulteriore particolarità del sito è la presenza di estese fasce perimetrali imboschite a *Quercus suber* e *Quercus ilex*, con *Pinus halepensis* abbondantemente utilizzata come specie arborea di supporto alle querce, che saranno comunque preservate dalle opere in progetto;
- **Presenza di zone di interesse naturalistico:** Il sito è abbondantemente distante da aree di interesse naturalistico;
- **Vincoli paesaggistici:** Riguardo al settore d'intervento, non sussistono interferenze dirette e materiali tra le aree di sedime dei moduli fotovoltaici con aree sottoposte a tutela ai sensi degli artt. 136-143 del Codice Urbani;
- **Distanza linea elettrica:** il proposto impianto si trova ad una accettabile distanza (circa 16 km) dall'area in cui è prevista la realizzazione della futura SE di trasformazione 380/150/36 kV di Terna;
- **Altre caratteristiche.** Nel complesso, il pregio agronomico complessivo dell'area di intervento è medio-buono ed è dunque idoneo alla realizzazione di un sistema agrivoltaico. Le classi d'uso variano da III a IV, specialmente in corrispondenza delle depressioni del terreno, ove si formano sacche asfittiche per drenaggio molto lento e per la presenza di argille bentonitiche in banchi compatti.

## 6.2 Criteri di inserimento territoriale e ambientale

Le scelte adottate ai fini della localizzazione e progettazione dell'impianto agrivoltaico in esame non contrastano con la prospettiva di assicurarne un ottimale inserimento nel territorio.

Sotto questo profilo, il progetto si uniforma ai seguenti criteri:

- il sito individuato non ricade entro ambiti a particolare vulnerabilità sotto il profilo paesaggistico-ambientale ed è inserito interamente entro un'area idonea ai sensi dell'art. 20 c. 8 lettera c-quater del D.Lgs. 199/2021 e, in parte, in area idonea ai sensi dell'art. 20 c. 8 lettera c-ter del medesimo decreto; è esclusa, inoltre, l'interferenza con aree potenzialmente instabili sotto il profilo idrogeologico e/o di conclamata importanza sotto il profilo ecologico e naturalistico;
- l'intervento si instaura in un contesto le cui superfici sono attualmente adibite a prato-pascolo ed erbaio. Inoltre, tutte le operazioni agronomiche previste dal progetto, per migliorare l'efficienza delle coltivazioni e quindi incrementare le produzioni unitarie, vanno nella direzione di migliorare le condizioni di coltivazione, agendo *in primis* sulla componente idrica del suolo, equilibrando le condizioni di permeabilità e favorendo un rapido allontanamento delle acque superficiali per percolazione, evitando per quanto possibile i fenomeni di scorrimento superficiale e preservando il suolo dal rischio di erosione;
- la tecnologia prescelta, i moduli, i componenti e le modalità di installazione sono pienamente in linea con lo stato dell'arte e le migliori pratiche rispetto all'installazione di centrali FV "utility scale";
- le modalità di installazione delle strutture, in rapporto alle caratteristiche geologiche-geotecniche del sito, prefigurano la possibilità di escludere opere di fondazione permanente in cls (plinti), minimizzando la perdita di suolo, il consumo di materiali naturali e le esigenze dei trasporti in fase di cantiere;
- il progetto incorpora mirate misure di mitigazione visiva, da realizzarsi attraverso la conservazione, ove tecnicamente fattibile, delle siepi e alberature già presenti a contorno dei terreni interessati dal progetto e, laddove opportuno, la formazione/rinfoltimento della stessa barriera verde lungo il perimetro dei lotti interessati, costituita da specie arboree e arbustive coerenti con il contesto vegetazionale locale;
- piena sintonia con le strategie energetiche delineate dai protocolli internazionali per assicurare un adeguato contrasto alle emissioni di CO<sub>2</sub> ed ai cambiamenti climatici in atto;
- coerenza con le esigenze strategiche nazionali di diversificazione degli approvvigionamenti energetici e di sicurezza energetica;
- grado di innovazione tecnologica, con particolare riferimento alle elevate prestazioni energetiche dei componenti impiantistici adottati;
- ricadute economiche ed occupazionali sul tessuto produttivo locale.

### 6.3 Lay-out del sistema agrivoltaico

La tecnologia dell'inseguimento solare è stata sviluppata al fine di conseguire l'obiettivo di massimizzazione della produzione energetica e le prestazioni tecnico-economiche degli impianti FV sul terreno che impiegano pannelli con tecnologia bifacciale.

Il *tracker* monoassiale, utilizzando particolari dispositivi elettromeccanici, orienta i pannelli FV in direzione del sole lungo l'arco del giorno, nel suo percorso da Est a Ovest, ruotando attorno ad un asse (mozzo) allineato in direzione Nord-Sud. In particolare, ogni *tracker* sarà mosso da un motore elettrico (autoalimentato) comandato dal sistema di controllo che regolerà la posizione più corretta al variare dell'orario e del periodo dell'anno, seguendo il calendario astronomico solare.

I layout sul terreno che impiegano questa particolare tecnologia sono piuttosto flessibili. La più semplice configurazione degli inseguitori è quella che prevede di assicurare che tutti gli assi di rotazione dei *tracker* siano paralleli affinché gli stessi siano posizionati reciprocamente in modo appropriato.

Nell'ottica di massimizzare la potenza di immissione, si è proceduto, in primo luogo, alla scelta di moduli FV con caratteristiche di potenza di picco in linea con lo stato dell'arte ed alla successiva definizione del layout d'impianto. Quest'ultimo è stato ottimizzato in funzione dell'orientamento dei confini dei terreni interessati, delle soluzioni tipologico-costruttive dei *trackers* monoassiali e delle limitazioni riscontrate all'interno delle superfici di intervento, riferibili in particolare: alla presenza di elementi idrici lineari e alle aree con pendenze morfologiche superiori agli 8° così da minimizzare, per quanto possibile, i movimenti terra e quindi gli impatti sulla componente suolo.

Il campo solare sarà pertanto composto dall'insieme dei moduli ad alta efficienza in grado di trasformare la radiazione solare in corrente elettrica continua, dalle cabine di trasformazione interconnesse tra loro e collegate alla cabina di raccolta di impianto prevista ai confini dell'impianto.

In particolare, è prevista l'installazione di 43.082 moduli FV da 700 Wp che permetteranno di raggiungere, nelle condizioni standard di test (STC), una potenza di picco lato DC pari a 30,157 MWp. L'energia in corrente continua (c.c.) prodotta dai moduli verrà dunque convertita in corrente alternata (c.a.) per mezzo di n. 111 inverter di potenza nominale pari a 225 kW che convoglieranno l'energia alle corrispettive cabine di trasformazione, equipaggiate di trasformatore elevatore 0,8/36 kV, ed infine alla cabina di raccolta delle linee di sottocampo prevista nei pressi dei confini dell'impianto.

Tenuto conto della superficie utile all'installazione degli inseguitori monoassiali e delle dimensioni standard dei *trackers* (aventi caratteristiche costruttive del modello PVH o similare), l'impianto di produzione presenta le caratteristiche principali indicate in Tabella 6.1.

Tabella 6.1 - Dati principali impianto agrivoltaico "F-Sassa"

Marca e modello moduli FV	Trina Solar - Vertex NEG21C.20
Potenza moduli [Wp]	700
Marca e modello inverter	Sungrow - SG250HX
Potenza nominale inverter [kW]	225
Numero inverter	111
Distanza E-W tra le file [m]	10,0
Distanza N-S tra le file [m]	0,5
Numero trackers da 2x13 moduli	133
Numero trackers da 2x26 moduli	762
Numero totale moduli	43.082
Numero stringhe da 26 moduli	1657
Potenza DC [MWp]	30,157
Potenza nominale AC [MVAAC]	24,975
Rapporto DC/AC	1,21

#### 6.4 Schema a blocchi impianto fotovoltaico

La struttura della distribuzione elettrica a 36 kV è del tipo radiale ed è realizzata, a partire dal punto di connessione alla RTN, mediante cavidotti interrati a 36 kV che connettono la cabina di sezionamento (cabina elettrica utente) - prevista nei pressi dell'area in cui sorgerà la futura SE RTN - con la cabina di raccolta sita nell'area di impianto alla quale convergono le linee di sottocampo provenienti dalle cabine di trasformazione distribuite all'interno del campo solare.

Si riporta in Figura 6.1 una schematizzazione semplificata della distribuzione elettrica tramite schema a blocchi.

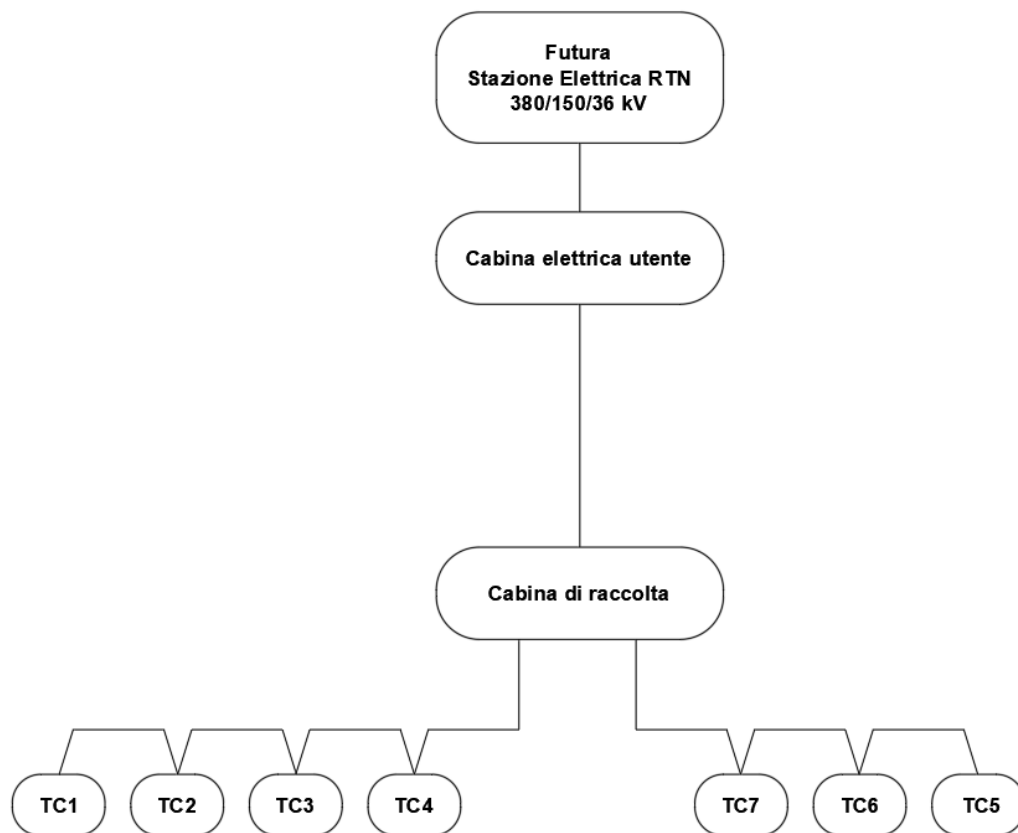


Figura 6.1 - Schema a blocchi impianto FV

Per maggiori dettagli si rimanda alle planimetrie riportate nell'Elaborato IT/FTV/F-SASSA/PDF/E/PLN/041-a ed allo schema unifilare di impianto rappresentato nell'Elaborato IT/FTV/F-SASSA/PDF/E/SCH/038-a.

## 6.5 Integrazione dell'impianto nel sistema agricolo secondo la logica dell'agrivoltaico

Il sistema agrivoltaico in progetto si propone, coerentemente con le linee guida MITE-Dipartimento per l'Energia, il proseguimento delle attività di coltivazione dei fondi nell'ottica della continuità con gli usi attuali del suolo ed in funzione dell'attività imprenditoriale agricola attualmente svolta.

L'impresa agricola che attualmente opera sui terreni in progetto ha intrapreso la strada della coltivazione biologica incrementando il valore intrinseco che hanno le produzioni agricole certificate secondo tale regolamento: maggiore *appeal* commerciale, possibilità di aderire ai contratti di filiera, coltivazione secondo tecniche a minor impatto ambientale, adesione alle misure premianti del PSR con incremento della sostenibilità globale aziendale.

Pertanto, il progetto persegue l'obiettivo di abbinare la produzione agricola con i vantaggi derivanti dalla produzione FER: diversificazione del reddito, parziale protezione delle colture con mitigazione degli effetti climatici dannosi (ombreggiamento, riduzione dell'effetto calore, riduzione dell'evapotraspirazione, migliore sfruttamento della risorsa idrica), miglioramento della sostenibilità globale aziendale. Sulla base di tale impostazione progettuale è stato definito il programma funzionale del sistema agrivoltaico contestualizzato sul "substrato aziendale" descritto nell'Elaborato IT/FTV/F-SASSA/PDF/ARS/010-a.

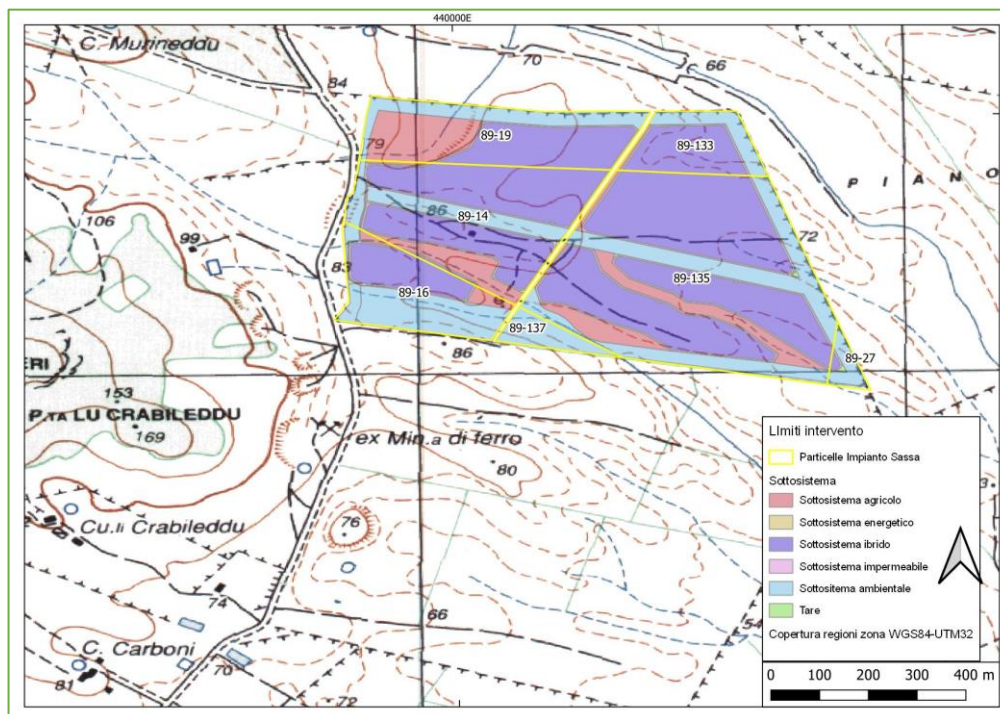


Figura 6-2 – Definizione dei sottosistemi nell'ambito del progetto funzionale



La base territoriale che costituisce il sistema agrivoltaico è quella individuata catastalmente, sulla quale è stato ipotizzato il piano di sviluppo proposto.

Gli obiettivi precedentemente indicati saranno perseguiti apportando poche ma significative migliorie nel sistema di coltivazione, agendo esclusivamente sulle condizioni di permeabilità dei suoli, oltre che incrementando la componente ambientale di mitigazione, laddove le fasce già presenti risultano essere interrotte o diradate.

Pertanto, a dimostrazione della continuità di coltivazione e di gestione secondo Reg. UE 848/2018, si riportano nel seguito le configurazioni del programma agricolo funzionale nella situazione *ante-operam* e nella situazione *post-operam*.

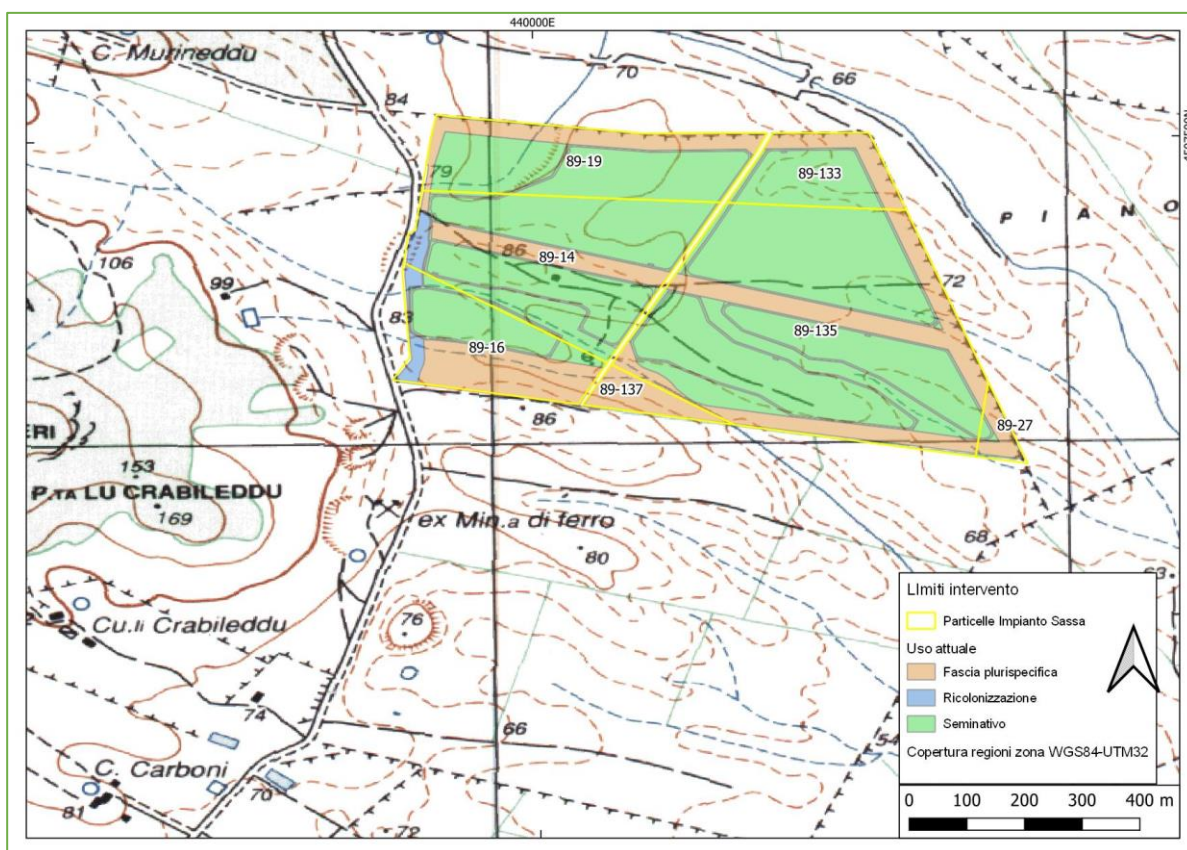


Figura 6-3 – Uso agricolo ante operam, nell’ambito del progetto funzionale

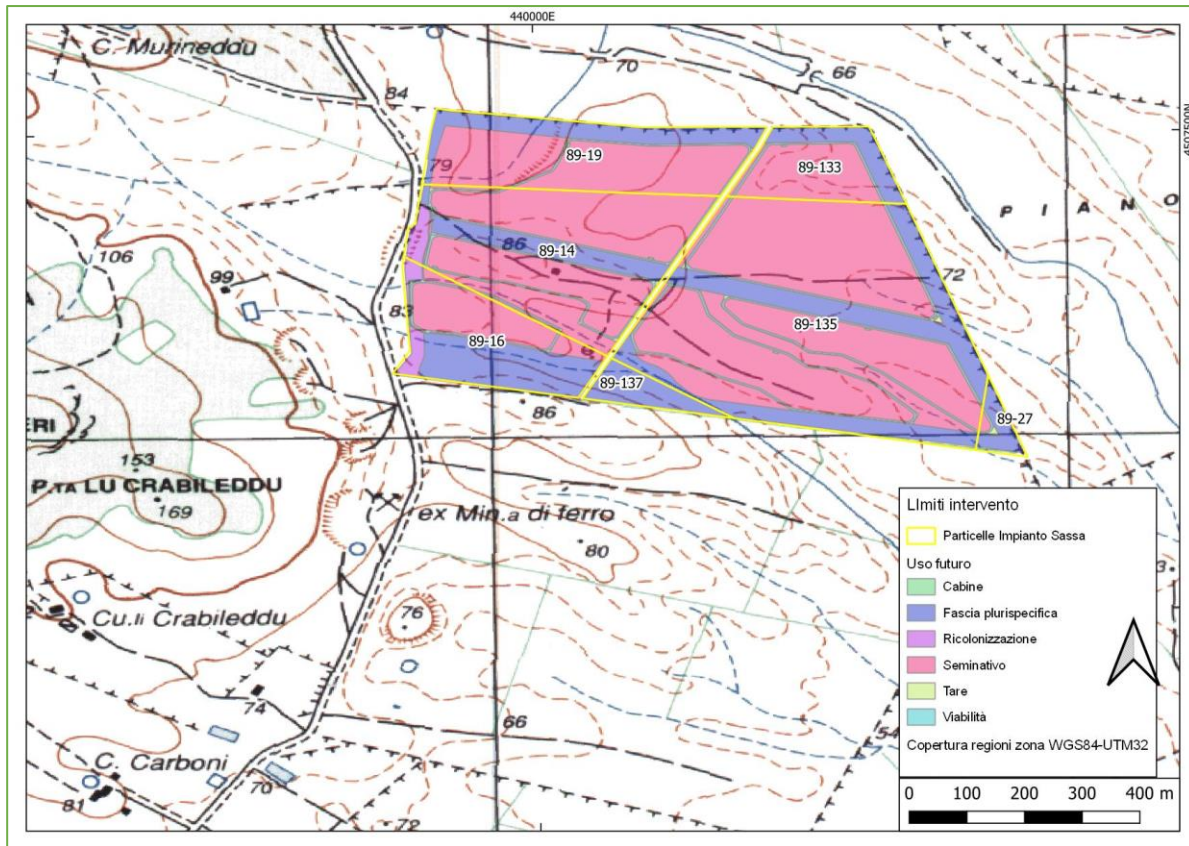


Figura 6-4 – Uso agricolo post operam, nell’ambito del progetto funzionale

La ripartizione della superficie effettuata identifica 6 classi di destinazione, definiti nell’immagine come:

- *Cabine*, proprie del sottosistema energetico;
- *Fascia plurispecifica*, che rappresenta le aree nelle quali sono presenti impianti arborei in grado di mitigare gli effetti del vento oltre che gli impatti visivi; sono inoltre presenti i nuovi inserimenti di vegetazione previsti con funzione mitigativa;
- *Ricolonizzazione*, aree lasciate incolte come nucleo di formazione della biodiversità locale, con funzione ambientale, anche a valenza entomologica;
- *Seminativo*, che rappresenta quelle aree migliorate nelle quali sono possibili coltivazioni agrarie, anche in irriguo;
- *Tare*, rappresentate da aree non coltivabili e non pascolabili, come margini dei campi soggetti a rinaturalizzazione spontanea, margini dei campi, fossati, canali, manufatti in genere non inseriti in altri sottosistemi del progetto funzionale;

- *Viabilità*, rappresenta le aree impermeabilizzate per consentire la posa dei sottoservizi e della viabilità in progetto. Ai margini delle sedi carrabili sono previste le recinzioni con gli accessi ai terreni.

Sull'intero sistema agrivoltaico in progetto, si hanno i seguenti dati:

Situazione ante operam				
descrizione	superficie [ha]	potenz. per usi agricoli	SAU [ha]	rapporto di superficie
superfici contrattualizzate	47,4403	completamente utilizzabile	47,4403	77,89%
	0,8009	tare non utilizzabili	0	1,31%
	12,6658	fasce arboree	0	20,80%
<b>Totale</b>	<b>60,9070</b>		<b>47,4403</b>	<b>100,00%</b>

Tale assetto produce oggi una PS annuale calcolata come in tabella:

Media pluriennale ante-operam					
Macrouso	Dettaglio colturale	SAU ha	Produzione standard €/ha	PS Totale €	PS/ha del sistema
ERBAIO	Avena/Orzo (media)	47,4403	406,00 €	19.260,76 €	
<b>Totale</b>		<b>47,4403</b>		<b>19.260,76 €</b>	<b>406,00 €</b>

Nella situazione *post operam*, si prospettano i seguenti calcoli:

Situazione post operam							
descrizione	classi	superficie [ha]	potenz. per usi agricoli	SAU ante operam [ha]	SAU post operam [ha]	rapporto di superficie	
superfici contrattualizzate [ha]	Sottosistema energetico	Campo solare	14,0180	parzialmente utilizzabile	14,0180	9,8126	70%
		Aree tra le file di trackers	18,6840	completamente utilizzabile	18,6840	18,6840	100%
		Fasce di mitigazione interna	0	non utilizzabile	0	0	0%
		Viabilità e altre aree impermeabilizzate	2,7854	non utilizzabile	2,7854	0	0%
		Tare	0,3435	non utilizzabile	0,3435	0	0%
		<b>Sub totale</b>	<b>35,8309</b>	<b>Subtotale</b>	<b>35,8309</b>	<b>28,4966</b>	<b>47%</b>
60,907	Sottosistema ambientale	Già presente	12,6658	non utilizzabile	0	0,0000	0%
		Fasce di mitigazione	3,5827	non utilizzabile	3,5827	0,0000	0%
		Coltivazioni	7,3436	completamente utilizzabile	8,0267	7,3436	100%
	Sottosistema agricolo	Superfici non coltivate	1,4840	non utilizzabile	0,0000	0	100%
<b>Totale</b>	<b>Totale</b>	<b>60,9070</b>	<b>Totale</b>	<b>47,4403</b>	<b>35,8402</b>	<b>75,5%</b>	

Sulla base dei dati riportati sopra emergono i seguenti dati:

- una superficie pari a 16,25 ettari circa è destinata alle aree con funzione agro-ecologica, e risulta costituita dalle fasce frangivento plurispecifiche già presenti (12,66 ettari) incrementate dalle fasce di mitigazione in progetto e dalle aree per la ricolonizzazione naturale da parte delle specie erbacee spontanee, con funzione di serbatoio per la biodiversità vegetale e dell'entomofauna;
- il consumo di suolo vero e proprio coincide con l'area impermeabilizzata, pari a 2,7854 ettari, con una incidenza pari al 4,57% delle superfici contrattualizzate;
- nel complesso la riduzione di SAU equivale a 11,70 ettari, con una riduzione pari al 24,45%;
- la SAU *post operam* corrisponde all'75,5% della SAU *ante operam*.

Stabilita quindi la superficie effettivamente coltivabile, tenuto conto dell'adesione al regime

di coltivazione biologica secondo Reg. UE 848/2018 e quindi fermo il principio della rotazione, l'ordinamento colturale, analizzato in un arco temporale triennale è riportato nelle tabelle seguenti.

Anno 1							
Macrouso	Dettaglio colturale	SAT ha	SAU %	SAU ha	Produzione standard €/ha	PS Totale €	PS/ha del sistema
ERBAIO DEL SOTTOSISTEMA AGRICOLO	Avena	7,3436	100%	7,3436	406,00 €	2.981,50 €	
ERBAIO DEL SOTTOSISTEMA IBRIDO	Trifoglio	32,702	87,14%	28,4966	857,00 €	28.025,61 €	
<b>Totale complessivo</b>		<b>40,0456</b>		<b>35,8402</b>		<b>31.007,12 €</b>	<b>774,30 €</b>

Anno 2							
Macrouso	Dettaglio colturale	SAT ha	SAU %	SAU ha	Produzione standard €/ha	PS Totale €	PS/ha del sistema
ERBAIO DEL SOTTOSISTEMA AGRICOLO	Trifoglio	7,3436	100%	7,3436	857,00 €	6.293,47 €	
ERBAIO DEL SOTTOSISTEMA IBRIDO	Orzo	32,702	87,14%	28,4966	514,00 €	16.808,83 €	
<b>Totale</b>		<b>40,0456</b>		<b>35,8402</b>		<b>23.102,29 €</b>	<b>576,90 €</b>

Anno 3							
Macrouso	Dettaglio colturale	SAT ha	SAU %	SAU ha	Produzione standard €/ha	PS Totale €	PS/ha del sistema
ERBAIO DEL SOTTOSISTEMA AGRICOLO	Orzo	7,3436	100%	7,3436	514,00 €	3.774,61 €	
ERBAIO DEL SOTTOSISTEMA IBRIDO	Avena	32,702	87,14%	28,4966	406,00 €	13.277,01 €	
<b>Totale</b>		<b>40,0456</b>		<b>35,8402</b>		<b>17.051,62 €</b>	<b>425,81 €</b>

Anno 4							
Macrouso	Dettaglio colturale	SAT ha	SAU %	SAU ha	Produzione standard €/ha	PS Totale €	PS/ha del sistema
ERBAIO DEL SOTTOSISTEMA AGRICOLO	Avena	7,3436	100%	7,3436	406,00 €	2.981,50 €	
ERBAIO DEL SOTTOSISTEMA IBRIDO	Trifoglio	32,702	87,14%	28,4966	857,00 €	28.025,61 €	
<b>Totale</b>		<b>40,0456</b>		<b>35,8402</b>		<b>31.007,12 €</b>	<b>774,30 €</b>

Anno 5							
Macrouso	Dettaglio colturale	SAT ha	SAU %	SAU ha	Produzione standard €/ha	PS Totale €	PS/ha del sistema
ERBAIO DEL SOTTOSISTEMA AGRICOLO	Trifoglio	7,3436	100%	7,3436	857,00 €	6.293,47 €	
ERBAIO DEL SOTTOSISTEMA IBRIDO	Orzo	32,702	87,14%	28,4966	406,00 €	13.277,01 €	
<b>Totale</b>		<b>40,0456</b>		<b>35,8402</b>		<b>19.570,48 €</b>	<b>488,70 €</b>

Ovviamente l'ordinamento colturale è del tutto previsionale, suscettibile di modifiche in relazione alla disponibilità delle sementi ed alle necessità aziendali di avere, ad esempio, erbai misti di leguminose-graminacee o granelle ad uso alimentare (frumento duro o altri legumi).

## 6.6 Potenzialità energetica del Sito ed analisi di producibilità dell'impianto FV

### 6.6.1 Premessa

La stima della potenzialità energetica dell'impianto è stata condotta avuto riguardo dei seguenti aspetti:

- disponibilità della fonte solare;
- fattori morfologici, urbanistici e insediativi;
- disposizione sul terreno delle superfici captanti.

Ai fini del calcolo preliminare della potenzialità energetica dell'impianto è stato utilizzato il software commerciale PV<sub>SYST</sub> (versione 7.4), in grado di calcolare l'irraggiamento annuale su una superficie assegnata e la producibilità d'impianto, essendo noti:

1. posizione del sito (coordinate geografiche);
2. serie storiche dei dati climatici del sito da differenti sorgenti meteo (Meteonorm, PVGIS, NASA-SEE, ecc.);
3. modelli tridimensionali del terreno e delle strutture in elevazione presenti nel sito;
4. modelli e caratteristiche tecniche dei componenti d'impianto (moduli, inverter, ecc.);
5. tipologia e planimetria dello specifico impianto fotovoltaico.

Il risultato dell'analisi è rappresentato da:

- modelli tridimensionali con l'analisi dell'ombreggiamento nell'anno;
- mappe di irraggiamento solare e producibilità annuale e specifica;
- diagramma delle perdite relative ad ogni singola parte costituente l'impianto FV.

#### 6.6.2 Risultati di calcolo

Ai fini del calcolo della potenzialità dell'impianto, e in particolare per la simulazione, sono stati considerati i dati di irraggiamento orario sul piano orizzontale (kWh) e quelli di irraggiamento diretto (DNI) relativi al database meteorologico PVGIS-ERA5.

Il calcolo dell'energia producibile dall'impianto fotovoltaico è stato condotto considerando tutti gli elementi che influiscono sull'efficienza di produzione a partire dalle caratteristiche dei pannelli FV, dalla disposizione e dal numero dei tracker e dalle loro caratteristiche tecnologiche.

Il diagramma delle perdite complessive tiene conto di tutte le seguenti voci:

- radiazione solare effettiva incidente sui concentratori, legata alla latitudine del sito di installazione, alla riflettanza della superficie antistante i moduli fotovoltaici;
- eventuali ombreggiamenti (dovute ad elementi circostanti l'impianto o ai distanziamenti degli inseguitori);
- temperatura ambiente e altri fattori ambientali e meteorologici;

- caratteristiche dei moduli: potenza nominale, coefficiente di temperatura;
- perdite per disaccoppiamento o mismatch, ecc.;
- caratteristiche del BOS<sup>8</sup>: efficienza inverter, perdite nei cavi e nei diodi di stringa.

La Tabella 6.3 riporta le percentuali delle perdite di sistema che sono state considerate nella simulazione, per arrivare a stimare l'effettiva producibilità annuale d'impianto a partire dal valore dell'irraggiamento globale.

Il valore di irraggiamento effettivo sui collettori, conseguente alle modalità di captazione previste (impiego di inseguitori solari monoassiali), è pari a circa 2500 kWh/m<sup>2</sup> anno.

I bilanci ed i risultati principali delle simulazioni sono riportati nella Tabella 6.3.

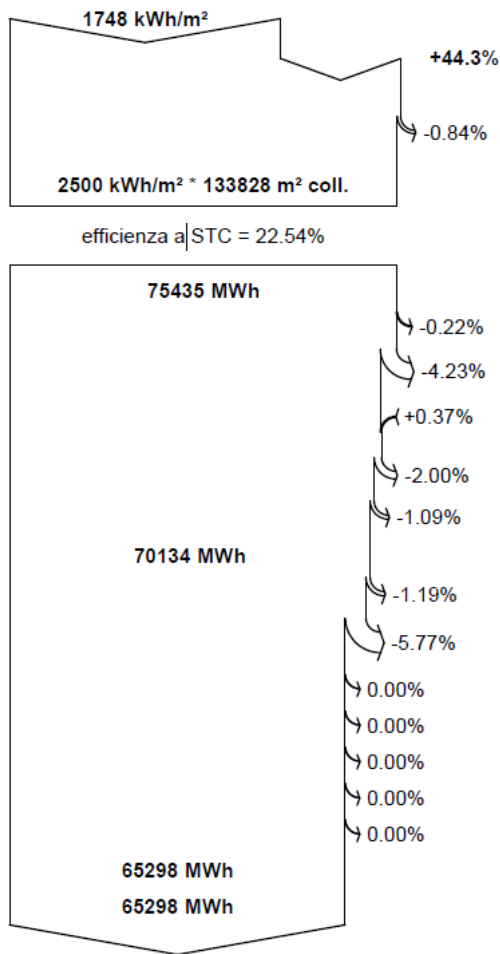
La produzione energetica totale stimata per la centrale in progetto è riportata in Tabella 6.2.

*Tabella 6.2 – Dati producibilità impianto*

Produzione totale impianto [MWh/anno]	65.298
Potenza nominale totale [kW]	24.975
Produzione specifica (media pesata) [kWh/kWp/a]	2.165

---

<sup>8</sup> BOS (Balance Of System o Resto del sistema): Insieme di tutti i componenti di un impianto fotovoltaico, esclusi i moduli fotovoltaici



**Irraggiamento orizzontale globale**  
**Globale incidente piano coll.**

Fattore IAM su globale

**Irraggiamento effettivo su collettori**

Conversione FV

**Energia nominale campo (effic. a STC)**

Perdita FV causa livello d'irraggiamento

Perdita FV causa temperatura

Perdita per qualità modulo

Perdita per "disadattamento" campo di moduli

Perdite ohmiche di cablaggio

**Energia apparente impianto a MPPT**

Perdita inverter in funzione (efficienza)

Perdita inverter per superamento Pmax

Perdita inverte a causa massima corrente in ingresso

Perdita inverter per superamento Vmax

Perdita inverter per non raggiungimento Pmin

Perdita inverter per non raggiungimento Vmin

Consumi notturni

**Energia in uscita inverter**

**Rapporto E inutilizzata (batteria piena) / E incidente**

23703 MVARh

69467 MVAh

Energia reattiva immessa in rete: Cos(phi) medio = 0.940

**Energia apparente immessa in rete**

Figura 6.5 – Diagramma delle perdite energetiche

Tabella 6.3 - Principali parametri del bilancio energetico

Bilanci e risultati principali

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
Gen. 20	70.0	23.52	10.98	109.4	106.9	3151	3104	0.941
Feb. 20	98.4	28.73	11.79	149.9	147.9	4240	4185	0.926
Mar. 20	143.2	41.60	11.91	207.6	205.9	5626	5557	0.887
Apr. 20	169.4	48.47	14.92	241.9	240.5	6301	6222	0.853
Mag. 20	218.0	57.57	19.04	300.8	299.3	7611	7520	0.829
Giu. 20	220.1	55.12	21.22	307.7	306.4	7759	7665	0.826
Lug. 20	235.5	48.33	25.12	331.4	330.1	8156	8060	0.806
Ago. 20	207.7	43.70	25.92	298.2	296.9	7426	7341	0.816
Sett. 20	146.7	41.13	21.87	211.0	209.5	5576	5506	0.865
Ott. 20	109.7	34.44	16.89	163.8	161.8	4592	4532	0.918
Nov. 20	76.8	24.30	14.78	119.0	116.6	3382	3333	0.929
Dic. 20	52.3	22.36	11.48	80.8	78.5	2317	2273	0.933
Anno	1747.8	469.27	17.18	2521.6	2500.4	66136	65298	0.859

Legenda

GlobHor Irraggiamento orizzontale globale

DiffHor Irraggiamento diffuso orizz.

T\_Amb Temperatura ambiente

GlobInc Globale incidente piano coll.

GlobEff Globale "effettivo", corr. per IAM e ombre

EArray Energia effettiva in uscita campo

E\_Grid Energia immessa in rete

PR Indice di rendimento

## 6.7 Principali ricadute ambientali positive

### 6.7.1 Premessa

Nel rimandare all'allegato Studio ambientale per approfondimenti sui riflessi ambientali e paesaggistici del progetto, si riepilogano di seguito le principali ricadute ambientali positive dell'iniziativa, misurabili in termini di contributo alla riduzione delle emissioni di gas serra, emissioni evitate di composti inquinanti in atmosfera e risparmio di risorse fossili non rinnovabili.

### 6.7.2 Contributo alla riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>

Come sottolineato in precedenza, la produzione di energia attraverso sistemi fotovoltaici non richiede consumo di combustibili fossili e non determina emissioni di gas serra.

Tale affermazione, tuttavia, può ritenersi del tutto corretta se ci si riferisce esclusivamente alle emissioni imputabili all'energia prodotta dall'impianto durante la sua vita utile. In realtà, un bilancio completo delle emissioni di anidride carbonica imputabili alla realizzazione di un impianto fotovoltaico dovrebbe tenere in considerazione anche le emissioni di CO<sub>2</sub> attribuibili all'energia spesa per la realizzazione dell'impianto, con riferimento al suo intero ciclo di vita, sintetizzabile nelle fasi di realizzazione dei manufatti, trasporto in situ, installazione dell'impianto, esercizio e dismissione al termine della sua vita utile. Sotto questo profilo, peraltro, è acclarato che i sistemi fotovoltaici generano, nel loro arco di vita, una quantità di



energia ben superiore a quella necessaria alla produzione, installazione e rimozione.

Un indicatore adeguato ad esprimere questo bilancio e frequentemente utilizzato per valutare i bilanci di energia di sistemi di produzione energetici, è quello che viene definito “*tempo di ritorno dell’investimento energetico*” (TRIE) calcolato come rapporto tra la somma dei fabbisogni energetici imputabili alle singole fasi del ciclo di vita di un impianto e la produzione energetica annua erogabile dall’impianto stesso. Tuttavia, spesso, a causa dell’indisponibilità di informazioni relative ai fabbisogni energetici imputabili soprattutto alle fasi di trasporto, installazione e dismissione, il TRIE viene semplicisticamente calcolato con riferimento alla sola energia di fabbricazione del sistema. In tal caso il TRIE coincide col cosiddetto *energy pay-back time* ovvero il tempo richiesto dall’impianto per produrre tanta energia quanta ne è stata spesa durante le fasi di produzione industriale dei pannelli fotovoltaici che lo costituiscono.

Numerosi studi dimostrano che il periodo di *payback time* è sostanzialmente lo stesso sia per le installazioni su edifici che per quelle a terra, e dipende prevalentemente dalla tecnologia e dal tipo di supporto impiegato. Nel caso di moduli cristallini tale tempo è di circa 4 anni per sistemi a tecnologia recente, mentre è di circa 2 anni per sistemi a tecnologia avanzata. Relativamente ad i cosiddetti moduli a “membrana sottile” il *payback* è di circa 3 anni impiegando tecnologie recenti e solamente di un anno circa per le tecnologie più avanzate.

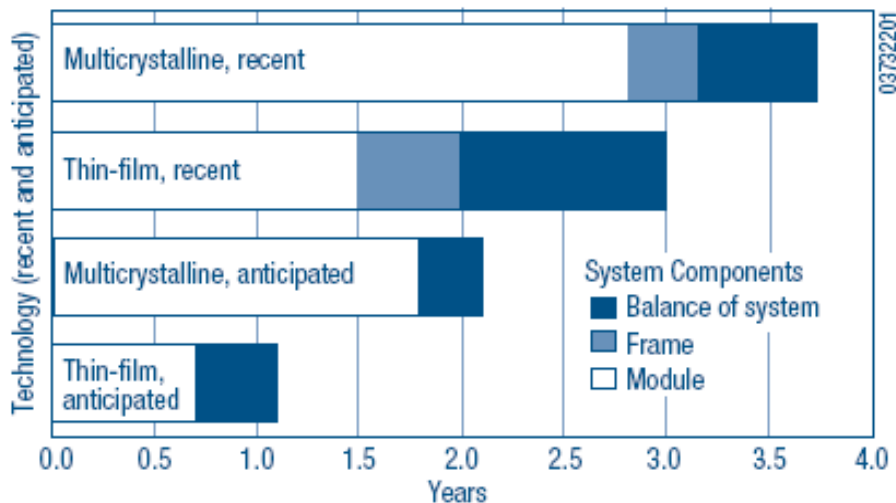


Figura 6.6 – Variazione dell’Energy payback per le diverse tecnologie di sistemi fotovoltaici (Fonte, U.S. Dep. of Energy)

Per quanto sopra, assumendo realisticamente un’aspettativa di vita dell’impianto di circa 30 anni e supponendo un *pay-back time* pari a 4 anni e una producibilità al primo anno di 65.298 MWh, nell’arco della sua vita utile l’impianto in esame sarebbe in grado di produrre all’incirca  $65.298 \times (30 - 4) = 1.697.750$  MWh di energia netta, a meno delle perdite di efficienza.

Assumendo conservativamente una perdita di efficienza pari a 1% ogni anno, tale produzione ammonterebbe a circa 1.417.600 MWh al netto del TRIE.

Di estrema rilevanza, nella stima delle emissioni evitate da una centrale a fonte rinnovabile, è la scelta del cosiddetto “emission factor”, ossia dell’indicatore che esprime le emissioni associate alla produzione energetica da fonti convenzionali nello specifico contesto di riferimento. Tale dato risulta estremamente variabile in funzione della miscela di combustibili utilizzati e dei presidi ambientali di ciascuna centrale da fonte fossile.

Il vettore elettrico negli usi finali mostra un incremento più rapido del consumo interno lordo di energia, indice di un incremento dell’elettrificazione dei consumi destinata a crescere negli anni futuri per perseguire gli obiettivi di neutralità emissiva. Pertanto, i fattori di emissione nel settore della generazione elettrica sono indispensabili per la programmazione e il monitoraggio di iniziative volte alla riduzione delle emissioni di gas serra che coinvolgano il settore elettrico, in relazione alle strategie di sviluppo del settore a livello nazionale e alle misure di risparmio energetico che è possibile adottare anche a livello locale.

Sulla base di uno studio ISPRA pubblicato nel 2021<sup>9</sup>, potrebbe ragionevolmente assumersi come dato di calcolo delle emissioni di anidride carbonica evitate il valore di 0,415 kgCO<sub>2</sub>/kWh, attribuito alla produzione termoelettrica lorda nazionale. Tale dato, risulterebbe peraltro sottostimato se l’impianto fotovoltaico sottraesse emissioni direttamente alle centrali termoelettriche sarde, per le quali l’“emission factor” è valutato in 648 gCO<sub>2</sub>/kWh<sup>10</sup>.

In base a quest’ultima assunzione, le emissioni di CO<sub>2</sub> evitate a seguito dell’entrata in esercizio dell’impianto possono valutarsi secondo le stime riportate in Tabella 6.4.

Tabella 6.4 – Stima delle emissioni di CO<sub>2</sub> evitate a seguito della realizzazione del proposto impianto fotovoltaico

Energia totale prodotta al netto del TRIE (MWh)	Emissioni specifiche evitate (*) (tCO <sub>2</sub> /MWh)	Emissioni evitate nell'arco della vita utile (tCO <sub>2</sub> )
1.417.620	0,648	918.617

(\*) dato regionale

### 6.7.3 Emissioni evitate di inquinanti atmosferici

Come espresso in precedenza, il funzionamento degli impianti fotovoltaici non origina alcuna emissione in atmosfera. La fase di esercizio non prevede, inoltre, significative

<sup>9</sup> ISPRA 2021 (Indicatori di efficienza e decarbonizzazione del Sistema energetico nazionale e del settore elettrico.pdf)

<sup>10</sup> PEARS 2016 ([https://www.regione.sardegna.it/documenti/1\\_274\\_20160129120346.pdf](https://www.regione.sardegna.it/documenti/1_274_20160129120346.pdf))

movimentazioni di materiali né apprezzabili incrementi della circolazione di automezzi che possano determinare l'insorgenza di impatti negativi a carico della qualità dell'aria a livello locale.

Per contro, l'esercizio degli impianti FV, al pari di tutte le centrali a fonte rinnovabile, oltre a contribuire alla riduzione delle emissioni responsabili del drammatico progressivo acuirsi dell'effetto serra su scala planetaria, concorre apprezzabilmente al miglioramento generale della qualità dell'aria su scala territoriale. Al riguardo, con riferimento ai fattori di emissione riferiti alle caratteristiche emissive medie del parco termoelettrico Enel<sup>11</sup>, la realizzazione dell'impianto potrà determinare la sottrazione di ulteriori emissioni atmosferiche, associate alla produzione energetica da fonte convenzionale, responsabili del deterioramento della qualità dell'aria a livello locale e globale, ossia di Polveri, SO<sub>2</sub> e NOx (Tabella 6.5).

Tabella 6.5 - Stima delle emissioni evitate a seguito della realizzazione della centrale fotovoltaica

Producibilità dell'impianto (kWh/anno)	Parametro	Emissioni specifiche evitate(*) (g/kWh)	Emissioni evitate (t/anno)
65.298.000	PTS	0,045	2,9
	SO2	0,969	63,3
	NOx	1,22	79,7

(\*) dato regionale

A questo proposito, peraltro, corre l'obbligo di evidenziare come gli impatti positivi sulla qualità dell'aria derivanti dallo sviluppo degli impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili, sebbene misurati a livello locale possano ritenersi non significativi, acquistino una rilevanza determinante se inquadrati in una strategia complessiva di riduzione progressiva delle emissioni a livello globale, come evidenziato ed auspicato nei protocolli internazionali di settore, recepiti dalle normative nazionali e regionali.

#### 6.7.4 Risparmio di risorse energetiche non rinnovabili

Al pari degli altri impianti alimentati da fonte rinnovabile, l'esercizio della centrale FV in progetto sarà in grado di assicurare un risparmio di fonti fossili quantificabile in circa 12.211 TEP (tonnellate equivalenti di petrolio)/anno, assumendo una producibilità dell'impianto pari a 65.298 MWh/anno ed un consumo di 0,187 TEP/MWh (Fonte Autorità per l'energia elettrica ed il gas, 2008).

<sup>11</sup> Rapporto Ambientale Enel 2013

## 7 DESCRIZIONE TECNICA DEI COMPONENTI DELL'IMPIANTO

### 7.1 Componenti principali e criteri generali di progettazione strutturale ed elettromeccanica

I componenti principali delle opere elettromeccaniche sono i seguenti:

- Moduli fotovoltaici e strutture di sostegno;
- Inverter distribuiti per la conversione dell'energia DC/AC;
- Trasformatori per l'elevazione della tensione dal livello BT al livello di 36 kV ;
- Interruttori e componenti per la protezione elettrica per la sezione BT e a 36 kV;
- Cavi elettrici per le varie sezioni in corrente alternata e continua.

I criteri seguiti per la definizione delle scelte progettuali degli elementi suddetti sono principalmente riconducibili ai seguenti:

- dimensionare le strutture di sostegno in grado di reggere il peso proprio più il peso dei moduli e di resistere alle due principali sollecitazioni di norma considerate in questi progetti, per il calcolo delle sollecitazioni agenti sulle strutture;
- definire una configurazione impiantistica tale da garantire il corretto funzionamento dell'impianto FV nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di condizionamento e controllo della potenza (accensione, spegnimento, mancanza rete del distributore, ecc.);
- limitare le emissioni elettromagnetiche generate dalle parti d'impianto che funzionano a 36 kV mediante l'utilizzo di apparecchiature conformi alla normativa CEI e l'eventuale installazione entro locali chiusi (e.g. trasformatore 0,8/36 kV);
- limitare le emissioni elettromagnetiche generate dalle parti di cavidotto BT mediante l'interramento degli stessi in modo che l'intensità del campo elettromagnetico generato possa essere considerata sotto i valori soglia della normativa vigente;
- limitare le emissioni elettromagnetiche generate dalle parti di cavidotto esercite a 36 kV mediante l'utilizzo di cavi di tipo elicordato in modo che l'intensità del campo elettromagnetico generato possa essere considerata sotto i valori soglia della normativa vigente;
- ottimizzare il layout dell'impianto e dimensionare i vari componenti al fine di massimizzare lo sfruttamento degli spazi disponibili e minimizzare le perdite di energia per effetto Joule;
- definire il corretto posizionamento dei sistemi di misura dell'energia elettrica generata dall'impianto fotovoltaico.

## 7.2 Moduli fotovoltaici

Tenuto conto della tipologia di impianto fotovoltaico in oggetto, ai fini della definizione delle scelte progettuali sono stati assunti come riferimento i moduli FV con tecnologia bifacciale commercializzati dalla Trina Solar, società leader nel settore del fotovoltaico.

I pannelli, aventi tecnologia bifacciale, avranno dimensioni indicative 2384x1303 mm e saranno incapsulati in una cornice di alluminio anodizzato dello spessore di 33 mm per un peso totale di circa 38 kg ciascuno.

Si riportano in Figura 7.1 le caratteristiche tecniche e dimensionali dei moduli di progetto.

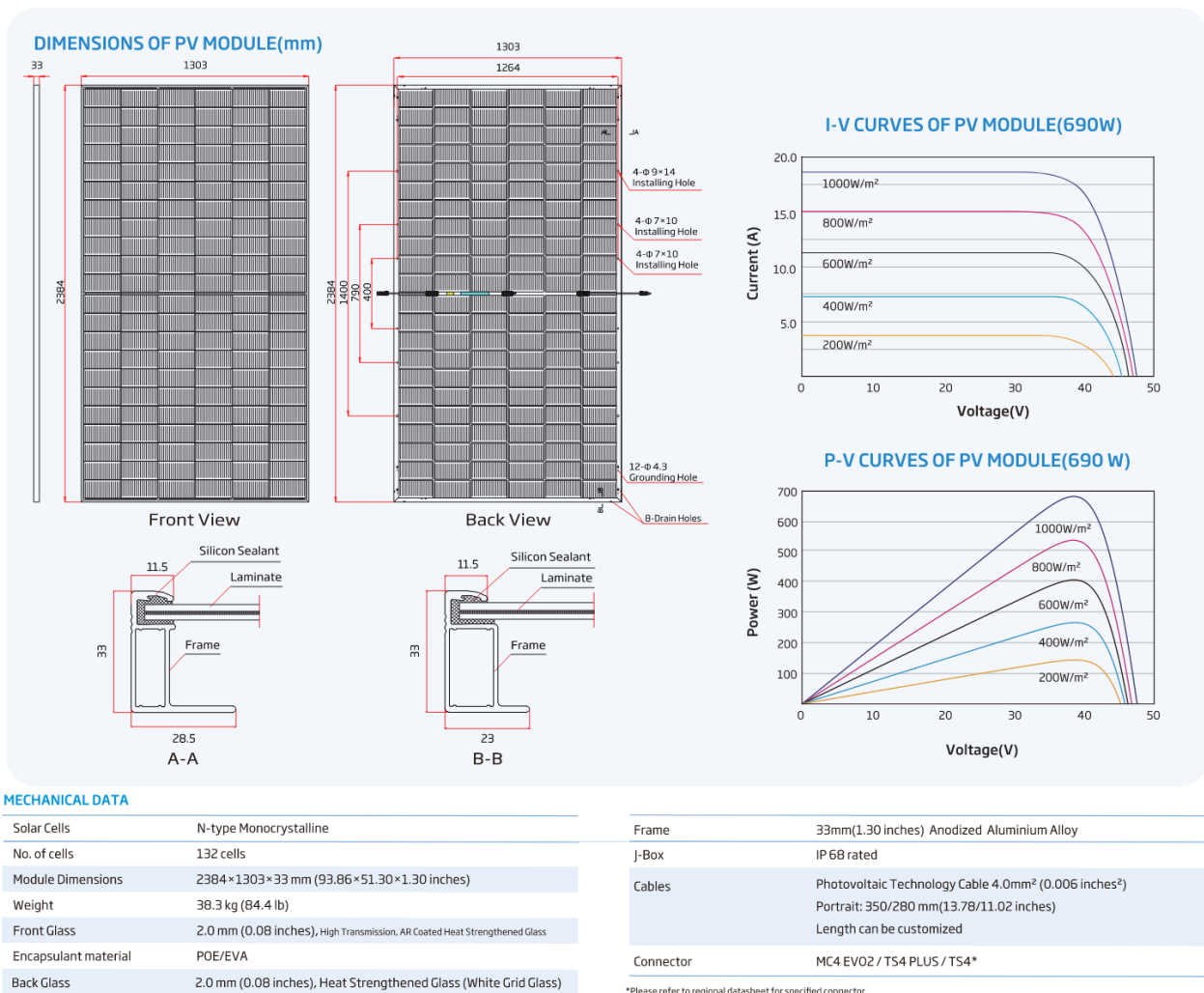


Figura 7.1 – Caratteristiche costruttive e dimensionali modulo fotovoltaico Trina Solar - Vertex TSM-NEG21C.20

Le caratteristiche elettriche dei moduli in esame riportate in Tabella 7.1 fanno riferimento alle seguenti condizioni standard di test (STC):

- Irraggiamento 1000 W/m<sup>2</sup>
- Temperatura delle celle di 25 °C
- Spettro di AM 1,5.

Tabella 7.1 - Dati elettrici modulo fotovoltaico Trina Solar - Vertex TSM-NEG21C.20 da 700 Wp

Marca e modello moduli FV	Trina Solar - Vertex TSM-NEG21C.20
Potenza massima ( $P_{max}$ ) [W <sub>p</sub> ]	700
Tolleranza sulla potenza [W]	0~+5
Tensione alla massima potenza ( $V_{mpp}$ ) [V]	40,5
Corrente alla massima potenza ( $I_{mpp}$ ) [A]	17,29
Tensione di circuito aperto ( $V_{oc}$ ) [V]	48,6
Corrente di corto circuito ( $I_{sc}$ ) [A]	18,32
Massima tensione di sistema ( $V_{DC}$ ) [V]	1500
Coefficiente termico $\alpha P_{max}$ [%/°C]	-0,34
Coefficiente termico $\alpha V_{oc}$ [%/°C]	-0,25
Coefficiente termico $\alpha I_{sc}$ [%/°C]	+0,04
Efficienza modulo [%]	22,5
Dimensioni principali [mm]	2384 x 1303 x 33

Relativamente agli aspetti concernenti la scelta dei moduli e degli inseguitori monoassiali, atteso che il settore degli impianti fotovoltaici è attualmente caratterizzato da un'elevata e continua innovazione tecnologica, in grado di creare nuovi sistemi con efficienze e potenze nominali sempre crescenti; considerato altresì che la durata complessiva delle procedure autorizzative è, di regola, superiore ai sei mesi, nella fase di progettazione esecutiva dell'impianto è possibile che la scelta ricada su moduli differenti.

È da escludere, peraltro, che dette eventuali varianti determinino sostanziali modifiche al progetto. In questo senso, l'intervento realizzato dovrà risultare coerente con il progetto autorizzato e, relativamente alla potenza nominale complessiva, questa non potrà subire modifiche in aumento rispetto a quella dichiarata in sede di autorizzazione unica.

### 7.3 Inseguitori monoassiali

Di seguito sono descritte le principali caratteristiche tecniche ed i componenti degli inseguitori solari monoassiali che verranno installati presso l'impianto agrivoltaico in progetto.

I moduli FV verranno installati su *trackers* monoassiali con caratteristiche tecniche assimilabili a quelle sviluppate dalla tecnologia PVH o similare.

Tutti i componenti e gli elementi strutturali saranno progettati avuto riguardo delle specifiche condizioni ambientali del sito, secondo le disposizioni della normativa vigente, inclusi i requisiti di resistenza strutturale richiesti per le specifiche condizioni di ventosità.

#### 7.3.1 Caratteristiche principali

I principali punti di forza della tecnologia sono di seguito individuati:

- modularità e perfetto bilanciamento delle strutture, tale da non richiedere l'intervento di personale specializzato per l'installazione, assemblaggio o lavori di manutenzione;
- semplicità di configurazione della scheda di controllo: il GPS integrato comunica costantemente la corretta posizione geografica al sistema di controllo per consentire l'inseguimento automatico del sole;
- presenza di snodi sferici autolubrificati a cuscinetti per compensare inesattezze ed errori nell'installazione di strutture meccaniche;
- adozione di sistemi di protezione antipolvere dei motori;
- basso consumo elettrico;
- migliori prestazioni ambientali rispetto alle strutture fisse, assicurando maggiore luce e ventilazione al terreno sottostante.

Nel caso in esame è previsto l'impiego delle seguenti strutture fotovoltaiche in configurazione 2V e con moduli FV da 700 Wp disposti in *portrait*.

- Configurazione con 2x13 moduli FV (18,2 kWp);
- Configurazione con 2x26 moduli FV (36,4 kWp);

Eventuali differenti modalità di installazione dei pannelli fotovoltaici potranno essere valutate nella successiva fase progettuale a seguito di più puntuali riscontri che scaturiranno dall'esecuzione delle indagini geologiche e geotecniche di dettaglio e dei rilievi topografici.

Ciascun inseguitore sarà composto dei seguenti elementi:

- Componenti meccanici della struttura in acciaio: pali di sostegno e profili tubolari quadrati

(le specifiche dimensionali variano in base alle caratteristiche geologico-geotecniche terreno e al vento e sono incluse nelle specifiche tecniche stabilite durante la progettazione esecutiva del progetto). Supporto del profilo e ancoraggio del pannello;

– Componenti asserviti al movimento:

- teste di palo (per montanti finali e intermedi di cui una supportante il motore).
- n.1 scheda di controllo elettronica per il movimento (una scheda può servire 10 strutture).
- n.1 motore (attuatore elettrico lineare (mandrino) AC);

L'intera struttura rotante del *tracker* sarà sostenuta da pali infissi nel terreno, costituenti l'unica impronta a terra della struttura. Non è prevista pertanto la realizzazione di fondazioni o basamenti in calcestruzzo, fatte salve diverse indicazioni che dovessero scaturire dalle indagini geologico-geotecniche da eseguirsi in sede di progettazione esecutiva.

L'altezza delle strutture misurata al mozzo di rotazione, secondo quanto riportato in Figura 7.2, sarà di circa 2,4 m dal suolo e con una profondità di infissione dei profilati in acciaio di sostegno variabile in funzione della natura del terreno.

L'interdistanza Est-Ovest tra gli assi dei *trackers*, al fine di ridurre convenientemente le perdite energetiche per ombreggiamento, sarà di 10 metri.

Per maggiori dettagli si rimanda all'Elaborato grafico IT/FTV/F-SASSA/PDF/C/PAR/037-a.

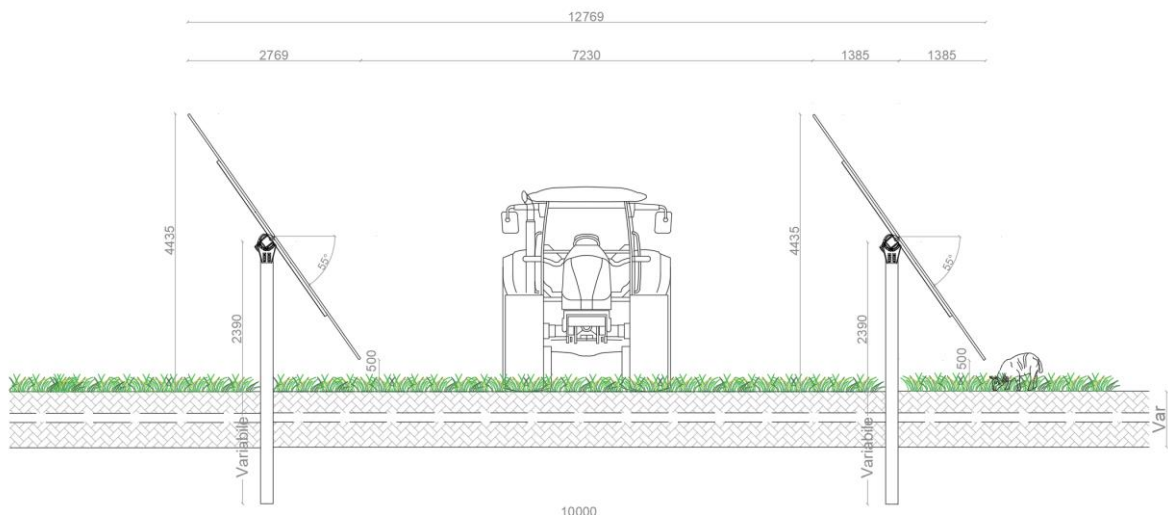


Figura 7.2 - Disposizione degli inseguitori solari



### 7.3.2 Durata e trattamento protettivo dei componenti in acciaio

Considerando la Tabella 7.2 e la classificazione dell'ambiente corrosivo e considerando una vita utile minima del progetto di 25 anni, i pali della fondazione saranno zincati a caldo secondo EN ISO 1461: 2009, altre parti saranno zincate a caldo o pregalvanizzato (Sendzmir) in funzione delle specifiche definite dal costruttore a seguito degli esiti della progettazione esecutiva.

Tabella 7.2 - Classificazione ambiente corrosivo

Categorie ambientali	Possibilità di corrosione	Tipo di ambiente	Perdita del rivestimento [ $\mu\text{m}$ / anno]
C1	Molto basso	Interno: secco	0,1
C2	Basso	Interno: condensa occasionale Esterno: zone rurali	0,7
C3	Medio	Interno: umidità Esterno: aree urbane	2,1
C4	Alto	Interno: piscine, impianti chimici Esterno: atmosfera industriale o marina	3,0
C5	Molto alto	Esterno: atmosfera marina altamente salina o area industriale con climi umidi	6.0

### 7.3.3 I pali di sostegno

I pali di sostegno di norma non richiedono fondazione in calcestruzzo. Il palo è rappresentato da un profilato ad omega in acciaio per massimizzare la superficie di contatto con il terreno; la profondità dipende dal tipo di terreno interessato. Una flangia, tipicamente da 5 cm, viene utilizzata per guidare il palo con un infissore al fine di mantenere la direzione di inserimento entro tolleranze minime. Nel caso di substrato roccioso la tecnica di infissione potrà prevedere l'esecuzione di prefori seguiti dall'avvitamento/battitura di profili di fondazione o la perforazione, il riempimento del foro con pietrisco e la successiva infissione del profilato in acciaio.



*Figura 7.3 – Fase di infissione dei pali con profilo omega*

## **7.4 Quadri Elettrici**

### **7.4.1 Quadri a 36 kV**

Nell'impianto saranno dislocati quadri di smistamento e di connessione alle cabine di trasformazione. In particolare, in ciascuna cabina è previsto un quadro a 36 kV con cella di protezione del trasformatore e i due sezionatori di linea entra-esci che realizzano l'interconnessione tra le cabine ed infine il collegamento con la cabina di raccolta delle linee di sottocampo.

Il progetto prevede inoltre l'installazione di n.2 quadri a 36 kV da posizionarsi rispettivamente all'interno della cabina di raccolta di impianto e all'interno del locale a 36 kV della Cabina elettrica di utenza.

I dati tecnici principali dei quadri di distribuzione previsti sono riportati in Tabella 7.3.

Tabella 7.3 - Dati tecnici quadri a 36 kV

Tensione nominale [kV]	36
Tensione di esercizio [kV]	40,5
Frequenza nominale [Hz]	50
Numero delle fasi	3
Corrente nominale delle sbarre principali [A]	Fino a 2500
Corrente nominale max delle derivazioni [A]	Fino a 2500
Corrente nominale ammissibile di breve durata [kA]	20
Corrente nominale di picco [kA]	25-31,5
Potere di interruzione alla tensione nominale [kA]	12,5/16
Durata nominale del corto circuito [s]	1

Ogni quadro a 36 kV e le apparecchiature posizionate al suo interno dovranno essere progettati, costruiti e collaudati in conformità alle Norme CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano), IEC (*International Electrotechnical Commission*) in vigore.

#### 7.4.2 Quadri BT

I quadri elettrici BT lato corrente alternata (c.a.) saranno realizzati con struttura in robusta lamiera di acciaio con un grado di protezione IP55. I quadri elettrici di BT dovranno avere le caratteristiche riportate in Tabella 7.4.

Tabella 7.4 - Dati tecnici Quadri Elettrici BT c.a.

Tensione nominale [V]	800
Tensione esercizio [V]	800
Numero delle fasi	3F + PE
Livello nominale di isolamento tensione di prova a freq. industriale per 1 min verso terra e tra le fasi [kV]	2,5
Frequenza nominale [Hz]	50
Corrente nominale sbarre principali [A]	3200

### 7.5 Cabine di trasformazione

La configurazione elettrica dell'impianto prevede l'impiego di cabine di trasformazione equipaggiate di trasformatore elevatore 0,8/36 kV e complete di interruttori per le linee in ingresso e uscita, oltre che per la protezione del trasformatore stesso. Nello specifico è prevista l'installazione di un totale di n.7 cabine di trasformazione della tipologia prefabbricata ripartite dal punto di vista elettrico secondo la seguente configurazione:

- Sottocampo 1: n. 4 cabine da 4,0 MVA;
- Sottocampo 2: n. 1 cabine da 3,15 MVA e n. 2 cabine da 4,0 MVA.

Le principali caratteristiche tecniche del trasformatore 0,8/36 kV incluso nelle unità di trasformazione sono riportate in Tabella 7.5.

Tabella 7.5 - Dati tecnici trasformatore 0,8/36 kV

Potenza nominale [MVA]	3,15/4,00
Tensione nominale [kV]	36
Regolazione della tensione lato 36 kV	± 2,5%
Isolamento	resina epossidica
Gruppo vettoriale	Dy11
Tensione corto circuito [Vcc%]	7

### 7.6 Cabina di raccolta

La cabina di raccolta sarà del tipo prefabbricato delle dimensioni specificate nell'elaborato grafico IT/FTV/F-SASSA/PDF/E/PAR/047-a, realizzata con pannelli in calcestruzzo armato e vibrato. Essa sarà fornita completa di tinteggiatura interna ed esterna, impermeabilizzazione della copertura e della vasca di fondazione ed infissi secondo unificazione nazionale.

La cabina sarà equipaggiata con i seguenti elementi.

- n. 1 estintore a polvere da kg. 6, appeso a parete con apposita staffa di sostegno;
- n. 1 lampada di emergenza ricaricabile 2x6 W a parete con staffa di sostegno;
- n. 1 guanti isolanti, classe 2/3/4 con relativa custodia appesa a parete;
- n. 1 pedana isolante;
- n. 2 cartelli a tre simboli affisso, con tre rivetti, alla porta di accesso al locale;
- n. 1 cartello di pronto soccorso affisso a parete;

- n. 1 espositore per schemi elettrici di cabina, formato A3, appeso a parete;
- n. 1 staffa di sostegno leva di manovra appesa a parete.

## **7.7 Cavi di distribuzione dell'energia in Bassa Tensione (BT) in c.c.**

### **7.7.1 Cavi lato c.c. bassa tensione**

Per collegamenti in c.c. tra i moduli costituenti le stringhe FV e tra queste e gli inverter verranno impiegati cavi unipolari del tipo H1Z2Z2-K, aventi tensione nominale di esercizio pari a 1.0 kV c.a - 1.5 kV c.c., tensione massima  $U_m$  pari a 1.800 V c.c., dotati di guaina esterna di colore nero o rosso, isolati con gomma Z2, sotto guaina Z2, conduttori flessibili stagnati. Sono inoltre cavi non propaganti fiamma, privi di alogeni e del tipo a basso sviluppo di fumi e gas tossici e corrosivi.

I cavi utilizzati per realizzare il collegamento degli inverter alle rispettive cabine di trasformazione saranno del tipo ARG16R16, che presentano: tensione nominale  $U_0/U$  di 600/1.000 V c.a., conduttore in alluminio a formazione flessibile di classe 5, isolamento in gomma di qualità G16, guaina esterna in PVC di qualità R16 e di colore verde o grigio.

## **7.8 Cavi di distribuzione dell'energia a 36 kV**

La distribuzione elettrica d'impianto a 36 kV (anche detta distribuzione interna a 36 kV) realizza le interconnessioni delle cabine di trasformazione ed il successivo collegamento con la cabina di raccolta delle linee di sottocampo.

Mentre il cavidotto a 36 kV di collegamento tra la cabina di raccolta e la futura stazione RTN, passando per la cabina elettrica utente prevista nei pressi della SE, realizza la connessione dell'impianto alla RTN e costituisce l'impianto di utenza per la connessione.

Nello specifico, i cavi che si prevede di utilizzare per la distribuzione interna saranno del tipo tripolare riuniti ad elica visibile (ARG7H1RX - 36 kV), mentre la tipologia impiegata per il cavidotto di collegamento alla RTN sarà unipolare non elicordata (ARG7H1R - 36 kV).



Figura 7.4 - Cavo di tipo tripolare elicordato ARG7H1RX e unipolare ARG7H1R

Le principali caratteristiche delle menzionate tipologie di cavo sono di seguito elencate:

- Caratteristiche costruttive:
  - Conduttore: alluminio, formazione rigida compatta, classe 2
  - Strato semiconduttore: estruso
  - Isolamento: gomma HEPR di qualità G7 senza piombo
  - Strato semiconduttore: estruso, pelabile a freddo
  - Schermo: fili di rame rosso con nastro di rame in contospirale
  - Guaina: mescola a base di PVC, qualità Rz di colore rosso
- Caratteristiche funzionali:
  - Tensione di esercizio: 36 kV
  - Temperatura massima di esercizio: 90 °C
  - Temperatura minima di esercizio: -15 °C (in assenza di sollecitazioni meccaniche)
  - Temperatura massima di corto circuito: 250 °C
  - Raggio minimo di curvatura consigliato: 12 volte il diametro del cavo
  - Modalità di posa: posa interrata diretta o in aria libera in ambienti umidi o bagnati
  - Norme di riferimento: HD 620; IEC 60840; CEI 20-68.

La tipologia di posa prevista è quella a trifoglio con cavi direttamente interrati in trincea secondo quanto schematizzato in e in accordo con l'Elaborato grafico IT/FTV/F-SASSA/PDF/E/PAR/045-a.

I cavi saranno interrati ad una profondità media (letto di posa) di 1,1 /1,2 m dal piano di calpestio, valore che potrebbe subire variazioni in relazione al tipo di terreno interessato ma comunque con una quota sempre maggiore o uguale ad 1,0 m all'estradosso. La larghezza dello scavo della trincea, come mostrato in Figura 7.5 e Figura 7.6, è limitata entro 1,0 m, salvo diverse necessità riscontrabili in caso di terreni sabbiosi o con bassa consistenza.

Tutti i cavi verranno alloggiati in terreno di riporto, la cui resistività termica, se necessario, verrà corretta con una miscela di sabbia vagliata o con cemento "mortar". Le condutture saranno protette e segnalate superiormente da una rete in PVC e da un nastro monitore e, ove necessario, anche da una lastra di protezione in cemento armato dello spessore di 6 cm. La restante parte della trincea verrà ulteriormente riempita con materiale di risulta e di riporto e le aree interessate saranno risistemate nella condizione preesistente. Inoltre, all'interno dello stesso scavo, potrà essere posato un cavo di fibra ottica per la trasmissione dati.

Altre soluzioni particolari, quali l'alloggiamento dei cavi in cunicoli prefabbricati o gettati in opera od in tubazioni di PVC della serie pesante o di ferro, potranno essere adottate per attraversamenti specifici.

Per eventuali incroci e parallelismi con altri servizi (cavi di telecomunicazione, tubazioni etc.), saranno rispettate le distanze previste dalle norme, tenendo conto delle prescrizioni che saranno dettate dagli Enti proprietari delle opere interessate e in accordo a quanto previsto dalla Norma CEI 11-17.

Per maggiori dettagli si rimanda alla relazione dei calcoli elettrici (Elaborato IT/FTV/F-SASSA/PDF/E/RT/002-a).

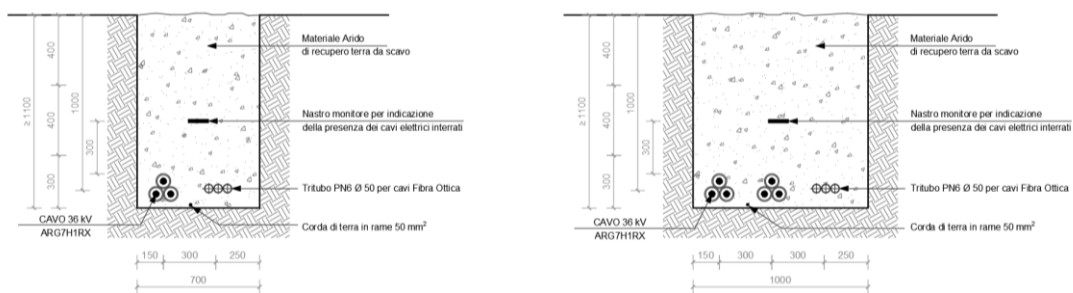


Figura 7.5 – Tipico modalità di posa distribuzione interna a 36 kV

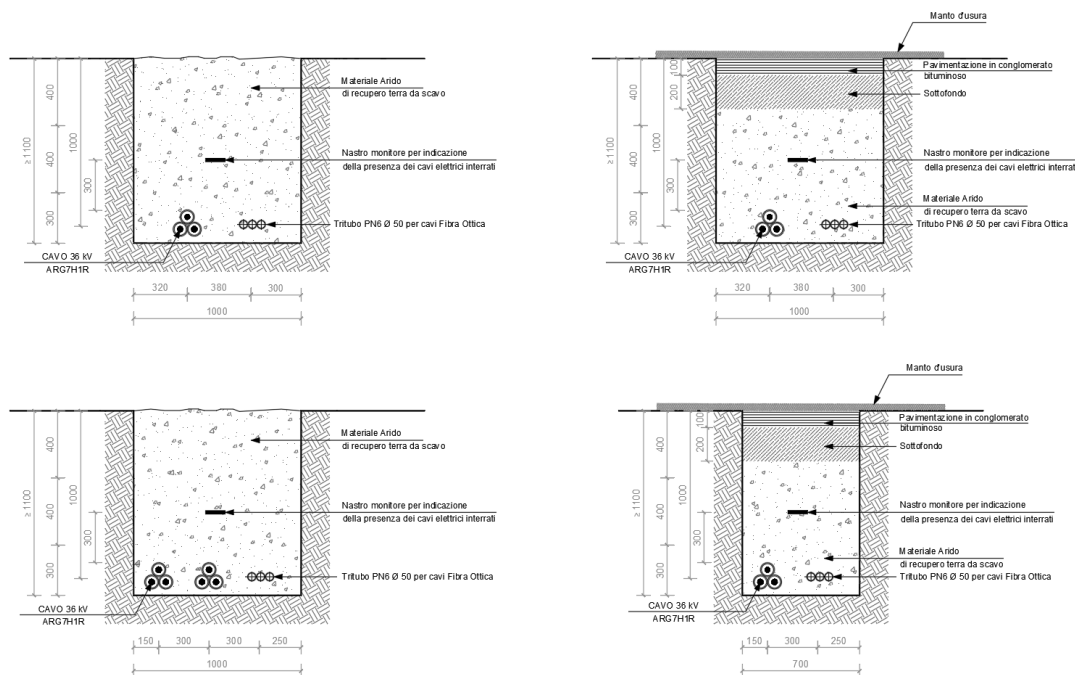


Figura 7.6 - Tipico modalità di posa cavidotto a 36 kV di collegamento impianto FV – SE RTN

### 7.8.1 Interferenze idrografiche

Nei tratti di attraversamento della viabilità principale ad opera del cavidotto a 36 kV, al fine di escludere qualunque interferenza con le ordinarie condizioni di utilizzo della strada, il progetto ha previsto il passaggio dei cavi in sottovia previa trivellazione orizzontale controllata (o per brevità "T.O.C") che consente di installare per mezzo della perforazione orizzontale guidata linee di servizio sotto ostacoli quali strade, fiumi e torrenti, edifici e acquedotti, con scarso o nessun impatto sulla superficie.

In corrispondenza delle interferenze dei cavidotti con gli elementi del reticolo idrografico si prevede che tra il fondo dell'alveo e l'estradosso della condotta sia assicurato almeno un metro di ricoprimento, in accordo con i disposti dell'art. 21 comma 2 lettera C delle NTA del PAI; inoltre, eventuali pozzetti di testata all'attraversamento in subalveo, in destra e/o sinistra idraulica, saranno posizionati esternamente all'alveo in accordo con le disposizioni del R.D. 523/1904.

#### 7.8.1.1 Trivellazione orizzontale controllata

La TOC è una tecnica di scavo idonea alla installazione di nuove condotte senza effettuare scavi a cielo aperto e, quindi, senza interferire con il reticolo idrografico neanche in fase di cantiere.

La caratteristica essenziale di questa tecnologia è quella di permettere l'esecuzione di fori nel sottosuolo che possono avere andamento curvilineo spaziale con lunghezze di tiro che arrivano anche a 2000 m.

I vantaggi sono dunque molteplici:

- Abbattimento dei costi;
- Tempistiche brevi per l'esecuzione dei lavori rispetto alle altre tecniche tradizionali;
- Non alterazione delle superfici e delle opere preesistenti;
- Riduzione inquinamento atmosferico e acustico.

Al fine di effettuare perforazioni sotterranee per la posa di infrastrutture, è generalmente consigliabile effettuare una indagine radar del sottosuolo per verificare la natura del terreno nonché la presenza di sottoservizi.

Da un punto di vista realizzativo la TOC comprende tre fasi:

- a) perforazione pilota: normalmente di piccolo diametro (100-150 mm) si realizza mediante una batteria di perforazione che viene manovrata attraverso apposito sistema di guida; la perforazione pilota può seguire percorsi plano-altimetrici preassegnati che possono contenere anche tratti curvilinei;



- b) alesatura: una volta completato il foro pilota con l'uscita dal terreno dell'utensile viene montato, in testa alla batteria di aste di acciaio, l'utensile per l'allargamento del foro pilota (alesatore), avente un diametro maggiore a quello del foro pilota, e il tutto viene tirato a ritroso verso l'impianto di trivellazione (entry point). Durante il tragitto di rientro l'alesatore allarga il foro pilota. Questo processo può essere ripetuto più volte fino al raggiungimento del diametro richiesto. La sequenza dei passaggi di alesatura segue precisi criteri che dipendono dal tipo di terreno da attraversare e dalle sue caratteristiche geo-litologiche;
- c) tiro (pullback) della tubazione o del cavo del foro (detto anche "varo"): completata l'ultima fase di alesatura, la tubazione da installare viene assemblata fuori terra e collegata, con un'opportuna testa di tiro, alla batteria di aste di perforazione, con interposizione di un giunto girevole reggispinta (detto girevole o swivel) la cui funzione è quella di trasmettere alla tubazione in fase di varo le trazioni ma non le coppie e quindi le rotazioni. Raggiunto il punto di entrata la posa della tubazione si può considerare terminata.

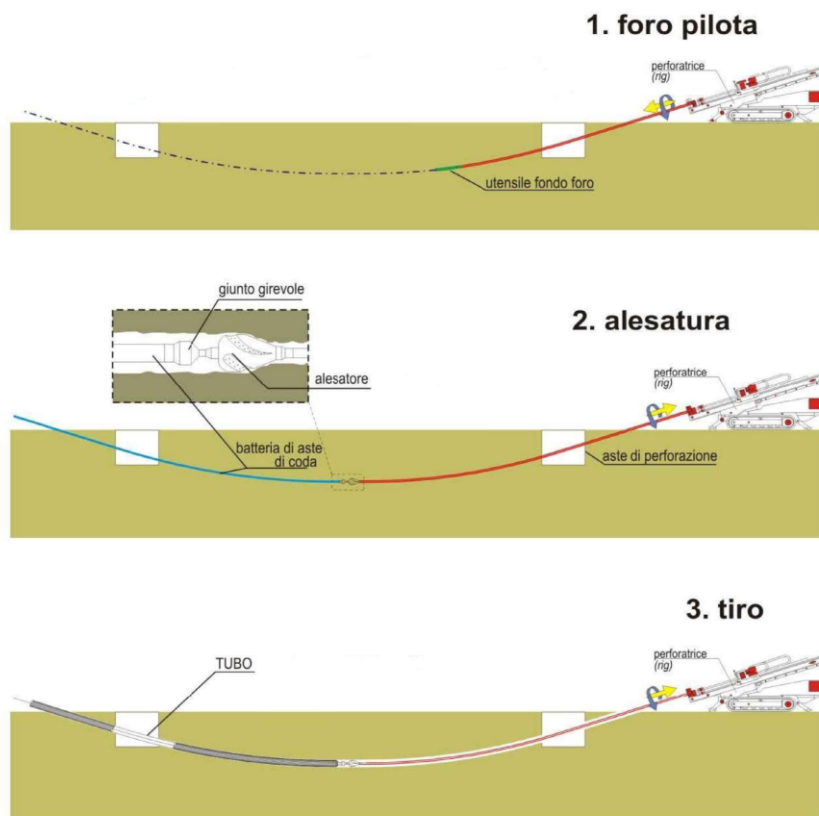


Figura 7.7 - Fasi Trivellazione Orizzontale Controllata

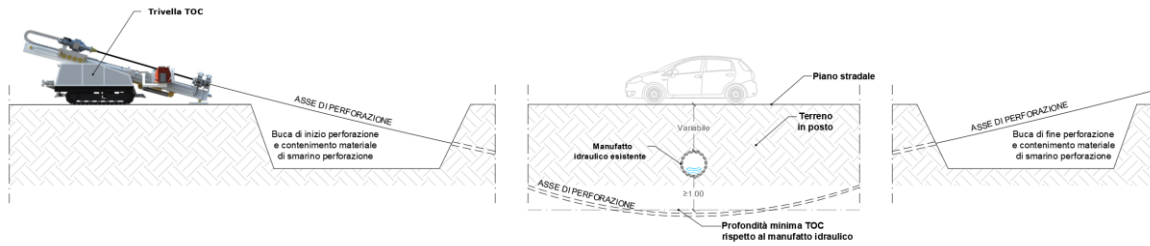


Figura 7.8 - Tipologico rappresentativo intervento - sezione longitudinale

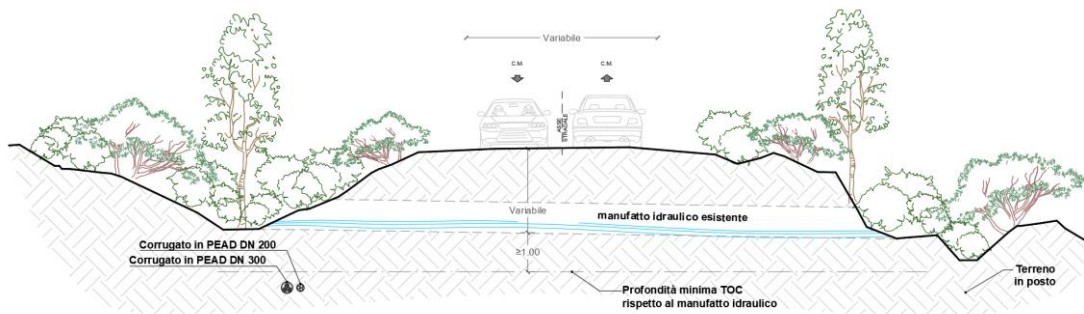


Figura 7.9 - Tipologico rappresentativo intervento - sezione trasversale

Per maggiori dettagli si rimanda agli elaborati grafici IT/FTV/F-SASSA/PDF/E/PLN/041-a\_Planimetria tipologica cavidotti 36 kV con attraversamenti idrici e 042\_IT\_FTV\_F-SASSA\_PDF\_E\_PAR\_042-a\_Risoluzione interferenze cavidotti 36 kV - Particolari costruttivi.

## 7.9 Misura dell'energia

### 7.9.1 Aspetti generali

La delibera AEEG 88/09, "Disposizioni in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di generazione", stabilisce che il responsabile del servizio di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di potenza nominale superiore a 20 kW è il produttore.

Per misurare ai fini fiscali e tariffari l'energia, nell'impianto fotovoltaico si adotteranno sistemi di misura in grado di conteggiare:

- l'energia elettrica prelevata dalla rete;
- l'energia elettrica immessa in rete;
- l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico.

Se l'utente produttore dovesse prendersi la responsabilità dell'installazione e manutenzione

del sistema di misura dell'energia prodotta/immessa si dovrà assicurare la conformità ai requisiti indicati nella Norma CEI 0-16.

Il sistema di misura sarà composto da un contatore statico per la misura dell'energia attiva e reattiva trifase, collegato in inserzione indiretta (mediante TV e TA).

I componenti del sistema di misura dovranno essere conformi alle norme CEI di prodotto e garantire il rispetto dei seguenti requisiti funzionali:

1. misura dell'energia attiva e reattiva e della potenza attiva immessa in rete e prelevata dalla rete;
2. rilevazione delle 6 curve di carico (potenza media nei 15') attiva assorbita, reattiva induttiva per energia attiva entrante, reattiva capacitiva per energia attiva uscente, attiva erogata, reattiva induttiva per energia attiva uscente e reattiva capacitiva per energia attiva entrante, con la risoluzione minima di 1 intero e 3 decimali;
3. unità di misura per l'energia attiva (reattiva): kWh (kVARh);
4. unità di misura per la potenza attiva: kW;
5. gestione automatica dell'ora legale;
6. orologio interno del contatore avente i requisiti indicati nella Norma CEI EN 62054-21 per i commutatori orari;
7. Interfaccia ottica per la lettura e/o programmazione locale (conforme alla Norma CEI EN 62056-21) che assicuri una velocità di trasmissione minima di 9600 bit/sec.

### **7.10 Software per visualizzazione, monitoraggio, telesorveglianza**

Sarà previsto un sistema software per la visualizzazione, il monitoraggio, la messa in servizio e la gestione dell'impianto FV. Mediante un PC collegato direttamente o tramite modem si potrà disporre di una serie di funzioni che informano costantemente sullo stato e sui parametri elettrici e ambientali relativi all'impianto fotovoltaico.

In particolare, sarà possibile accedere alle seguenti funzioni:

- Schema elettrico del sistema;
- Pannello di comando;
- Oscilloscopio;
- Memoria eventi;
- Dati di processo;
- Archivio dati e parametri d'esercizio;

- Analisi dati e parametri d'esercizio.

La comunicazione tra l'impianto fotovoltaico e il terminale di controllo e supervisione avverrà tramite protocolli Industrial Ethernet o PROFIBUS.

L'impianto fotovoltaico sarà dotato infine di un sistema di monitoraggio per l'analisi e la visualizzazione dei dati ambientali costituito da:

- n. 1 sensore temperatura moduli;
- n. 1 sensore irradiazione solare;
- n. 1 sensore anemometrico;
- schede di comunicazione integrate per l'acquisizione dei dati.

### **7.11 Impianto di videosorveglianza**

L'impianto FV sarà dotato di sistema di videosorveglianza dimensionato per coprire l'intera area di pertinenza dell'impianto e composto da barriere perimetrali a fasci infrarossi, telecamere e combinatori telefonici GSM con modulo integrato.

### **7.12 Stazione meteorologica**

Il sistema di monitoraggio ambientale avrà il compito di misurare i dati climatici e di irraggiamento sul campo fotovoltaico che saranno dunque inviati al sistema di monitoraggio SCADA, dove saranno gestiti e archiviati e, abbinati alle specifiche tecniche del campo FV, contribuiranno alla valutazione della producibilità teorica.

L'impianto verrà dotato di una stazione meteorologica, montata ad un'altezza di almeno 10 m, equipaggiata di strumentazione in grado di monitorare:

- temperatura ambiente;
- umidità relativa aria;
- pressione barometrica;
- direzione vento e velocità vento;
- intensità precipitazioni;
- misura scariche atmosferiche con polarità e tipologia della stessa.

I dati rilevati saranno trasmessi al sistema di monitoraggio dell'impianto ed elaborati per verificarne la producibilità.

Inoltre, verranno memorizzati nel lungo periodo al fine di costituire una serie storica di dati utile ai fini assicurativi in caso di malfunzionamento o danneggiamento dell'impianto a causa

di eventi atmosferici.

### **7.13 Cabina elettrica utente**

La configurazione elettrica dell'impianto ha previsto la realizzazione di una cabina di sezionamento (cabina elettrica utente) nei pressi della nuova Stazione Elettrica 380/150/36 kV di Terna in località *Gianna de Mare* (Sassari).

All'interno del locale dedicato alla sezione a 36 kV sarà installato un quadro a 36 kV con funzioni di sezionamento e protezione della linea proveniente dalla cabina di raccolta d'impianto e da cui partirà il tratto finale di cavidotto che realizzerà il collegamento in antenna sulla sezione a 36 kV della futura SE RTN, come da prescrizione del preventivo di connessione.

Insieme agli scomparti a 36 kV saranno previsti anche gruppi di misura e servizi ausiliari, questi ultimi alimentati tramite un generatore dedicato che sarà installato all'interno della cabina stessa.

Per maggiori dettagli circa la planimetria della area dedicata alla menzionata cabina di utenza si rimanda all'elaborato grafico IT/FTV/F-SASSA/PDF/E/PAR/048-a.

## 8 RISPONDENZA AI REQUISITI DI UN IMPIANTO “AGRIVOLTAICO”

### 8.1 Le Linee Guida ministeriali in materia di impianti agrivoltaici

#### 8.1.1 Premessa

Le linee guida in materia di impianti agrivoltaici elaborate dal MITE-Dipartimento per l'Energia si inseriscono nell'ambito dell'individuazione di percorsi sostenibili per la realizzazione delle infrastrutture energetiche necessarie ad accelerare il percorso di crescita sostenibile orientato al raggiungimento degli obiettivi europei al 2030 e al 2050 prefigurati dalla direttiva RED II; ciò al fine di coniugare l'esigenza di rispetto dell'ambiente e del territorio con quella di raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione. In questa prospettiva, quello dell'integrazione degli impianti a fonti rinnovabili, in particolare fotovoltaici, realizzati su suolo agricolo è riconosciuto come uno dei principali punti da affrontare, riconoscendo nei sistemi agrivoltaici *“possibili soluzioni virtuose e migliorative rispetto alla realizzazione di impianti fotovoltaici standard”*.

Le linee guida hanno, dunque, lo scopo di chiarire quali siano le caratteristiche minime e i requisiti che un impianto fotovoltaico dovrebbe possedere per essere definito agrivoltaico, 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 agrivoltaici, che possono comunque garantire un'interazione più sostenibile fra produzione energetica e produzione agricola.

I sistemi agrivoltaici 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.

Con tali presupposti, le Linee Guida stabiliscono dei parametri per definire requisiti volti a conseguire prestazioni ottimizzate sul sistema complessivo, considerando sia la dimensione energetica sia quella agronomica.

Nella Parte II delle LLGG sono trattati gli aspetti e i requisiti che i sistemi agrivoltaici 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.

Sono definiti in particolare 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 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.

Con tali presupposti è stabilito che:

Il rispetto dei requisiti A, B (da un lato la progettazione e realizzazione tali da assicurare l'integrazione fra attività agricola e produzione elettrica, dall'altro la gestione del sistema che non comprometta la continuità dell'attività agricola e pastorale) è necessario per definire un impianto fotovoltaico realizzato in area agricola come "agrivoltaico". Per tali impianti dovrebbe inoltre previsto il rispetto del requisito D.2 (ossia, come sotto precisato, la continuità dell'attività agricola).

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 è pre-condizione 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.

### 8.1.2 *Caratteristiche e requisiti degli impianti agrivoltaici*

#### 8.1.2.1 Requisito A, B e C: riconducibilità dell'impianto alla definizione di "agrivoltaico avanzato"

Le LLGG prevedono che 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<sup>12</sup> massimo: è previsto un rapporto massimo fra la superficie dei moduli e quella agricola;

#### A.1 Superficie minima per l'attività agricola

Tale requisito è garantito quando sugli appezzamenti oggetto di intervento (superficie totale del sistema agrivoltaico,  $S_{tot}$ ), almeno il 70% della superficie sia destinata all'attività agricola, nel rispetto delle Buone Pratiche Agricole (BPA):

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

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

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).

Al fine di non limitare l'adozione di soluzioni particolarmente innovative ed efficienti si ritiene opportuno adottare un limite massimo di LAOR del 40 %:

$$LAOR \leq 40\%$$

#### 8.1.2.2 Requisito B: gestione orientata alla 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

---

<sup>12</sup> LAOR (Land Area Occupation Ratio): rapporto tra la superficie totale di ingombro dell'impianto agrivoltaico ( $S_{pv}$ ), e la superficie totale occupata dal sistema agrivoltaico ( $S_{tot}$ ). Il valore è espresso in percentuale.

Dove:

$S_{pv}$  = somma delle superfici individuate dal profilo esterno di massimo ingombro di tutti i moduli fotovoltaici costituenti l'impianto (superficie attiva compresa la cornice);

$S_{tot}$  = area che comprende la superficie utilizzata per coltura e/o zootecnia e la superficie totale su cui insiste l'impianto agrivoltaico.



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

Tale aspetto può essere valutato tramite il valore della produzione agricola prevista sull'area destinata al sistema agrivoltaico 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 agrivoltaico negli anni solari antecedenti, a parità di indirizzo produttivo.

#### 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 (come previsto nel caso di progetto).

### B.2 Producibilità elettrica minima

In base alle caratteristiche degli impianti agrivoltaici analizzati, si ritiene che, la produzione elettrica specifica di un impianto agrivoltaico ( $FV_{agri}$  in GWh/ha/anno) correttamente progettato, paragonata alla producibilità elettrica specifica di riferimento di un impianto fotovoltaico standard ( $FV_{standard}$  in GWh/ha/anno<sup>13</sup>), non dovrebbe essere inferiore al 60 % di quest'ultima:

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

#### 8.1.2.3 Requisito C: adozione di 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

---

<sup>13</sup> Producibilità elettrica specifica di riferimento ( $FV_{standard}$ ): 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 agrivoltaico

dall'impianto agrivoltaico o solo sulla porzione che risulti libera dai moduli fotovoltaici.

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.

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;

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.

TIPO 3) i moduli fotovoltaici sono disposti in posizione verticale.

Per differenziare gli impianti fra il TIPO 1) e il 2) l'altezza da terra dei moduli fotovoltaici è un parametro caratteristico. Al riguardo le LLGG stabiliscono 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 conclude che:

Gli impianti di tipo 1) e 3) sono identificabili come impianti agrivoltaici avanzati che rispondono al REQUISITO C.

Gli impianti agrivoltaici di tipo 2), invece, non comportano alcuna integrazione fra la produzione energetica ed agricola, ma esclusivamente un uso combinato della porzione di suolo interessata.

#### 8.1.2.4 Requisiti D ed E: 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.

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.

#### D.1 Monitoraggio del risparmio idrico

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

- auto-provvigionamento: 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.

#### 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.

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.

#### 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<sup>14</sup>.

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

#### E.2 Monitoraggio del microclima

Il microclima presente nella zona ove viene svolta l'attività agricola è importante ai fini della sua conduzione efficace.

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.

---

<sup>14</sup> La definizione di pascolo permanente prevista dall'art. 2 (2) (c) del reg. 1120/2009, interpreta come terreno agricolo un terreno che è, da almeno 5 anni, usato per la produzione di erba e altre piante erbacee da foraggio, anche se quel terreno è stato arato e seminato con un'altra varietà di pianta erbacea da foraggio diversa da quella precedente

### 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).

#### 8.1.3 Conclusioni

A fronte di quanto contenuto nelle LL.GG. ed esposto più sopra si può concludere che:

- Il rispetto dei requisiti A, B è necessario per definire un impianto fotovoltaico realizzato in area agricola come "agrivoltaico". Per tali impianti dovrebbe inoltre essere 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 criteri A, B, C, D ed E è pre-condizione 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.

## 8.2 Rispondenza del progetto ai requisiti di impianto agrivoltaico

I seguenti prospetti riepilogano sistematicamente l'osservanza dei requisiti A, B e D2 (i.e. monitoraggio della continuità dell'attività agricola) previsti dalle LL.GG. ministeriali degli impianti agrivoltaici "standard".

Ai fini delle verifiche dei suddetti requisiti si assumono le seguenti definizioni:

$S_{tot}$	<i>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 (sono incluse anche tutte le aree che non ricadranno all'interno della recinzione dell'impianto FV)</i>
$S_{pv}$	<i>Somma delle superfici individuate dal profilo esterno di massimo ingombro di tutti i moduli fotovoltaici costituenti l'impianto (superficie attiva compresa la cornice)</i>
$S_{energetica}$	<i>Somma delle superfici individuate dall'area recintata. Include l'area occupata dai pannelli e tutte le opere connesse all'impianto: cabine, viabilità, piazzole, etc.</i>
$S_{agricola}$	<i>SAU superficie agricola utilizzata per realizzare le coltivazioni di tipo agricolo (superficie fondiaria al netto delle aree occupate dalla viabilità e cabine di impianto nonché della fascia di mitigazione)</i>

REQUISITO A1 - Superficie minima per l'attività agricola			
$S_{tot}$	Area agricola 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 ed esclude le superfici boscate non coltivabili. Quindi sono incluse anche tutte le aree agricole già coltivate che non ricadono all'interno della recinzione.	47,44	ha
$S_{pv}$	Somma delle superfici individuate dal profilo esterno di massimo ingombro di tutti i moduli fotovoltaici costituenti l'impianto (superficie attiva compresa la cornice)	13,68	ha
$S_{agricola}$	Superficie minima coltivata: comprende l'area destinata a coltivazione tra e sotto le file dei pannelli e la mitigazione perimetrale. L'ipotesi è quella di coltivare una superficie minima pari al 35% dell'area al di sotto dei pannelli	35,84	ha
$S_{agricola} =$	0,755480	$S_{tot}$	$S_{agricola} \geq 0,7 \cdot S_{tot}$
<b>VERIFICATO</b>			

REQUISITO A2 - Percentuale di superficie complessiva coperta da moduli (LAOR)		
$S_{pv}$	Superficie complessiva coperta dai moduli	13,68
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	28,83%
<b>LAOR <math>\leq</math> 40%</b>		
<b>VERIFICATO</b>		

REQUISITO B.1 - Continuità dell'attività agricola		
	Ante operam	Post operam
Tipo di coltivazione/i	Sistema cerealicolo-foraggero	Sistema cerealicolo-foraggero
Indirizzo produttivo	Cerealicolo - foraggero	Cerealicolo - foraggero
a) coincidenza di indirizzo produttivo: valore medio della produzione agricola registrata sull'area (€/ha) (valori produzione standard 2017 Sardegna, fonte RICA)	406,00 €	625,17 €
PS - Produzione Standard (valori da tabelle RICA)	19.260,76 €	22.406,37 €
<b>VERIFICATO</b>		

REQUISITO B.2 - Verifica della producibilità elettrica minima				
Modulo	Modulo FV in silicio monocristallino del tipo bifacciale Vertex TSM-NEG21C.20 da 700 Wp della Trina Solar	Potenza nominale [Wp]		700
		Dimensioni	L [mm] =	2384
			P [mm] =	1303
		Sup. energetica	$S_{energetica}$ [ha] =	36,04
Impianto agrivoltaico Potenza = 30,157 MWp	Produttività elettrica annua dell'impianto agrivoltaico [GWh/anno] =	65,30		
	$FV_{agri}$ = Produttività elettrica annua per ha dell'impianto agrivoltaico [GWh/ha/anno] =	1,81		
Impianto fotovoltaico standard* Potenza = 33,179 MWp	Produttività elettrica annua dell'impianto standard [GWh/anno] =	70,24		
	$FV_{standard}$ = Produttività elettrica annua per ha dell'impianto standard [GWh/ha/anno] =	1,95		
*strutture fisse con interdistanze ridotte a valori standard				
$FV_{agricola}$	=	92,97%	$FV_{standard}$	
<b><math>FV_{agricola} \geq 0,6 FV_{standard}</math></b>				
<b>VERIFICATO</b>				

REQUISITO D.2 - Monitoraggio della continuità dell'attività agricola	
Esistenza e resa della coltivazione	<p><i>Redazione di una relazione tecnica asseverata da un agronomo con una cadenza biennale. 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).</i></p>
Mantenimento dell'indirizzo produttivo	
Redazione Relazione Tecnica Asseverata di un Agronomo	
VERIFICATO	



## 9 OPERE ACCESSORIE

### 9.1 Sistemazione dell'area e viabilità

Il terreno asservito alla realizzazione dell'impianto agrivoltaico in progetto presenta una conformazione morfologica tale da non richiedere interventi di livellamento delle superfici funzionali all'installazione dei *trackers*, se non estremamente localizzati ove ciò si rendesse necessario. Il volume del materiale sbancato sarà interamente recuperato in sito per operazioni di riempimento in accordo con quanto rappresentato negli elaborati grafici di progetto.

### 9.2 Viabilità di servizio

Ai fini di assicurare un'ottimale costruzione e gestione della centrale fotovoltaica, il progetto ha previsto la realizzazione *ex novo* di una viabilità di servizio funzionale alle operazioni di costruzione ed ordinaria gestione dell'impianto, come mostrato negli elaborati grafici allegati (IT/FTV/F-SASSA/PDF/C/PLN/034-a e IT/FTV/F-SASSA/PDF/C/PS/035-a).

Secondo quanto indicato nell'Elaborato IT/FTV/F-SASSA/PDF/C/PLN/034-a, l'area sarà accessibile dagli ingressi posizionati in corrispondenza della viabilità interpodereale.

La carreggiata stradale della viabilità di impianto presenterà una larghezza di 4,0 metri. La massicciata stradale sarà formata da una soprastruttura in materiale arido dello spessore indicativo di 0,30/0,40 m (Elaborato IT/FTV/F-SASSA/PDF/C/PS/035-a). Lo strato di fondazione sarà composto da un aggregato che potrà essere costituito da pietrisco e detriti di cava o di frantoio o materiale reperito in sito oppure da una miscela di materiali di diversa provenienza, in proporzioni da stabilirsi in sede di progettazione esecutiva.

Le carreggiate saranno conformate trasversalmente conferendo una pendenza dell'ordine del 1,5% per garantire il drenaggio ed evitare ristagni delle acque meteoriche.

### 9.3 Recinzioni e cancelli

Al perimetro dell'impianto FV è prevista la realizzazione di una recinzione in rete metallica a maglia romboidale sostenuta da pali infissi in ferro zincato (vedasi particolari nell'Elaborato IT/FTV/F-SASSA/PDF/C/PAR/036-a).

I sostegni in ferro zincato, dell'altezza di circa 2,5 m verranno infissi nel terreno per una profondità pari a 0,6 m. Questi presenteranno giunti di fissaggio laterale della rete sul palo e giunti in metallo per il fissaggio di angoli retti e ottusi.

La recinzione sarà sollevata da terra di 30 cm e dotata, in ogni caso, di un numero adeguato di ponti ecologici, di dimensioni e conformazione tali da non precludere la fruizione dell'area alle specie faunistiche di piccola taglia.

Gli ingressi saranno provvisti di cancelli realizzati in profilati di acciaio, assiemati per elettrosaldatura, verniciati e rete metallica in tondini di diametro 6 mm con passo della maglia di 15 cm, come da disegno di progetto. Il cancello è costituito da due ante a bandiera di altezza 2,40 m e di larghezza di 3,5 m, per una luce totale di 7 m, completo di paletto di fermo centrale e chiusura a lucchetto.

In alternativa alla tipologia sopra descritta, ove richiesto dalla D.L., i cancelli potranno essere realizzati in profilati scatolari di acciaio, assiemati per elettrosaldatura e successivamente zincati a caldo, con tamponamento delle ante in pannelli grigliati elettrofusi di acciaio zincato (a maglia quadrata di 60 x 60 mm ca costituita da piatti verticali di 25 x 3 mm collegati orizzontalmente da tondi del diametro 5 mm) solidarizzati al telaio mediante bulloneria inamovibile.

In ogni caso le cerniere dovranno essere in acciaio inox ed andranno opportunamente applicate ai pilastri di sostegno (in c.a. o in acciaio).

#### **9.4 Movimenti di terra**

Le operazioni di scavo da attuarsi nell'ambito della costruzione del campo solare devono riferirsi alla preparazione del terreno per l'allestimento delle Cabine di Raccolta e di Trasformazione, della Cabina Utente ed all'approntamento degli elettrodotti interrati (distribuzione BT e 36 kV di impianto, realizzazione dell'elettrodotto a 36 kV di collegamento con la Cabina elettrica Utente e poi con la SE RTN).

I volumi di scavo complessivamente stimati nell'ambito della fase di costruzione dell'opera sono pari a circa 24.700 m<sup>3</sup>, pressoché interamente riutilizzati in sito per il rinterro degli scavi, come si evince dalle stime sotto riportate.

##### *9.4.1 Scavi per la realizzazione dei cavidotti, opere di regimazione idrica e spianamento area Cabina elettrica Utente*

La fase di approntamento delle trincee che ospiteranno i cavidotti prevede l'utilizzo di un escavatore a braccio rovescio dotato di benna, che scaverà e deporrà il materiale a bordo trincea; previa verifica positiva dei requisiti stabiliti dal D.M. 120/2017 (*Regolamento recante la disciplina semplificata della gestione delle terre e rocce da scavo, ai sensi dell'articolo 8 del decreto-legge 12 settembre 2014, n. 133, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 novembre 2014, n. 164*), il materiale sarà successivamente messo in opera per il riempimento degli scavi, assicurando un recupero pressoché integrale dei terreni asportati.

Il materiale in esubero stazionerà provvisoriamente ai bordi dello scavo e, al procedere dei lavori di realizzazione dei cavidotti, sarà caricato su camion per essere trasportato all'esterno del cantiere presso centri di recupero/smaltimento autorizzati.

Si riporta di seguito il computo dei movimenti di terra stimati per la realizzazione dei cavidotti

BT e 36 kV, delle opere di regimazione idrica e della regolarizzazione delle aree delle cabine elettriche prefabbricate e della Cabina Utente.

Distribuzione BT					
Lunghezza [m]	Larghezza [m]	Profondità [m]	Volume scavo [m <sup>3</sup> ]	Volume rinterro [m <sup>3</sup> ]	Volume riutilizzo/discarica [m <sup>3</sup> ]
23300	0,30	0,60	4194,00	4194,00	0,00
		<b>Totale</b>	4194,00	4194,00	0,00

Distribuzione interna 36 kV					
Lunghezza [m]	Larghezza [m]	Profondità [m]	Volume scavo [m <sup>3</sup> ]	Volume rinterro [m <sup>3</sup> ]	Volume riutilizzo/discarica [m <sup>3</sup> ]
2200	0,70	1,10	1694,00	1694,00	0,00
600	1,00	1,10	660,00	660,00	0,00
20	1,30	1,10	28,60	28,60	0,00
		<b>Totale</b>	2382,60	2382,60	0,00

Cavidotto 36 kV - Collegamento Impianto - Stazione elettrica 380/150/36 kV					
Lunghezza [m]	Larghezza [m]	Profondità [m]	Volume scavo [m <sup>3</sup> ]	Volume rinterro [m <sup>3</sup> ]	Volume riutilizzo/discarica [m <sup>3</sup> ]
250	0,70	1,10	192,50	144,38	48,13
15800	1,00	1,10	17380,00	13035,00	4345,00
80	1,30	1,10	114,40	85,80	28,60
		<b>Totale</b>	17686,90	13265,18	4421,73

Nel complesso si prevede che la realizzazione dei cavidotti determinerà lo scavo di circa

24.265 m<sup>3</sup> di materiale con integrale riutilizzo dello stesso nel sito di escavazione per la distribuzione BT e a 36 kV interna, mentre si prevede un riutilizzo dell'75% del materiale scavato per la distribuzione 36 kV di collegamento alla Stazione elettrica 380/150/36 kV.

Lo scavo per l'approntamento delle opere di regimazione idrica all'interno del campo solare è stimato in circa 104 m<sup>3</sup>. Trattandosi di scavi che interesseranno una profondità limitata, pari a circa 0,15 metri, il materiale di scavo sarà rappresentato da suoli di copertura e potrà essere utilmente reimpiegato in sito per rimodellamenti e ripristini morfologici.

Canalette regimazione idrica				
Lunghezza [m]	Larghezza [m]	Profondità [m]	Volume scavo [m <sup>3</sup> ]	Volume riutilizzo/discarica [m <sup>3</sup> ]
6900	0,15	0,10	104	104
<b>Totale</b>			104	104

La restante quota di scavo deve riferirsi alle operazioni di spianamento delle aree delle cabine elettriche prefabbricate e dell'area della Cabina elettrica Utente, le quali saranno limitate ad una superficie complessiva indicativa di circa 770 m<sup>2</sup> ed allo scavo e successivo riporto - nello stesso sito di escavazione ed in accordo con le procedure previste dall'art. 24 del DPR 120/2017- di un volume totale di materiale preliminarmente stimabile in circa 340 m<sup>3</sup>.

Come evidenziato in precedenza, il materiale scavato sarà posizionato ai bordi dello scavo per essere successivamente reimpiegato nel medesimo sito di produzione per le operazioni di livellamento.

Scavi per regolarizzazione terreno cabine elettriche prefabbricate							
	N cabine	Lunghezza [m]	Larghezza [m]	Profondità [m]	Volume scavo [m <sup>3</sup> ]	Volume rinterro [m <sup>3</sup> ]	Volume riutilizzo/discarica [m <sup>3</sup> ]
Cabine di trasformazione	7	9,50	3,5	0,60	139,65	139,65	0,00
Cabina di raccolta	1	11,00	3,5	0,60	23,10	23,10	0,00
				Totale	162,75	162,75	0,00

Scavi per regolarizzazione terreno Cabina Utente			
	Area [m2]	Volume scavo [m <sup>3</sup> ]	Volume rilevato /Riutilizzo [m <sup>3</sup> ]
Scotico area	500	125	125
Scavi profondi	500	51	51
	<b>Totale</b>	176	176

9.4.1 *Quadro complessivo della produzione e riutilizzo in sito delle terre e rocce da scavo*

Si riporta Tabella 9.1 il bilancio complessivo dei movimenti terra previsti per la realizzazione del progetto.

Tabella 9.1 - Bilancio complessivo movimenti terra

<b>SCAVI</b>		
Scavi Linee BT	m <sup>3</sup>	4 194
Scavi Distribuzione interna 36 kV	m <sup>3</sup>	2 383
Scavi Cavidotto 36 kV	m <sup>3</sup>	17 687
Scavi per installazione Cabine elettriche prefabbricate	m <sup>3</sup>	163
Scavi Regimazione idrica	m <sup>3</sup>	104
Scotico area Cabina Utente	m <sup>3</sup>	125
Scavi profondi Cabina Utente	m <sup>3</sup>	51
<b>Totale materiale scavato</b>	<b>m<sup>3</sup></b>	<b>24 705</b>
<b>RIUTILIZZO IN SITO</b>		
Riutilizzo in sito per rinterro cavidotti	m <sup>3</sup>	19 842
Riutilizzo in sito per rinterro cabine elettriche	m <sup>3</sup>	163
Riutilizzo in sito per rimodellamenti morfologici e ripristini	m <sup>3</sup>	229
Riutilizzo in sito per rilevati Cabina Utente	m <sup>3</sup>	51
<b>Totale materiale riutilizzato in cantiere</b>	<b>m<sup>3</sup></b>	<b>20 284</b>
<b>CONFERIMENTO A DISCARICA</b>		
Materiale a rifiuto	m <sup>3</sup>	4 422
<b>Totale materiale a rifiuto</b>	<b>m<sup>3</sup></b>	<b>4 422</b>

## 9.5 Interventi di mitigazione e inserimento ambientale

### Fase di cantiere

- Nell'area interessata dalla presenza di ristagni idrici, il coinvolgimento di tali superfici dovrà essere limitato alla sola installazione dei supporti dei pannelli ed alla realizzazione della viabilità perimetrale, escludendo eventuali ulteriori attività non strettamente necessarie quali scavi e stoccaggio di materiali e attrezzi, al fine di preservare l'attuale morfologia delle superfici e mantenerne, pertanto, la persistenza in fase di esercizio.
- Anche al fine di evitare l'introduzione accidentale di specie aliene invasive, verranno riutilizzate, ove possibile, le terre e rocce asportate all'interno del sito, e solo qualora questo non fosse possibile, i materiali da costruzione come pietrame, ghiaia, pietrisco o ghiaietto verranno prelevati da cave autorizzate e/o impianti di frantumazione e vagliatura per inerti autorizzati.
- Si dovrà prevedere la bagnatura periodica delle superfici di cantiere, in particolare quelle percorse regolarmente dai mezzi, al fine di limitare il sollevamento delle polveri terrigene e quindi la loro deposizione sulle coperture vegetazionali circostanti. Al fine di coniugare le esigenze di abbattimento delle polveri con quelle di risparmio ed uso sostenibile della risorsa idrica, le operazioni di bagnatura potranno essere evitate durante i mesi piovosi (indicativamente durante il periodo ottobre-aprile), e potranno essere limitate ai soli tratti costeggianti coperture spontanee di vegetazione arbustiva ed arborea.
- Non sarà consentita l'apertura di varchi tra la vegetazione circostante per l'accesso a piedi ai cantieri.

### Fase di esercizio

Durante la fase di esercizio sarà rigorosamente vietato:

- l'impiego di diserbanti e disseccanti per la manutenzione delle superfici interne.
- lo stoccaggio anche temporaneo di sostanze infiammabili e/o classificate come Pericolose per l'ambiente (N - Sostanze nocive per l'ambiente acquatico (organismi acquatici, acque) e per l'ambiente terrestre (fauna, flora, atmosfera) o che a lungo termine hanno effetto dannoso).
- l'impiego di fiamme vive ed il transito di mezzi a motore endotermico su superfici inerbite durante il periodo luglio-settembre.
- la realizzazione di opere a verde ornamentale non accompagnate da relazione tecnica redatta da esperto naturalista/agronomo/forestale.

### Fase di dismissione

Per le attività connesse alle operazioni di smantellamento delle strutture (transito dei mezzi, stoccaggio temporaneo dei materiali e dei rifiuti prodotti) dovranno essere impiegate, in via prioritaria, le superfici prive di vegetazione spontanea.

Si dovrà prevedere la bagnatura periodica delle piste sterrate percorse dai mezzi, al fine di limitare il sollevamento delle polveri terrigene e quindi la loro deposizione sulle coperture vegetazionali circostanti. Al fine di coniugare le esigenze di abbattimento delle polveri con quelle di risparmio della risorsa idrica, le operazioni di bagnatura potranno essere evitate durante i mesi piovosi (indicativamente durante il periodo ottobre-aprile).

### 9.6 Misure di compensazione e miglioramento ambientale

Rimandando agli elaborati IT/FTV/F-SASSA/PDF/A/RS/010-a - Relazione agro-pedologica e piano colturale, IT/FTV/F-SASSA/PDF/A/RS/062-a - Relazione floristico-vegetazionale, IT/FTV/F-SASSA/PDF/C/PLN/051-a - Progetto funzionale del sistema agrivoltaico, IT/FTV/F-SASSA/PDF/C/PLN/049-a - Sistemazioni a verde e misure di inserimento ambientale - Planimetria, IT/FTV/F-SASSA/PDF/C/DE/009-a - Computo metrico estimativo dei lavori e confermando quanto ivi descritto, sono di seguito schematizzati gli ambiti oggetto degli interventi di mitigazione (Tabella 9.2).

Tabella 9.2 – Ambiti interventi di mitigazione

<u>INTERVENTO A</u>	Realizzazione di una fascia verde della larghezza di metri 2,00 costituita dalla specie arborea autoctona <i>Olea europaea</i> var. <i>sylvestris</i>	5.289,90 €
<u>INTERVENTO B</u>	Rinaturalizzazione delle coperture di macchia e delle zone umide mediante la tecnica del "non intervento"  L'intervento compensativo proposto consiste nell'incentivare la rinaturalizzazione spontanea delle aree mediante l'inibizione delle lavorazioni del terreno e del pascolo.	1.063,18 €
<u>INTERVENTO C</u>	Espianto e reimpianto in area limitrofa di due esemplari di <i>quercus suber</i>	4.808,50 €



Vengono nel seguito descritte in dettaglio le azioni previste nelle singole aree componenti gli ambiti di intervento esplicitando sia la tipologia di specie impiegate che le modalità realizzative.

### 9.7 Intervento A: Fascia di mitigazione perimetrale

Lungo il tratto perimetrale attualmente non interessato dalla presenza di fasce imboschite, verrà realizzata una fascia verde di mitigazione dell'impatto visivo della larghezza di metri 2,00 costituita dalla specie arborea autoctona *Olea europaea* var. *sylvestris*, essenza già presente allo stato spontaneo nelle formazioni vegetazionali del sito e particolarmente idonea all'ottenimento di una schermatura rapida ed uniforme del tratto in questione (Figura 9-1).

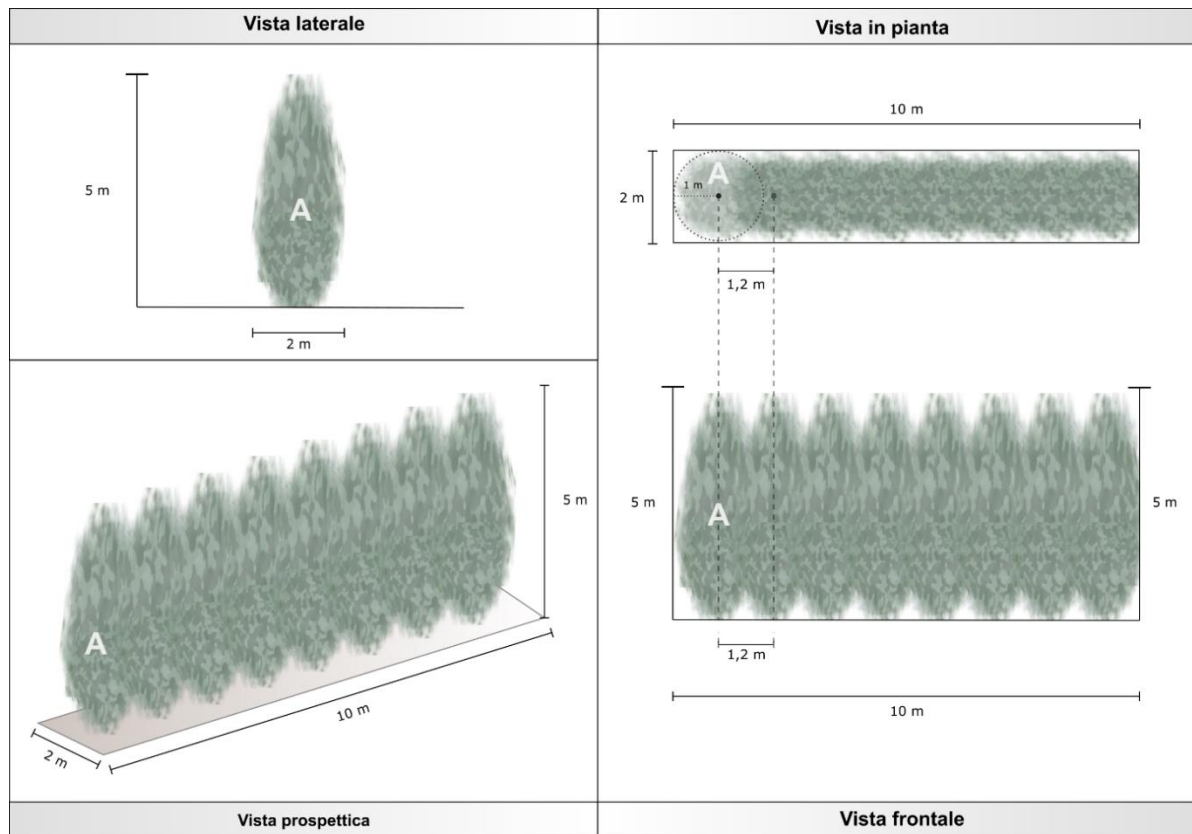


Figura 9-1 - Sesto d'impianto e composizione floristica della fascia di mitigazione perimetrale. A = *Olea europaea* var. *sylvestris*

### 9.8 Intervento B: Rinaturalizzazione delle coperture di macchia e delle zone umide mediante la tecnica del "non intervento"

Alcune delle superfici attualmente adibite a seminativo, contigue ai nuclei di macchia alta interni esclusi dall'installazione dei trackers, verranno destinate alla rinaturalizzazione mediante cessazione delle lavorazioni del terreno ed interdizione al pascolo, attraverso la

realizzazione di chiudende in rete metallica dotata di adeguata permeabilità alla fauna selvatica. L'azione si prefigge l'obiettivo di incrementare la quota di coperture vegetazionali spontanee presenti nel sito ed aumentarne la complessità ecologica.

Per quanto riguarda le zone umide, la principale linea di impluvio del sito, ovvero quella ricadente nel suo settore meridionale, risulta attualmente occupata da comunità vegetazionali erbacee igrofile, idrofite e semi-flottanti, associate a coperture arbustive igrofile (roveti). Tali comunità versano, tuttavia, in uno scarso grado di conservazione, a causa delle continue trasformazioni indotte dalle lavorazioni del terreno, dalla pressione pascolativa e dall'assenza di ecotoni, con conseguente deterioramento delle relative caratteristiche funzionali. L'intervento compensativo proposto consiste nella rinaturalizzazione delle aree limitrofe a tali zone umide mediante la tecnica del "non intervento", ovvero con la cessazione delle lavorazioni del terreno e del pascolo.

### **9.9 Intervento C: Espianto e reimpianto in area limitrofa di n. 2 esemplari arborei di *Quercus suber***

I due esemplari arborei spontanei interferenti di sughera (*Quercus suber*) dovranno essere espianati con adeguato pane di terra e reimpiantati in area limitrofa idonea. L'espianto dovrà essere condotto, durante il periodo invernale, secondo le seguenti modalità:

1. Apertura della buca di reimpianto con mezzo meccanizzato, di profondità e larghezza variabili a seconda delle dimensioni dell'esemplare da mettere a dimora.
2. Scalzamento alla base con mezzo meccanico dell'esemplare da trapiantare, mantenendo quanto più possibile integro il relativo pane di terra;
3. Sfrondamento delle parti aeree ed eventuale ridimensionamento dell'apparato radicale. Si precisa che, ai fini di massimizzare le probabilità di successo del trapianto, sarà necessario un drastico ridimensionamento della chioma mediante il taglio di tutte le parti verdi dell'esemplare, mantenendo esclusivamente le branche principali. Durante le prime fasi del reimpianto, l'esemplare si presenterà quindi con una morfologia profondamente modificata rispetto alla condizione originaria. A seconda della configurazione dell'apparato radicale, potrebbe inoltre risultare necessario il taglio di alcune parti dello stesso.
4. Posizionamento dell'esemplare in buca, avendo cura di rispettarne la verticalità, e successiva ricolmatura della buca con il terreno precedentemente estratto.
5. Pressatura del terreno utilizzato per il ricolmo della buca. La corretta esecuzione di tale operazione risulta di fondamentale importanza ai fini della buona riuscita dell'intervento.
6. Creazione di conca circolare per l'irrigazione.

7. Prima irrigazione dell'esemplare con almeno 150/200 l di acqua distribuita mediante autobotte. N.B. la prima irrigazione dovrà avvenire entro le 12 ore dall'avvenuto trapianto. In assenza di disponibilità idrica in cantiere nell'arco di tempo indicato, le operazioni di espianto e reimpianto non potranno essere svolte.

Marcatura e georeferenziazione dell'esemplare per successivo monitoraggio.

## 10 DESCRIZIONE DEL PROCESSO COSTRUTTIVO

Nel seguito, in accordo con i disposti della D.G.R. 3/25 del 23/01/2018, che disciplina lo svolgimento del procedimento di Autorizzazione Unica ex art. 12 del D.Lgs. 387/2003 nella Regione Sardegna, sarà fornita una sintetica descrizione delle attività costruttive finalizzate alla realizzazione dell'impianto fotovoltaico in oggetto. Per maggiori dettagli si rimanda a quanto contenuto nell'allegato Elaborato di progetto IT/FTV/F-SASSA/PDF/C/CP/015-a.

### 10.1 Indicazioni generali per l'esecutore dei lavori

I lavori dovranno essere eseguiti a regola d'arte da impresa abilitata secondo i criteri di sicurezza individuati dal testo unico della sicurezza e nella legislazione vigente in materia di sicurezza degli impianti.

L'impresa esecutrice dovrà disporre in organico di personale adeguatamente qualificato per l'esecuzione di lavorazioni che comportano rischio elettrico secondo la norma CEI 11-27.

### 10.2 Descrizione del contesto in cui è collocata l'area del cantiere

In riferimento all'area logistica di cantiere, la disponibilità di adeguate superfici per l'allestimento dei baraccamenti, la delimitazione di aree di deposito e lavorazione potranno essere individuati all'interno delle aree di sedime dell'impianto agrivoltaico in progetto (IT/FTV/F-SASSA/PDF/C/PLN/050-a).

L'accesso al cantiere è assicurato dalla presenza della Strada statale 291var e della Strada Provinciale 65 e da qui immettendosi nella viabilità interpodereale che, per le finalità del cantiere e di esercizio dell'impianto, sarà oggetto, ove necessario, di manutenzione con ricarica di materiale arido di cava.

### 10.3 Principali lavorazioni previste

L'individuazione, analisi e valutazione delle lavorazioni e dei rischi ad esse correlati sarà oggetto di specifica analisi in sede di progettazione esecutiva; in tale fase si procederà, inoltre, alla definizione delle procedure organizzative e misure preventive e protettive in materia di sicurezza.

In questa sede possono comunque individuarsi le seguenti fasi lavorative principali:

**1) Allestimento cantiere:** l'allestimento del cantiere costituisce la prima fase lavorativa della costruzione. L'allestimento e l'organizzazione di un cantiere edile comportano una serie di attività, quali, a titolo esemplificativo:

- la costruzione di recinzione;
- l'individuazione e allestimento degli accessi (sia pedonali che carrabili);
- la realizzazione degli impianti di cantiere (acqua, elettricità, ecc.);

- la realizzazione dell'impianto di messa a terra;
- il picchettamento;
- l'individuazione e allestimento degli spazi di lavorazione (banco del ferraiolo, betoniera, molazza, ecc.).

Durante i lavori dovrà essere assicurato che il movimento di mezzi d'opera e personale avvenga in condizioni di sicurezza. A questo scopo, all'interno del cantiere dovranno essere approntate adeguate vie di circolazione carrabile e pedonale, corredate di appropriata segnaletica.

**2) Realizzazione dell'impianto elettrico del cantiere:** tale fase prevede la posa in opera dell'impianto elettrico del cantiere per l'alimentazione di tutte le apparecchiature elettriche, compresi quadri, interruttori di protezione, cavi, prese e spine, ecc.

**3) Scarico/Installazione di macchine varie di cantiere** (tipo betoniera, molazza, piegaferri/tranciatrice, sega circolare, ecc.): durante le fasi di scarico dei materiali sarà necessario vietare l'avvicinamento del personale e di terzi al mezzo di trasporto e all'area di operatività della gru idraulica del medesimo, mediante avvisi e sbarramenti. L'operatività del mezzo di trasporto dovrà essere segnalata tramite il girofaro. Gli autocarri in manovra devono essere assistiti da terra.

**4) Montaggio pannelli FV su inseguitori monoassiali e collegamento agli inverter:** l'attività comprende l'infissione dei sostegni verticali degli inseguitori, l'approvvigionamento, il sollevamento ed il montaggio dei componenti strutturali, e il loro fissaggio ai sostegni verticali; il montaggio di supporti per pannelli fotovoltaici costituiti da elementi idonei al fissaggio su piano inclinato; il sollevamento dei pannelli fotovoltaici e loro fissaggio ai supporti precedentemente montati; l'installazione delle cabine di trasformazione e il collegamento delle stringhe di pannelli fotovoltaici. Data l'impossibilità pratica di porre il sistema fuori tensione alla presenza di luce solare si indicherà con opportuna segnaletica tale situazione di potenziale pericolo.

**5) Montaggio di cabine prefabbricate:** durante le fasi di scarico dei materiali occorrerà vietare l'avvicinamento del personale e di terzi al mezzo di trasporto e all'area di operatività della gru idraulica del medesimo, mediante avvisi e sbarramenti. Il passaggio dei carichi sopra i lavoratori durante il sollevamento e il trasporto dei carichi dovrà essere vietato. Tutti i collegamenti elettrici dovranno essere eseguiti "fuori tensione".

**6) Realizzazione canalizzazioni e posa cavidotti:** prevede la posa e montaggio delle canale passacavi e delle tubazioni metalliche e disposizione dei cavi in BT per il collegamento tra l'impianto FV, gli inverter e le cabine di trasformazione, dei cavi a 36 kV per l'interconnessione tra le cabine di trasformazione e dunque il loro collegamento con la cabina di raccolta. Nei tratti di attraversamento della viabilità principale (strade provinciali) ad opera

del cavidotto 36 kV, al fine di escludere qualunque interferenza con le ordinarie condizioni di utilizzo della strada, il progetto ha previsto il passaggio dei cavi in sottovia previa trivellazione orizzontale controllata, in accordo con quanto illustrato negli elaborati grafici di progetto.

In corrispondenza delle interferenze dei cavidotti con gli elementi del reticolo idrografico si prevede che tra il fondo dell'alveo e l'estradosso della condotta sia assicurato almeno un metro di ricoprimento, in accordo con i disposti dell'art. 21 comma 2 lettera C delle NTA del PAI; inoltre, eventuali pozzetti di testata all'attraversamento in subalveo, in destra e/o sinistra idraulica, saranno posizionati esternamente all'alveo in accordo con le disposizioni del R.D. 523/1904.

**7) Realizzazione cabina utente:** prevede la realizzazione di tutte le opere civili ed elettromeccaniche funzionali ad ospitare un quadro a 36 kV con funzioni di sezionamento e protezione della linea che arriva dalla cabina colletttrice d'impianto posta ai confini del lotto e da cui partirà il tratto finale lungo circa 300 m di cavidotto di collegamento alla futura SE RTN nonché ad assicurare il collegamento dell'impianto alla RTN. Insieme agli scomparti a 36 kV saranno installati anche gruppi di misura e servizi ausiliari, questi ultimi saranno alimentati tramite un generatore per i servizi ausiliari che sarà installato all'interno della cabina.

**8) Realizzazione Impianto di Rete per la Connessione:** prevede la realizzazione di tutte le opere civili ed elettromeccaniche funzionali assicurare il collegamento dell'impianto alla RTN alla tensione di 36 kV secondo gli standard richiesti dal Gestore di Rete.

**9) Collaudo e messa in servizio:** La fase di collaudo prevede l'esecuzione di verifiche tecniche funzionali da effettuarsi al termine dei lavori di installazione (corretto funzionamento dell'impianto nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di conversione, continuità elettrica e connessioni tra moduli, messa a terra di masse e scaricatori, ecc.).

**10) Smobilizzo del cantiere:** consiste nella rimozione del cantiere realizzata attraverso lo smontaggio delle postazioni di lavoro fisse, di tutti gli impianti di cantiere, delle opere provvisorie e di protezione, della recinzione posta in opera all'insediamento del cantiere stesso ed il caricamento di tutte le attrezzature, macchine e materiali eventualmente presenti, su autocarri per l'allontanamento.

**11) Attuazione degli interventi di mitigazione e ripristini:** comprende tutte le attività funzionali al perseguimento del migliore inserimento dell'opera nell'ambiente, meglio descritte nelle relazioni specialistiche allegata al progetto;

**11) Attuazione del piano colturale:** comprende tutte le attività funzionali al perseguimento del piano colturale delineato dall'allegata relazione agro-pedologica, in sintonia con gli obiettivi agro-energetici del progetto, insiti nella definizione normativa dei sistemi agrivoltaici, precedentemente richiamati.

#### **10.4 Impianto elettrico di cantiere**

All'origine dell'impianto deve essere previsto un quadro contenente i dispositivi di sezionamento, di comando e di protezione. L'impianto elettrico di cantiere dovrà essere dotato di interruttore generale magnetotermico differenziale con  $I_{dn} = 0,03A$  e  $P.I. = 6kA$ . Deve essere previsto un dispositivo per l'interruzione di emergenza dell'alimentazione per tutti gli utilizzatori per i quali è necessario interrompere tutti i conduttori attivi per eliminare il pericolo.

La protezione contro i contatti diretti può essere assicurata da:

- protezione mediante isolamento delle parti attive, involucri o barriere (rimovibili solo con l'uso di una chiave o di un attrezzo), ostacoli che impediscono l'avvicinamento non intenzionale con parti attive;
- uso dell'interruttore differenziale con  $I_{dn} \leq 30mA$  (protezione aggiuntiva contro i contatti diretti in caso di insuccesso delle altre misure di protezione).

La protezione contro i contatti indiretti sarà assicurata da:

- protezione mediante interruzione automatica dell'alimentazione. Per i cantieri la tensione limite di contatto (UL) è limitata a 25V c.a.;
- protezione mediante componenti elettrici di classe II o con isolamento equivalente.

Le prese e spine previste per i cantieri saranno a norma CEI 23-12/1 e approvate da IMQ, il grado di protezione minimo deve essere IP43.

Le prese a spina devono essere protette da un interruttore differenziale da 30mA (non più di 6 prese per interruttore), secondo quanto prescritto dalla CEI 64-8/7

I cavi flessibili degli apparecchi utilizzatori (p.es. avvolgicavi e tavolette multiple) devono essere del tipo H07RN-F, oppure di tipo equivalente ai fini della resistenza all'acqua e all'abrasione.

#### **10.5 Precauzioni aggiuntive con impianti FV**

Dal punto di vista della sicurezza il generatore fotovoltaico è una fonte energetica non interrompibile, data l'impossibilità pratica di porre il sistema fuori tensione alla presenza di luce solare, sia in fase di costruzione del generatore fotovoltaico, sia in occasione della sua manutenzione.

In caso di intervento delle protezioni, comandando i dispositivi di apertura lato c.c, si determina l'innalzamento della tensione del generatore fotovoltaico e il mantenimento di eventuali archi elettrici che si fossero creati sui circuiti c.c.

È necessario indicare con opportuna segnaletica (Figura 10.1) tale situazione di pericolo

durante l'installazione e manutenzione degli impianti FV.



Figura 10.1 - Segnaletica da utilizzare per i lavori sugli impianti FV

### 10.6 Tempi di realizzazione

La durata complessiva dei lavori è indicativamente stimata in circa 12 mesi a decorre dall'apertura del cantiere (Elaborato IT/FTV/F-SASSA/PDF/C/CP/015-a). Si precisa, peraltro, come il cronoprogramma effettivo delle operazioni di cantiere potrà scaturire solo a seguito dell'elaborazione del Piano di Sicurezza e Coordinamento allegato al Progetto Esecutivo dell'impianto.



## 11 POSSIBILI RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE DELL'INTERVENTO A LIVELLO LOCALE

### 11.1 Ricadute occupazionali stimate

Di seguito vengono individuate le attività funzionali allo sviluppo e realizzazione del progetto che sono state, o verranno, realizzate facendo ricorso ad operatori e maestranze locali, secondo le distinte fasi di attuazione dell'intervento.

#### Fase di Progettazione e Autorizzatoria

Tale fase si riferisce al conferimento di incarichi professionali ed all'affidamento di servizi per il conseguimento del titolo abilitativo alla costruzione ed esercizio dell'impianto. Le attività comprendono le spese di progettazione, DL, sicurezza e consulenze.

**Importo complessivo: € 330.000,00 ca**, pari a circa 11 anni x uomo.

#### Fase di Costruzione

Verranno eseguite con maestranze locali, come peraltro di prassi nel settore, tutte le attività non strettamente specialistiche oltreché la Direzione Lavori ed il coordinamento per la sicurezza.

**Incidenza della manodopera locale: 1.600.000,00 € ca (pari al 10% circa sul totale lavori), equivalenti a circa 60 addetti coinvolti nell'ambito del processo costruttivo.**

#### Fase di Gestione Operativa

Si tratta di attività continuative lungo il ciclo di vita dell'impianto (25 anni indicativamente) con coinvolgimento di maestranze locali per: ispezione e manutenzione elettrica di primo intervento, assistenza agli interventi di manutenzione programmata e straordinaria, lavaggio pannelli, manutenzione verde, sorveglianza. A tale riguardo la proponente ha in programma di far riferimento ad una struttura operativa che preveda il coinvolgimento delle seguenti figure professionali stabilmente assunte: n. 1 operaio manutentore.

**Costo del personale locale stabilmente coinvolto: € 750.000,00 ca (30.000 €/anno ca).**

Valutata, inoltre, la prospettiva di instaurare un contratto di O&M con ditta specializzata ed

assumendo un costo medio annuo di 20.000,00 €/MW<sub>P</sub><sup>15</sup>, si stima un costo medio indicativo di circa **603.200,00 €/anno per i 25 anni di vita economica dell'iniziativa.**

L'incidenza della manodopera sull'ammontare stimato dei suddetti costi di manutenzione si stima pari al 30%.

Valutando che le suddette attività manutentive sono di norma svolte da personale residente in Sardegna, la ricaduta sul territorio per attività di O&M è stimata mediamente in circa **180.960,00 €/anno**, valutabile nel contributo di circa 6 addetti locali/anno.

---

<sup>15</sup> Renewable Energy Report 2018 (Politecnico di Milano)

## 12 NORMATIVA DI RIFERIMENTO

Di seguito è riportato un elenco, certamente non esaustivo, dei principali riferimenti di legge e delle norme tecniche applicabili per la progettazione e la realizzazione dell'intervento in esame. L'elenco normativo è riportato soltanto a titolo di promemoria informativo; esso non è esaustivo per cui eventuali leggi o norme applicabili, anche se non citate, andranno comunque applicate.

Infine, qualora le sopra elencate norme tecniche siano modificate o aggiornate, si dovranno applicare le norme più recenti.

### 12.1 Norme legislative generali, nazionali e regionali

- Decreto Legislativo 387/03 "Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità"; pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 25 del 31 gennaio 2004 - Supplemento Ordinario n. 17;
- D.G.R. N. 24/23 del 23.04.2008 della Regione Autonoma della Sardegna recante "Direttive per lo svolgimento delle procedure di valutazione di impatto ambientale e di valutazione ambientale strategica";
- D.G.R. N. 30/2 del 23.4.2008 della Regione Autonoma della Sardegna. Linee guida per l'individuazione degli impatti potenziali degli impianti fotovoltaici e loro corretto inserimento nel territorio;
- D.G.R. N. 59/12 del 29.10.2008 della Regione Autonoma della Sardegna. Modifica ed aggiornamento delle linee guida per l'individuazione degli impatti potenziali degli impianti fotovoltaici e loro corretto inserimento nel territorio;
- D.G.R. N. 10/3 del 12.03.2010 della Regione Autonoma della Sardegna. Applicazione della L.R. n. 3/2009, art. 6, comma 3 in materia di procedure autorizzative per la realizzazione degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili. Atto di indirizzo e linee guida;
- D.G.R. n. 25/40 del 01.07.2010 della Regione Autonoma della Sardegna. Allegato "Procedimento di autorizzazione unica per l'installazione di impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili - linee guida";
- D.G.R. N. 27/16 del 01.06.2011 della Regione Autonoma della Sardegna. Linee guida attuative del DM dello Sviluppo Economico del 10 settembre 2010, "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili". Modifica del D.G.R. n. 25/40 del 01.07.2010;
- D.G.R. N. 59/9 del 27.11.2020 della Regione Autonoma della Sardegna. Individuazione

delle aree non idonee all'installazione di impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili;

- Decreto 22 gennaio 2008, n. 37 – (sostituisce Legge 46/90) - Regolamento concernente l'attuazione dell'articolo 11-quaterdecies, comma 13, lettera a) della legge n. 248 del 2 dicembre 2005, recante riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti all'interno degli edifici. (G.U. n. 61 del 12-3-2008);
- Decreto Legislativo 09/04/2008 n. 81 - Attuazione dell'art. 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro (Suppl. Ordinario n.108) – (sostituisce e abroga tra gli altri D. Lgs. 494/96, D.Lgs. n. 626/94, D.P.R. n. 547/55);
- Decreto FER1. Decreto 4 luglio 2019 Incentivazione dell'energia elettrica prodotta dagli impianti eolici on shore, solari fotovoltaici, idroelettrici e a gas residuati dei processi di depurazione. (19A05099) (GU Serie Generale n.186 del 09-08-2019).

## **12.2 Opere in cemento armato**

- Legge n. 1086 del 5/11/1971. “Norme per la disciplina delle opere di conglomerato cementizio armato, normale e precompresso ed a struttura metallica”;
- Legge n. 64 del 2/2/1974. “Provvedimenti per le costruzioni con particolari prescrizioni per le zone sismiche”;
- Circ. M. LL.PP. 14 febbraio 1974, n. 11951, “Applicazione delle norme sul cemento armato”;
- Circ. M. LL.PP. 9 gennaio 1980, n. 20049. “Legge 5 novembre 1971, n. 1086 - Istruzioni relative ai controlli sul conglomerato cementizio adoperato per le strutture in cemento armato”;
- D. M. 11/3/1988. “Norme tecniche riguardanti le indagini sui terreni e sulle rocce, la stabilità dei pendii naturali e delle scarpate, i criteri generali e le prescrizioni per la progettazione, l'esecuzione ed il collaudo delle opere di sostegno delle terre e delle opere di fondazione”;
- Circolare Ministero LL.PP. 24/9/1988 n. 30483: “Legge n.64/1974 art. 1 - D.M. 11/3/1988. Norme tecniche su terreni e rocce, stabilità di pendii e scarpate, progettazione, esecuzione, collaudo di opere di sostegno e fondazione”;
- D.M. del 14/2/1992. “Norme tecniche per l'esecuzione delle opere in cemento armato normale e precompresso e per le strutture metalliche”;
- D.M. del 9/1/1996. “Norme tecniche per l'esecuzione delle opere in cemento armato

normale e precompresso e per le strutture metalliche”;

- D.M. del 16/1/1996. “Norme tecniche per le costruzioni in zone sismiche”;
- D.M. 16/1/1996. “Norme tecniche relative ai “Criteri generali per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e dei sovraccarichi””;
- Circolare M.LL.PP. 04/07/1996 n. 156 AA.GG./STC. “Istruzioni per l’applicazione delle “Norme tecniche relative ai criteri generali per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e dei sovraccarichi” di cui al D.M. 16/1/1996”;
- Circolare M. LL.PP. 15/10/1996, n. 252. “Istruzioni per l’applicazione delle “Norme tecniche per il calcolo, l’esecuzione ed il collaudo delle opere in cemento armato ordinario e precompresso e per strutture metalliche” di cui al D.M. 9/1/1996”;
- Circolare 10/4/1997 n. 65 AA.GG. “Istruzioni per l’applicazione delle “Norme tecniche per le costruzioni in zone sismiche” di cui al D.M. del 16/1/1996;
- Ordinanza del Presidente del Consiglio n. 3274 del 20/03/2003. “Primi elementi in materia di criteri generali per la classificazione sismica del territorio nazionale e di normative tecniche per le costruzioni in zona sismica”;
- Ordinanza del Presidente del Consiglio n. 3431 del 03/05/2005 – Ulteriori modifiche ed integrazioni all’ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 3274 del 20 marzo 2003;
- UNI-EN 1992-1-1 2005: Progettazione delle strutture in calcestruzzo. Parte 1-1: Regole generali e regole per gli edifici;
- UNI-ENV 1994-1-1 1995: Progettazione delle strutture composte acciaio calcestruzzo. Parte 1-1: Regole generali e regole per gli edifici;
- D.M. 14 gennaio 2008 “Norme tecniche per le costruzioni”.

### **12.3 Norme tecniche impianti elettrici**

- CEI 0-16. Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica;
- CEI EN 61936-1 (Classificazione CEI 99-2). Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata;
- CEI EN 50522 (Classificazione CEI 99-3). Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in corrente alternata;
- CEI 11-37. Guida per l’esecuzione degli impianti di terra nei sistemi utilizzatori di energia alimentati a tensione maggiore di 1 kV;

- CEI 64-8. Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua;
- CEI 11-17. Impianti elettrici di potenza con tensioni nominali superiori a 1 kV in corrente alternata. Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica – Linee in cavo;
- CEI 82-25. Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione;
- UNI 10349. Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici.

#### **12.4 Norme del gestore della rete di trasmissione**

- Codice di rete Terna - Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete;
- Guida Tecnica Terna. Allegato A68 CENTRALI FOTOVOLTAICHE. Condizioni generali di connessione alle reti AT. Sistemi di protezione regolazione e controllo. Marzo 2023. Aggiornamento per schemi di connessione a 36 kV e revisione generale.

#### **12.5 Norme ARERA**

- Delibera AEEG 90/07. Attuazione del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del mare 19 febbraio 2007, ai fini dell'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante impianti fotovoltaici;
- Delibera AEEG 161/08. Modificazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 13 aprile 2007, n. 90/07, in materia di incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici;
- Delibera AEEG 88/07. Disposizioni in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di generazione;
- Delibera ARG/elt 33/08 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas "Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica";
- Delibera ARG/elt 99/08 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (nel seguito Delibera 99/08), recante in Allegato A il "Testo integrato connessioni attive" (TICA);
- Delibera ARG/elt 179/08 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas. Modifiche e integrazioni alle deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt n. 99/08 e n. 281/05 in materia di condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti

elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica;

- Delibera ARG/elt 125/10 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas. Modifiche e integrazioni alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt 99/08 in materia di condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione (TICA).