



# Relazione tecnica descrittiva



Progetto Definitivo

Impianto agrivoltaico "F-RUMA"

Comune di Sassari (SS)



Località "Frazione Rumanedda – Nurra"

N. REV.	DESCRIZIONE	ELABORATO	CONTROLLATO	APPROVATO	
0	Emissione	I.A.T.	G.F.	Asja Nurra 2 s.r.l.	IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a 06/03/2023 Corso Vittorio Emanuele II, 6 10123 Torino - Italia asja.nurra2@pec.it



<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 <b>CONSULENZA E PROGETTI</b> www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 0 di 114

## INDICE



<b>1</b>	<b>PREMESSA GENERALE .....</b>	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>DATI DEL PROPONENTE E CAPACITA' ECONOMICO/GESTIONALI E IMPRENDITORIALI .....</b>	<b>5</b>
<b>3</b>	<b>DEFINIZIONI.....</b>	<b>6</b>
<b>4</b>	<b>LO SCENARIO DI RIFERIMENTO .....</b>	<b>8</b>
4.1	La strategia energetica europea e nazionale.....	8
4.2	Governance del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR).....	13
4.3	Stato dell'arte della tecnologia solare fotovoltaica per gli impianti "utility scale" .....	17
4.3.1	Premessa .....	17
4.3.2	Aspetti generali.....	18
4.3.3	I moduli FV .....	20
4.3.4	Modalità di posa dei moduli .....	25
4.3.5	Gli inverter .....	26
4.4	Impatto e sostenibilità ambientale .....	26
<b>5</b>	<b>INQUADRAMENTO TERRITORIALE ED URBANISTICO.....</b>	<b>28</b>
5.1	Ubicazione dell'area di intervento.....	28
5.2	Inquadramento urbanistico e norme di tutela del territorio .....	35
5.2.1	Inquadramento urbanistico - Piano Urbanistico Comunale di Sassari (P.U.C.).....	35
5.2.2	Analisi dei vincoli di carattere paesaggistico-ambientale.....	35
5.3	Inquadramento geologico generale .....	40
<b>6</b>	<b>CONFIGURAZIONE GENERALE DELL'IMPIANTO FV .....</b>	<b>45</b>
6.1	Criteri di scelta del sito .....	45
6.2	Criteri di inserimento territoriale e ambientale.....	46
6.3	Lay-out del sistema fotovoltaico e potenza complessiva.....	47
6.4	Potenzialità energetica del Sito ed analisi di producibilità dell'impianto FV .....	50
6.4.1	Premessa .....	50
6.4.2	I risultati del calcolo .....	51
6.5	Principali ricadute ambientali positive del progetto .....	53
6.5.1	Premessa .....	53
6.5.2	Contributo alla riduzione delle emissioni di CO <sub>2</sub> .....	53
6.5.3	Emissioni evitate di inquinanti atmosferici.....	56
6.5.4	Risparmio di risorse energetiche non rinnovabili.....	57

<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 <b>CONSULENZA E PROGETTI</b> www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 1 di 114

<b>7</b>	<b>DESCRIZIONE TECNICA DEI COMPONENTI DELL'IMPIANTO .....</b>	<b>58</b>
7.1	<b>Componenti principali e criteri generali di progettazione strutturale ed elettromeccanica .....</b>	<b>58</b>
7.2	<b>Gli inseguitori monoassiali .....</b>	<b>59</b>
7.2.1	<i>Caratteristiche principali .....</i>	<i>60</i>
7.2.2	<i>Durata e trattamento protettivo dei componenti in acciaio .....</i>	<i>62</i>
7.2.3	<i>I pali di sostegno .....</i>	<i>63</i>
7.3	<b>Moduli fotovoltaici .....</b>	<b>64</b>
7.4	<b>Schema a blocchi impianto fotovoltaico .....</b>	<b>66</b>
7.5	<b>Cabina elettrica utente .....</b>	<b>67</b>
7.6	<b>Quadro Elettrico a 36 kV – Cabina di raccolta .....</b>	<b>70</b>
7.7	<b>Cavi di distribuzione dell'energia a 36 kV .....</b>	<b>72</b>
7.8	<b>Inverter e cabine di trasformazione .....</b>	<b>75</b>
7.9	<b>Cavi di distribuzione dell'energia in Bassa Tensione (BT) in c.a. e c.c. ....</b>	<b>77</b>
7.9.1	<i>Cavi lato c.a. bassa tensione .....</i>	<i>77</i>
7.9.2	<i>Cavi lato c.c. bassa tensione .....</i>	<i>78</i>
7.9.3	<i>Modalità di posa principale cavi b.t. ....</i>	<i>78</i>
7.10	<b>Quadri elettrici BT lato c.a. ....</b>	<b>78</b>
7.11	<b>Misura dell'energia .....</b>	<b>79</b>
7.11.1	<i>Aspetti generali .....</i>	<i>79</i>
7.12	<b>Software per visualizzazione, monitoraggio, telesorveglianza .....</b>	<b>80</b>
7.13	<b>Impianto di videosorveglianza .....</b>	<b>81</b>
7.14	<b>Stazione meteorologica .....</b>	<b>81</b>
<b>8</b>	<b>PROGETTAZIONE DELL'IMPIANTO AGRIVOLTAICO AVANZATO .....</b>	<b>82</b>
8.1	<b>La definizione normativa di "agro-voltaico" .....</b>	<b>82</b>
8.2	<b>Le Linee Guida ministeriali in materia di impianti agrivoltaici .....</b>	<b>83</b>
8.2.1	<i>Premessa .....</i>	<i>83</i>
8.2.2	<i>Caratteristiche e requisiti degli impianti agrivoltaici .....</i>	<i>85</i>
8.2.2.1	<i>Requisito A: riconducibilità dell'impianto alla definizione di "agrivoltaico" .....</i>	<i>85</i>
8.2.2.2	<i>Requisito B: gestione orientata alla produzione sinergica di energia elettrica e prodotti agricoli .....</i>	<i>86</i>
8.2.2.3	<i>Requisito C: adozione di soluzioni integrate innovative con moduli elevati da terra .....</i>	<i>87</i>
8.2.2.4	<i>Requisiti D ed E: sistemi di monitoraggio .....</i>	<i>88</i>
8.2.3	<i>Conclusioni .....</i>	<i>91</i>
8.3	<b>Rispondenza del progetto ai requisiti A, B, C, D ed E .....</b>	<b>91</b>

<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 2 di 114

<b>8</b>	<b>OPERE ACCESSORIE .....</b>	<b>99</b>
8.1	Sistemazione dell'area e viabilità .....	99
8.2	Recinzione e cancelli .....	99
8.3	Scavi per posa cavidotti .....	100
8.4	Interventi di mitigazione e inserimento ambientale .....	102
8.4.1	Area delle cabine elettriche.....	102
8.4.2	Area del sottosistema energetico e attività agro-pastorali.....	102
8.4.3	Coinvolgimento degli esemplari di ulivo .....	103
<b>9</b>	<b>DESCRIZIONE DEL PROCESSO COSTRUTTIVO .....</b>	<b>104</b>
9.1	Indicazioni generali per l'esecutore dei lavori.....	104
9.2	Descrizione del contesto in cui è collocata l'area del cantiere .....	104
9.3	Principali lavorazioni previste .....	104
9.4	Impianto elettrico di cantiere .....	106
9.5	Precauzioni aggiuntive con impianti FV .....	106
9.6	Tempi di realizzazione.....	107
<b>10</b>	<b>POSSIBILI RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE DELL'INTERVENTO A LIVELLO LOCALE .....</b>	<b>108</b>
10.1	Ricadute occupazionali stimate .....	108
<b>11</b>	<b>NORMATIVA DI RIFERIMENTO .....</b>	<b>109</b>
1.1	Norme legislative generali, nazionali e regionali .....	109
1.2	Opere in cemento armato .....	110
1.3	Norme tecniche impianti elettrici .....	111
1.4	Norme dell'AEEG.....	112

<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 3 di 114

## 1 PREMESSA GENERALE

La Società Asja Nurra 2 s.r.l., con sede legale a Torino in Corso Vittorio Emanuele II n. 6, intende realizzare un impianto per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile costituito da un impianto agrivoltaico con moduli installati su inseguitori solari monoassiali ubicato in Comune di Sassari (Provincia di Sassari), località "Frazione Rumanedda - Nurra", e denominato "RUMA".

Il sistema agro-energetico in progetto si conforma ai requisiti previsti dalle Linee guida in materia di impianti agrivoltaici, pubblicate dal Ministero della transizione ecologica il 27 giugno 2022 ai fini dell'accesso agli incentivi PNRR (c.d. "agrivoltaico avanzato"). A tale riguardo si evidenzia che i titolari delle aziende agricole che attualmente esercitano l'attività agricola/zootecnica sui fondi interessati dall'impianto sono al momento interessati a proseguire le proprie attività in sinergia con l'operatore elettrico ed è quindi intenzione del medesimo di affidare lo svolgimento delle attività agricole/zootecniche a tali aziende. Resta in ogni caso inteso che nel corso della vita utile dell'impianto tali soggetti potranno essere sostituiti da altre aziende agricole.

La centrale solare in progetto avrà una potenza complessiva nominale AC di 10 MW, data dalla somma delle potenze nominali dei singoli inverter (potenza nominale lato DC pari a 11,45 MW<sub>P</sub>), e sarà costituita da n. 406 inseguitori monoassiali con orientazione nord-sud (*tracker* da n. 2x12 e 2x24 pannelli FV).



L'intervento ha ottenuto il preventivo di connessione di cui al Codice pratica TERNA n. 202202101 relativo ad una potenza in immissione di 10 MW.

In accordo con la citata STMG l'impianto sarà collegato in antenna a 36 kV sulla sezione a 36 kV della futura Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione 380/150/36 kV della RTN da inserire in entra – esce alla linea RTN a 380 kV "Fiumesanto Carbo – Ittiri".

Il campo solare sarà suddiviso in blocchi di potenza (sottocampi), ciascuno dei quali invierà l'energia prodotta agli inverter distribuiti nel campo e successivamente alle cabine di trasformazione equipaggiate con trasformatore elevatore 0,8/36 kV da 2 MVA. All'interno della cabina di trasformazione si eleverà la tensione da 800 V fornita in uscita dagli inverter al valore di 36.000 V per il successivo indirizzamento dell'energia alla cabina di raccolta posta al confine dell'area utile dell'impianto; questa sarà collegata alla cabina elettrica utente posta nei pressi della futura SE RTN 36/150/380 kV in loc. *Gianna de Mare* (Sassari).



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

In attesa della pubblicazione delle specifiche tecniche da parte di Terna su cavi, celle e apparecchiature per le connessioni a 36 kV (attualmente oggetto di valutazione, indagine di

<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 CONSULENZA E PROGETTI <a href="http://www.iatprogetti.it">www.iatprogetti.it</a>	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 4 di 114

mercato e verifiche di cantiere da parte di Terna), ogni indicazione qui riportata ai cavi a 36 kV deve intendersi riferita a cavi da 20,8/36 kV o cavi da 26/45 kV commercialmente disponibili e idonei allo scopo. Nel seguito saranno definite le caratteristiche del generatore fotovoltaico e dei circuiti di distribuzione in c.a. e c.c.

La produzione di energia annua dell'impianto è stimata in circa 24,67 GWh/anno, equivalenti al fabbisogno di energia elettrica di circa 8.500 famiglie.



<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 <b>CONSULENZA E PROGETTI</b> www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 5 di 114

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

La società Proponente Asja Nurra 2 S.r.l., con sede legale a Torino in Corso Vittorio Emanuele II n. 6 e sede operativa in Rivoli (TO) in Via Ivrea n. 70, 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."

<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 <b>CONSULENZA E PROGETTI</b> www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 6 di 114

### 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



<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MW <sub>ac</sub>	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 <b>CONSULENZA E PROGETTI</b> www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 7 di 114

nelle normali condizioni di funzionamento. È riportata nei dati di targa. È espressa in kVA.

**Potenza nominale della Centrale Fotovoltaica (P<sub>n</sub>):** 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 (P<sub>nd</sub>):** 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 MVar. 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.

<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 8 di 114

## 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.

In una prospettiva di progressiva riduzione delle emissioni climalteranti, il Consiglio europeo del 23-24 ottobre 2014 ha approvato i nuovi obiettivi clima energia al 2030, di seguito richiamati:

- riduzione di almeno il 40% delle emissioni di gas a effetto serra nel territorio UE rispetto al 1990;
- quota dei consumi finali di energia coperti da fonti rinnovabili pari al 27%, vincolante a livello europeo, ma senza target vincolanti a livello di Stati membri;
- riduzione del 27% dei consumi finali di energia per efficienza energetica, non vincolante ma passibile di revisioni per un suo innalzamento al 30%.

Negli auspici del Consiglio d'Europa, un approccio comune durante il periodo fino al 2030 aiuterà a garantire la certezza normativa agli investitori e a coordinare gli sforzi dei paesi dell'UE.

<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 9 di 114

Il quadro delineato al 2030 contribuisce a progredire verso la realizzazione di un'economia a basse emissioni di carbonio e a costruire un sistema che:

- assicuri energia a prezzi accessibili a tutti i consumatori;
- renda più sicuro l'approvvigionamento energetico dell'UE;
- riduca la dipendenza europea dalle importazioni di energia e
- crei nuove opportunità di crescita e posti di lavoro.

Lo stesso, inoltre, apporta anche benefici sul piano dell'ambiente e della salute, ad esempio riducendo l'inquinamento atmosferico.



L'Italia ha stabilito i propri contributi agli obiettivi europei al 2030 attraverso la predisposizione della *Proposta di Piano Nazionale Integrato per l'energia e il clima*; relativamente all'energia rinnovabile, di particolare interesse per il presente studio, la Proposta di Piano fissa un obiettivo di copertura, nel 2030, del 30% del consumo finale lordo di energia da fonti rinnovabili. In particolare, si prevede che il contributo delle rinnovabili al soddisfacimento dei consumi finali lordi totali al 2030 sia così differenziato tra i diversi settori:

- 55,4% di quota rinnovabili nel settore elettrico;
- 33% di quota rinnovabili nel settore termico (usi per riscaldamento e raffrescamento);
- 21,6% per quanto riguarda l'incorporazione di rinnovabili nei trasporti.

Relativamente al settore elettrico, è prevista una forte penetrazione dell'eolico e del fotovoltaico attraverso la stimolazione di una nuova produzione, nonché promuovendo il *revamping* e il *repowering* degli impianti esistenti.

*Tabella 4.1 – Obiettivi di crescita della potenza (MW) da fonte rinnovabile al 2030 (Fonte: PNIEC)*

Fonte	2016	2017	2025	2030
Idrica	18.641	18.863	19.140	19.200
Geotermica	815	813	919	950
Eolica	9.410	9.766	15.690	18.400
di cui off-shore	0	0	300	900
Bioenergie	4.124	4.135	3.570	3.764
Solare	19.269	19.682	26.840	50.880
di cui CSP	0	0	250	880
<b>Totale</b>	<b>52.258</b>	<b>53.259</b>	<b>66.159</b>	<b>93.194</b>

<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 <b>CONSULENZA E PROGETTI</b> www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 10 di 114

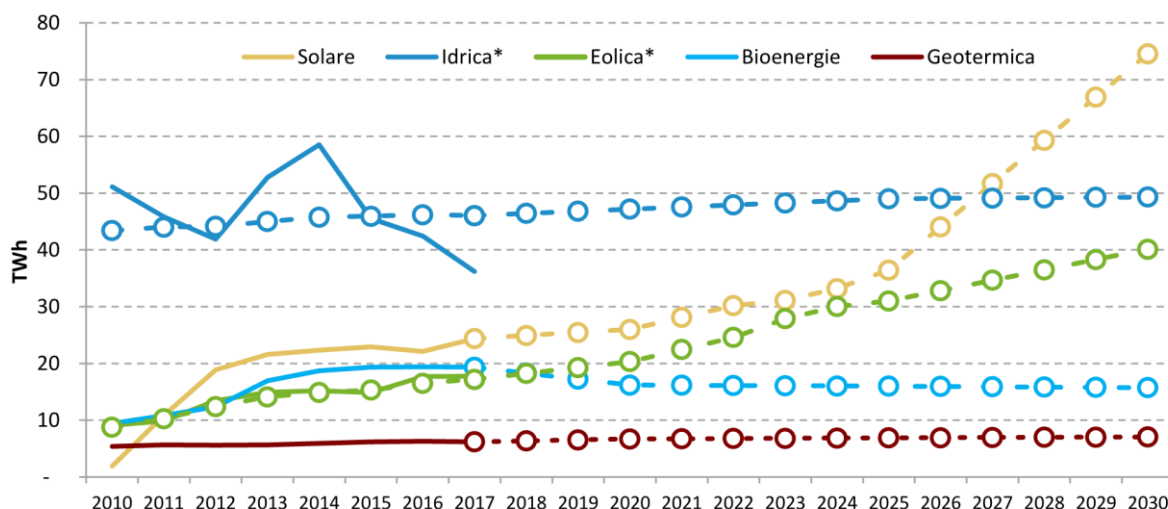




Figura 4.1 – Traiettorie di crescita dell'energia elettrica da fonti rinnovabili al 2030 (Fonte: PNIEC)

Tra le politiche e misure per realizzare il contributo nazionale all'obiettivo fissato al 2030, il Piano pone l'accento sulla ripartizione dello stesso fra le Regioni, attraverso l'individuazione, da parte di quest'ultime, delle aree da mettere a disposizione per la realizzazione degli impianti, privilegiando installazioni a ridotto impatto ambientale.

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 aumento della spesa per investimenti e una contemporanea riduzione di quella per il combustibile;
- 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;

<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 11 di 114

- 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.

L'attuale 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 CO2 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 CO2, ossia la quantità di CO2 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**

<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 <b>CONSULENZA E PROGETTI</b> www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 12 di 114

**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.



Nel frattempo, i principali Paesi europei si stanno muovendo verso l'adozione di obiettivi di strategia energetica in linea con quelli comunitari. Ne sono esempio le strategie energetiche di Germania, Regno Unito e Danimarca.

La Germania, con la "Energiewende", si propone: una produzione da rinnovabili pari al 18% dei consumi finali al 2020, per arrivare fino al 60% al 2050 (con obiettivo di sviluppo rinnovabili nel settore elettrico pari al 35% al 2020, e fino all'80% al 2050); una riduzione dei consumi primari al 2020 del 20% rispetto ai valori del 2008 (in particolare, è attesa una riduzione dei consumi elettrici del 10% al 2020), per arrivare fino al 50% nel 2050; il progressivo phase-out delle centrali nucleari entro il 2022.

Il Governo del Regno Unito ("*Enabling the transition to a Green Economy*") ha attivato una serie di strumenti di policy a supporto della transizione verso la green economy. Tra gli obiettivi del Governo inglese al 2020, vi è la riduzione delle emissioni di gas serra del 34% e la produzione del 15% dell'energia tramite fonti rinnovabili.

La Danimarca, con la "Strategia Energetica 2050", si propone un orientamento di lungo periodo flessibile, che punta a rendere il Paese indipendente dai combustibili fossili entro il 2050, fissando



<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 13 di 114

come punti chiave del percorso al 2020: la produzione da rinnovabili al 30% dei consumi finali e la riduzione dei consumi primari del 4% rispetto ai valori del 2006.

## 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 Progetto, 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.

<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 14 di 114



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



<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 15 di 114



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.

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.

Tali disposizioni si pongono nel solco di quanto già previsto dal legislatore in occasione del D.L. n. 76 del 2020 (decreto Semplificazioni 2020), che ha inteso ammettere deroghe al rigido divieto di incentivazione di installazioni fotovoltaiche a terra, introdotto nel 2012 come reazione a fenomeni di sfruttamento eccessivo dei terreni agricoli nella fase di sviluppo "impetuoso" del fotovoltaico nel nostro Paese. Il c.d. agrivoltaico consiste nell'integrazione del fotovoltaico nell'attività agricola, con installazioni che permettono la coltura agricola o l'allevamento e che prevedono un ruolo centrale degli agricoltori, che vanno ad integrare il reddito aziendale e a prevenire fenomeni di abbandono o dismissione dell'attività produttiva. In altri termini, l'agrivoltaico ammette - contestualmente - l'utilizzo dei terreni agricoli e la produzione di energia pulita (con un consumo di suolo estremamente contenuto, si affronta, dunque, uno dei maggiori fattori limitanti l'installazione del fotovoltaico in Italia, ossia la mancanza di disponibilità di superfici). Esso rappresenta un'ottima alternativa eco-sostenibile ai tradizionali impianti. Tali sistemi produttivi ibridi agricoltura-energia devono essere realizzati, evidentemente, in maniera tale da non compromettere l'utilizzo di suolo dedicato all'agricoltura, contribuendo alla sostenibilità, oltre che ambientale, anche economica delle aziende interessate. Di qui l'opportunità di ripensare l'approccio esistente, incentivando modelli virtuosi di impianti agrivoltaici, per sostenere la diffusione e la crescita di attività economiche più ecosostenibili.

In coerenza con quanto previsto da specifiche disposizioni del DL 77/2021 in merito all'istituzione

<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 CONSULENZA E PROGETTI <a href="http://www.iatprogetti.it">www.iatprogetti.it</a>	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 16 di 114

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.



Infine, nella conversione in legge del cosiddetto decreto Energia (DL 17/2022), la cui legge di conversione è stata pubblicata nella Gazzetta Ufficiale n.98 del 28/04/2022, sono state inserite numerose novità per il settore delle rinnovabili.

Per quanto attiene al settore fotovoltaico a terra, tra le principali novità si segnalano le seguenti:

- l'ammissione alla PAS per impianti fino a 20 MW senza necessità di verifica di impatto ambientale, in assenza di vincoli, è applicabile in aree a destinazione industriale, produttiva o commerciale, discariche o lotti di discarica chiusi e ripristinati, cave esaurite (e ripristinate) nonché per impianti agrivoltaici (della tipologia ammessa agli incentivi) che distino non più di 3 chilometri da aree a destinazione industriale, commerciale artigianale;
- per le suddette tipologie di impianti il limite relativo agli impianti fotovoltaici per la produzione di energia elettrica con potenza complessiva superiore a 10 MW, di cui al punto 2) dell'allegato II alla parte seconda del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, e il limite di cui alla lettera b) del punto 2 dell'allegato IV alla medesima parte seconda del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, per il procedimento di verifica di assoggettabilità alla valutazione di impatto ambientale di cui all'articolo 19 del medesimo decreto, sono elevati a 20 MW; il che si traduce in una esenzione dalle procedure di *screening* e VIA.

Per tutte queste categorie, ai fini della suddetta esenzione è necessario che alla procedura di PAS sia allegata una auto-dichiarazione che l'area d'impianto non è interessata da vincoli paesaggistici, culturali, ambientali, idrogeologici, naturalistici ed eventuali vincoli sulle aree interessate dalle opere di connessione non rilevano.

Di preminente importanza risulta essere il D.Lgs. 3 marzo 2011, n. 28 – “ Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE” in cui all'art.9bis si riporta: “..Le medesime disposizioni di cui al comma 1 si applicano ai progetti di nuovi impianti fotovoltaici e alle relative opere connesse da realizzare nelle aree classificate idonee ai sensi dell'articolo 20 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, ivi comprese le aree di cui al comma 8 dello stesso articolo 20, di potenza fino a 10 MW, nonché agli impianti agro-voltaici di cui all'articolo 65, comma 1-quater, del decreto-legge 24 gennaio 2012, n. 1, convertito, con modificazioni, dalla legge 24 marzo 2012, n. 27, che distino non più di 3 chilometri da aree a destinazione industriale, artigianale e commerciale. Il limite relativo agli impianti fotovoltaici per la produzione di energia elettrica con potenza complessiva superiore a 10 MW, di cui al punto 2) dell'allegato II alla parte seconda del

<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 17 di 114

*decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, e il limite di cui alla lettera b) del punto 2 dell'allegato IV alla medesima parte seconda del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, per il procedimento di verifica di assoggettabilità alla valutazione di impatto ambientale di cui all'articolo 19 del medesimo decreto, sono elevati a 20 MW per queste tipologie di impianti, purché il proponente allegghi alla dichiarazione di cui al comma 2 del presente articolo un'autodichiarazione dalla quale risulti che l'impianto non si trova all'interno di aree comprese tra quelle specificamente elencate e individuate ai sensi della lettera f) dell'allegato 3 annesso al decreto del Ministro dello sviluppo economico 10 settembre 2010, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 219 del 18 settembre 2010. La procedura di cui al presente comma, con edificazione diretta degli impianti fotovoltaici e delle relative opere connesse e infrastrutture necessarie, si applica anche qualora la pianificazione urbanistica richieda piani attuativi per l'edificazione."*

**Nella caso in esame, l'impianto agrivoltaico in progetto si trova ad una distanza massima di 2,9 chilometri dall'area a destinazione industriale del Consorzio industriale provinciale di Sassari – Alghero-San Marco, cartografato dal P.P.R. come "Grandi aree industriali" (artt. 91, 92, 93, N.T.A. del P.P.R.). Per il progetto, pertanto, sussistono le condizioni per l'attivazione del percorso autorizzativo semplificato, più sopra richiamate.**

### **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 4.2, la crescita del solare FV è pienamente in linea

<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/pressroom/2020/04/06/World-now-has-583.5-GW-of-operational-PV-pv-magazine-International-(pv-magazine.com)))

<sup>2</sup> Oltre 570 TWh nel 2018, pari a circa il 2% della produzione energetica globale (Fonte IEA <https://www.iea.org/tcep/power/renewables/solarpv/>)

<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 <b>CONSULENZA E PROGETTI</b> www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 18 di 114

con lo scenario di sostenibilità prefigurato dall'International Energy Agency per il 2030, nel quale la generazione elettrica da FV è attesa in circa 3.300 TWh.

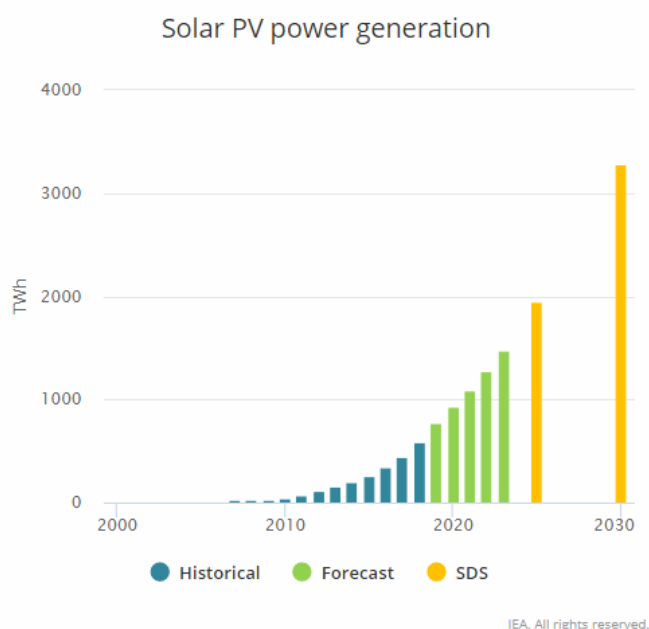


Figura 4.2 – Scenario di produzione elettrica da sistemi FV al 2030 (Fonte IEA)



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.

<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 <b>CONSULENZA E PROGETTI</b> www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 19 di 114

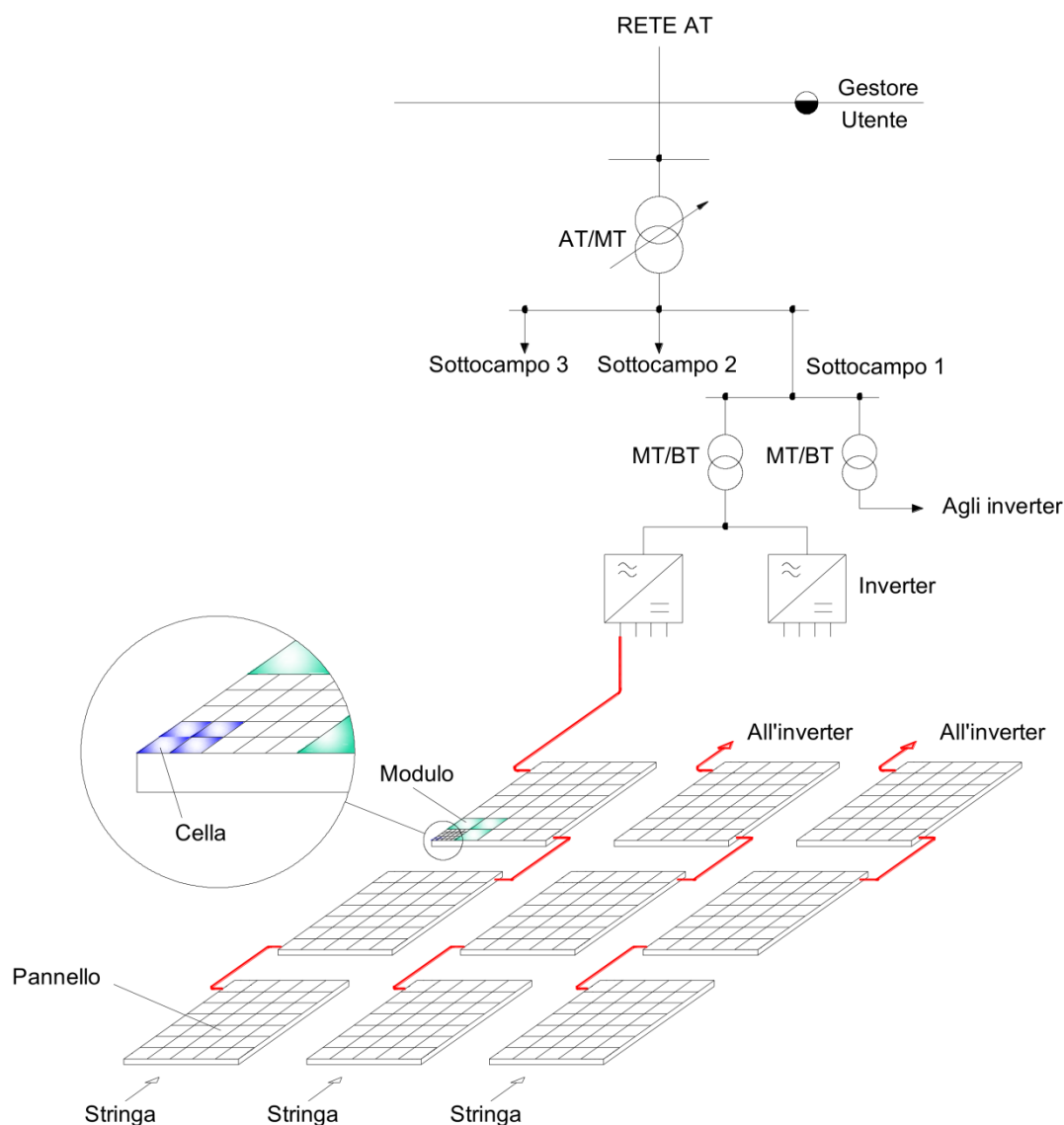




Figura 4.3 – Configurazione tipica di un impianto FV “utility scale” (Fonte Terna)

La Figura 4.3 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

<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MW <sub>ac</sub>	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 20 di 114

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, 36kV 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 tecnologie a "film sottile", nelle quali un sottile strato di materiale semiconduttore viene posto su substrati a basso

<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.



<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 <b>CONSULENZA E PROGETTI</b> www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 21 di 114

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 essere causato da:

- Effetto delle condizioni ambientali sulla superficie del modulo (ad esempio, inquinamento).

<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.

<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 <b>CONSULENZA E PROGETTI</b> www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 22 di 114

- 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 4.2 – 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.



<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 <b>CONSULENZA E PROGETTI</b> www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 23 di 114



Test	Descrizione	Commento
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 è 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.



<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 <b>CONSULENZA E PROGETTI</b> www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 25 di 114

#### 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.

In siti con un'alta percentuale di radiazione solare diretta, è possibile utilizzare inseguitori solari (*tracker*) monoassiali o biassiali per aumentare la captazione energetica annuale media totale. I *tracker* seguono il sole nei suoi movimenti giornalieri rispetto all'orizzonte. Queste sono generalmente le uniche parti mobili impiegate in un impianto solare fotovoltaico.

In funzione del sito e delle caratteristiche precise dell'irradiazione solare, i *tracker* possono aumentare il rendimento energetico annuo fino a 30/35 per cento per inseguitori monoassiali e 45 per cento per inseguitori biassiali. Il *tracking* produce anche un plateau di uscita di potenza più regolare. Ciò aiuta a soddisfare la domanda di picco nei pomeriggi, cosa comune nei climi caldi a causa dell'uso di unità di condizionamento dell'aria.



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

##### Finanziari:

- costi di capitale aggiuntivi per l'approvvigionamento e l'installazione dei *tracker*.
- 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 *tracker* 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 *tracker*, oltre una data soglia di velocità del vento, attiva la modalità di sicurezza (*tracker* in posizione orizzontale) per offrire la minore resistenza al vento. Ciò può ridurre il rendimento

<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 <b>CONSULENZA E PROGETTI</b> www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 26 di 114

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.

#### 4.4 Impatto e sostenibilità ambientale

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



<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.

<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 <b>CONSULENZA E PROGETTI</b> www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 27 di 114

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). Come più oltre indicato, l'impiego dei *tracker* monoassiali in luogo delle strutture fisse si rivela preferibile ai fini della salvaguardia delle caratteristiche agronomiche dei suoli.

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.

<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 28 di 114

## 5 INQUADRAMENTO TERRITORIALE ED URBANISTICO

### 5.1 Ubicazione dell'area di intervento

L'area interessata dal sistema agrivoltaico, avente superficie complessiva di circa 19 ettari, è ubicata nella porzione centro-meridionale del comune di Sassari. Più precisamente, il sito di progetto si trova a sud-ovest del centro urbano di Sassari ed 1 km ad ovest dell'agglomerato urbano di Tottubella. Inoltre, è localizzato a sud-ovest del rilievo collinare di *Monte Uccari* (123 m). A nord-est dell'area di impianto, ad una distanza di circa 3 km è presente l'area di cava denominata "*Monte Nurra*", a sud ovest sono presenti, all'interno del territorio comunale di Alghero, l'area industriale "*San Marco*" ad una distanza di circa 2 km, e l'aeroporto di Alghero-Fertilia "*Riviera del Corallo*" ad una distanza di circa 4,5 km."

Il cavidotto a 36 kV di trasporto dell'energia prodotta si svilupperà in fregio alla viabilità esistente in direzione sud per circa 1,5 km per poi proseguire in direzione nord-est per circa 9 km sino alla località *Badde Funtana* e, infine, percorrere l'ultimo tratto in direzione nord-ovest per circa 3 km sino a raggiungere la località *Gianna de Mare*, nella porzione centrale del territorio comunale di Sassari, dove verrà realizzata la futura SE RTN 380/150/36 kV.



Il comprensorio amministrativo di Sassari si estende all'interno del territorio pianeggiante e in parte collinare della *Nurra*, facente capo alla regione storica omonima. 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.

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.

Nel complesso, il sito presenta un'orografia sub-pianeggiante ed un'altitudine media compresa tra i 40 e i 48 m s.l.m. Le condizioni di utilizzo dell'ambito di riferimento si caratterizzano per la presenza di terreni agricoli ad indirizzo produttivo foraggero, vigneti e colture temporanee associate all'ulivo.

Dal punto di vista dei caratteri idrografici, l'area di progetto è collocata all'interno della porzione nord-orientale del bacino idrografico del *Riu Barca* che scorre a sud ovest dell'area di impianto e sfocia nello *Stagno del Calich* nel territorio comunale di Alghero.



<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 29 di 114

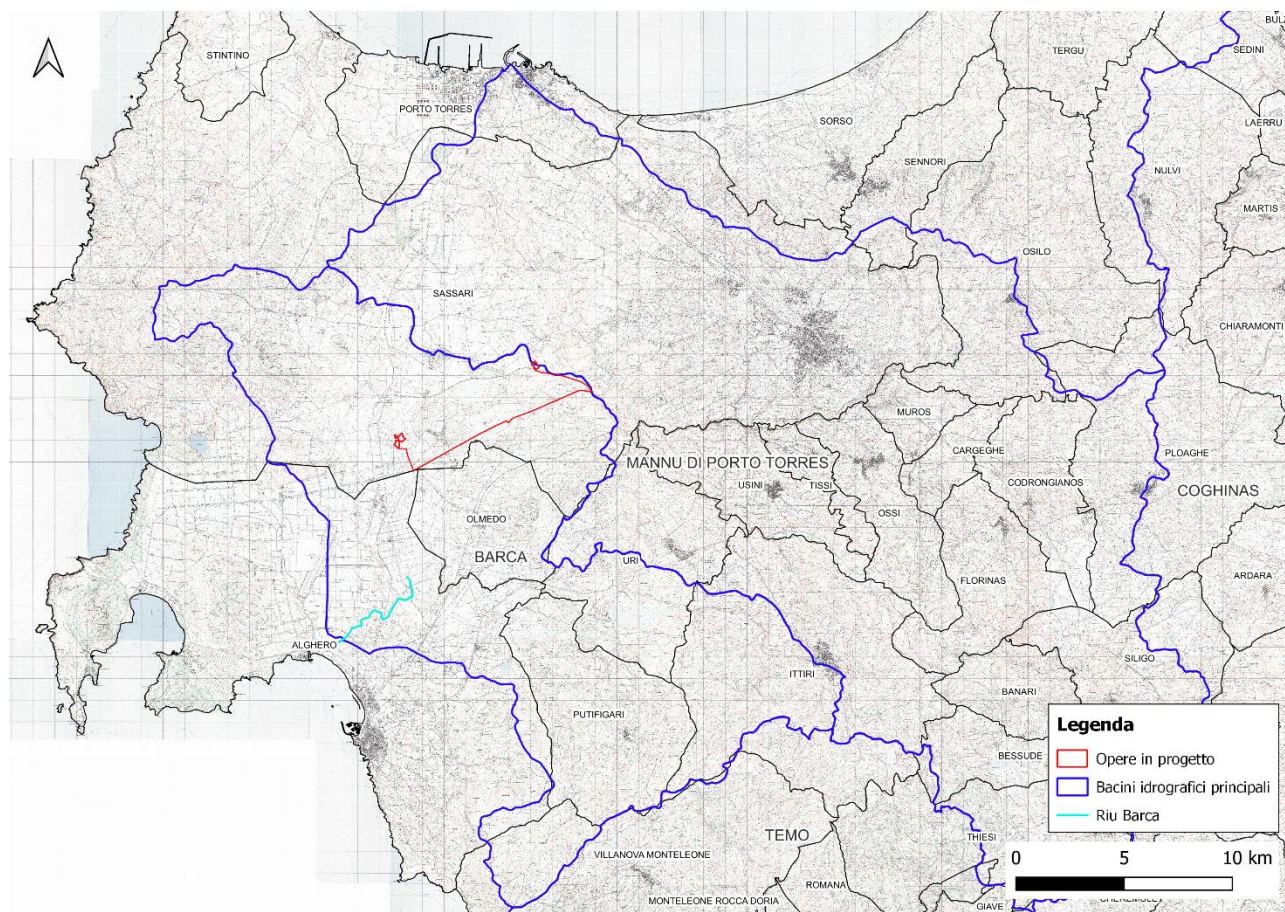




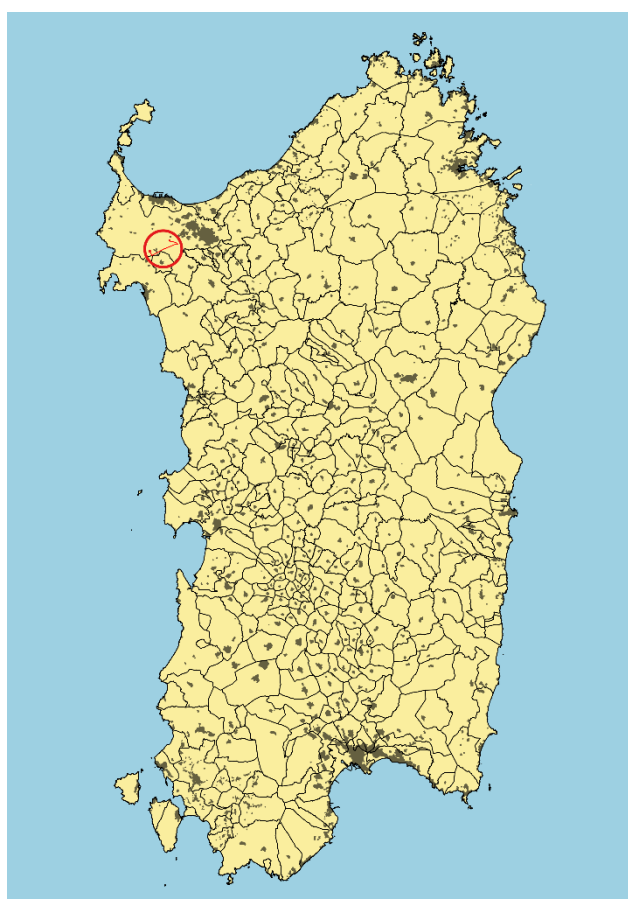
Figura 5.1 - Inquadramento delle opere in progetto rispetto ai bacini idrografici principali

Sotto il profilo urbanistico, con riferimento allo strumento urbanistico comunale vigente (PUC di Sassari), l'Area risulta inclusa nella zona omogenea E "Ambiti agricoli" - sottozona E2b "Aree di primaria importanza per la funzione agricola produttiva in terreni non irrigui (es. seminativi in asciutto)" e sottozona E2c "Aree di primaria importanza per la funzione agricola produttiva anche in funzione di supporto alle attività zootecniche tradizionali in aree a bassa marginalità (es. colture foraggere, seminativi anche arborati, colture legnose non tipiche, non specializzate)".

<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 <b>CONSULENZA E PROGETTI</b> www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 30 di 114



Cartograficamente, l'area di impianto è individuabile nella Carta Topografica d'Italia dell'IGMI in scala 1:25000 Foglio 459 Sez. III – Uri e Sez. IV – La Crucca; nella Carta Tecnica Regionale Numerica in scala 1: 10000 nelle sezioni 459050 – Monte Nurra, 459060 – La Landrigga e 459090 - Olmedo.

Rispetto al tessuto edificato degli insediamenti abitativi più vicini, il sito di intervento presenta, orientativamente, la collocazione indicata in Tabella 5.1.





*Figura 5.2 - Inquadramento geografico intervento*

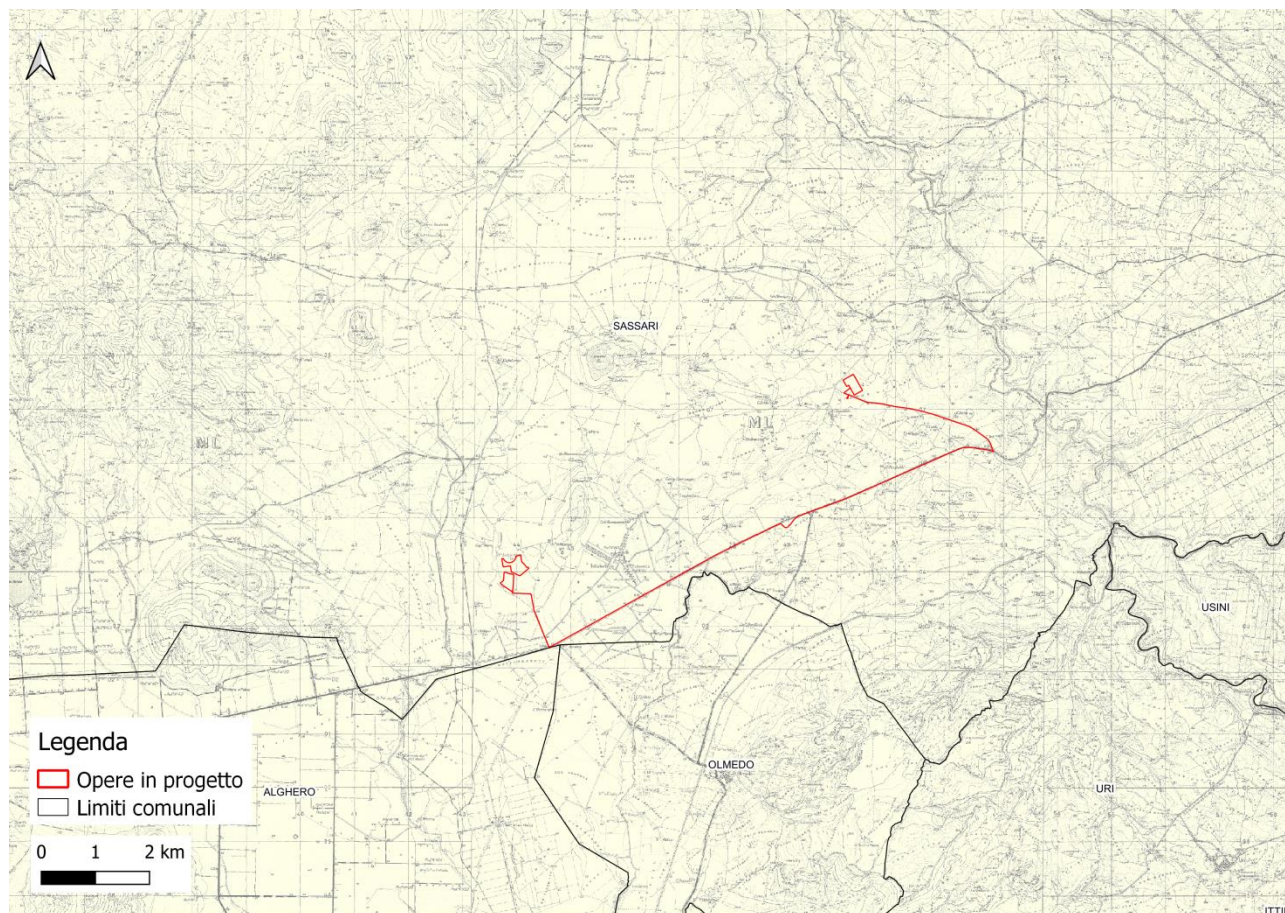


<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 31 di 114

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

Centro abitato	Posizionamento rispetto al sito	Distanza dal sito (km)
Tottubella (fraz. Sassari)	E	1,0
Olmedo	S-E	4,3
Alghero	S	10,7
Santa Maria la Palma (fraz. Alghero)	S-O	5,0
La Corte (fraz. Sassari)	N-O	6,8
Monte Casteddu (fraz. Sassari)	N	6,6
Saccheddu (fraz. Sassari)	N-E	7,5



<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 32 di 114



*Figura 5.3 - Ubicazione del sito di impianto in progetto su IGM storico*

Sotto il profilo dell'infrastrutturazione viaria il sito è agevolmente raggiungibile percorrendo la Strada Statale 291 della Nurra, localizzata a sud dell'area di impianto, che collega i centri urbani di Sassari e Fertilia, dalla quale si dirama una rete di viabilità locale che permette di raggiungere l'area in esame.



<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 33 di 114

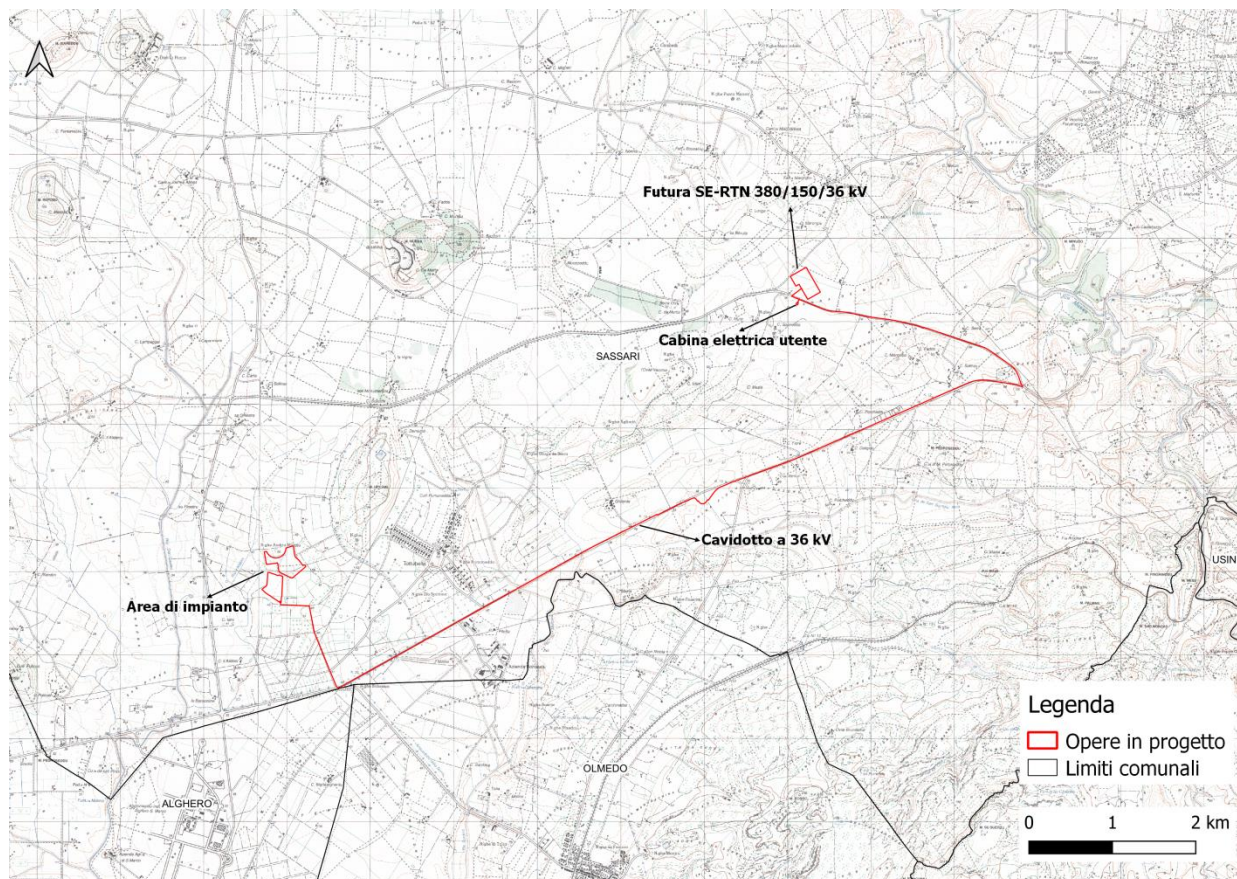




Figura 5.4 – Inquadramento territoriale dell'area di impianto su base IGM

<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 34 di 114

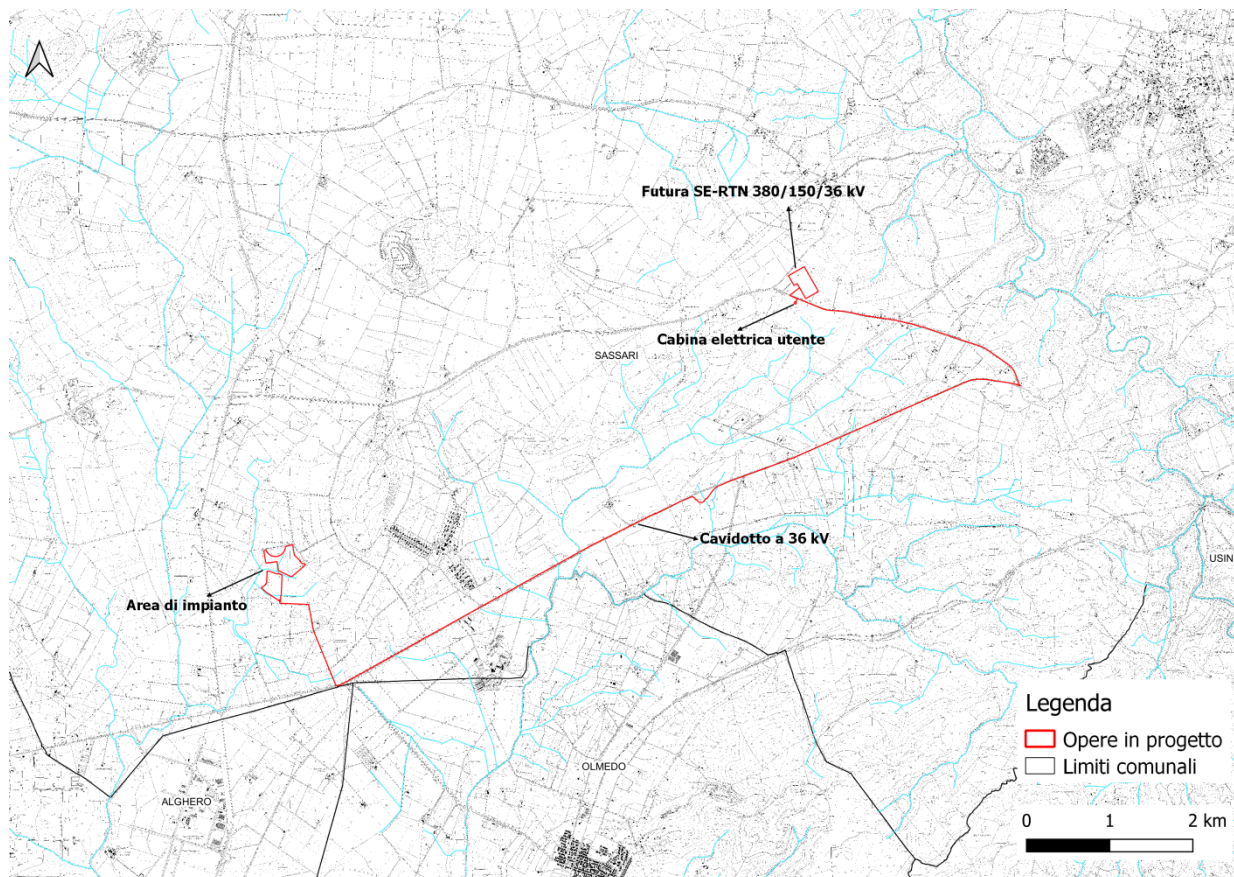




Figura 5.5 - Inquadramento territoriale dell'area di impianto su base C.T.R.

Al Nuovo Catasto terreni del Comune di Sassari l'Area è individuata in base ai seguenti riferimenti catastali:

Comune	Foglio	Sez.	Particella
Sassari	101	B	158
Sassari	101	B	173
Sassari	101	B	177
Sassari	101	B	185
Sassari	101	B	335



<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 <b>CONSULENZA E PROGETTI</b> www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 35 di 114

## 5.2 Inquadramento urbanistico e norme di tutela del territorio

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

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.

L'area di sedime dei moduli fotovoltaici, il cavidotto a 36kV e la cabina di smistamento in località "Gianna de Mare", ai sensi del vigente Piano Urbanistico, ricade nella zona omogenea E2.b *"Aree di primaria importanza per la funzione agricolo-produttiva in terreni non irrigui"* e in zona omogenea 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 arborati, colture legnose non tipiche, non specializzate)"*.

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



L'analisi degli atti di pianificazione territoriale e della normativa vigente in materia di beni culturali e ambientali, nonché l'esame del quadro dei vincoli, ha portato ad escludere l'esistenza di elementi urbanistico-territoriali preclusivi alla realizzazione delle opere.

Con riferimento agli specifici indirizzi stabiliti dalla Regione Sardegna relativamente all'ubicazione degli impianti fotovoltaici (Deliberazione della Giunta Regionale n. 59/90 del 27/11/2020), sebbene le opere si inseriscano entro le pertinenze del Comprensorio di Bonifica della Nurra (vedasi elaborato 028\_IT\_FTV\_F-RUMA\_PDF\_A\_CDV\_028-a), la Società Asja Nurra 2 S.r.l., di concerto con il Consorzio, garantirà la continuità dell'irrigazione dei terreni serviti dal servizio di approvvigionamento idrico, attraverso by-pass e nuovi tratti di condotta.

Pertanto, nel settore d'intervento, non opera 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"*.

Relativamente alle possibili relazioni tra l'intervento in progetto e la disciplina di tutela paesistica introdotta dal Piano Paesaggistico Regionale, approvato con Decreto del Presidente della Regione n. 82 del 7 settembre 2006, si può affermare quanto segue:

- L'area dell'impianto agrivoltaico e la cabina di smistamento ricadono nell'Ambito di paesaggio n. 13 – Alghero mentre, un tratto di cavidotto a 36kV è interno all'ambito di paesaggio costiero n. 14 – "Golfo dell'Asinara";
- Le opere in progetto non interessano beni paesaggistici vincolati ai sensi degli artt. 136, 142 e 143 del D. L.g.s. 42/04 (Codice Urbani);

<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 <b>CONSULENZA E PROGETTI</b> www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 36 di 114

- Sotto il profilo dell'Assetto Ambientale, le aree interessate dalle opere in progetto insistono su ambiti cartografati come "*Aree ad utilizzazione agro-forestale*", nella fattispecie di colture erbacee specializzate;
- Relativamente all'Assetto Storico-Culturale, le opere proposte si collocano interamente all'esterno del buffer di salvaguardia di 100 metri da manufatti di valenza storico-culturale di cui all'art. 48 delle N.T.A. del PPR, nonché esternamente ad aree caratterizzate da insediamenti storici (art. 51), reti ed elementi connettivi (art. 54), aree di insediamento produttivo di interesse storico-culturale (art. 57), e siti archeologici per i quali sussista un vincolo di tutela ai sensi della L. 1089/39 e del D.Lgs. 42/04 art. 10.

Limitatamente al solo tracciato del cavidotto a 36 kV, ivi impostato su viabilità esistente si riscontra la sovrapposizione con buffer di tutela paesaggistica di 100m da beni e manufatti di valenza storico culturale, così come cartografati dal PPR, in prossimità di "Nuraghe Bonassai". Corre l'obbligo sottolineare che tali interventi sono progettati in stretta aderenza alla viabilità esistente e che le sovrapposizioni risultano essere marginali rispetto alle aree tutelate. A tal proposito assumono rilevanza le disposizioni dell'Allegato A al 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.



<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 <b>CONSULENZA E PROGETTI</b> www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 37 di 114



Figura 5.6: Sovrapposizione del cavidotto a 36kV con buffer di tutela paesaggistica di 100m da beni e manufatti di valenza storico culturale "Nuraghe Bonassai"



- Per quanto riguarda l'Assetto Insediativo, le aree di sedime dei moduli fotovoltaici ricadono a circa 1,5km dal Consorzio industriale provinciale di Sassari – Alghero-San Marco, cartografato dal P.P.R. come "Grandi aree industriali" (artt. 91, 92, 93, N.T.A. del P.P.R.).

Riguardo alle possibili interazioni dell'opera con il Piano stralcio per l'assetto idrogeologico (P.A.I.), non si segnala l'interessamento di aree individuate come a rischio frana o a rischio idraulico.

Con riferimento alle opere accessorie, si segnala la parziale sovrapposizione del cavidotto a 36kV con aree a pericolosità idraulica Hi4 – Molto Elevata cartografate dal PAI e anche dal Comune di Sassari ai sensi dell'art. 8 comma 2 delle N.T.A. e approvato con Delibera di Comitato Istituzionale n.4 del 12.12.2012.

In tal senso, si evidenzia come le suddette opere di connessione possono essere agevolmente riconducibili 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 di 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 di campagna e estradosso ci sia almeno un metro di ricoprimento, che eventuali opere connesse emergano dal piano di campagna per una 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*



<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 38 di 114

opere di mitigazione del rischio idraulico" (art. 27 comma 3 lettera h delle N.T.A.).

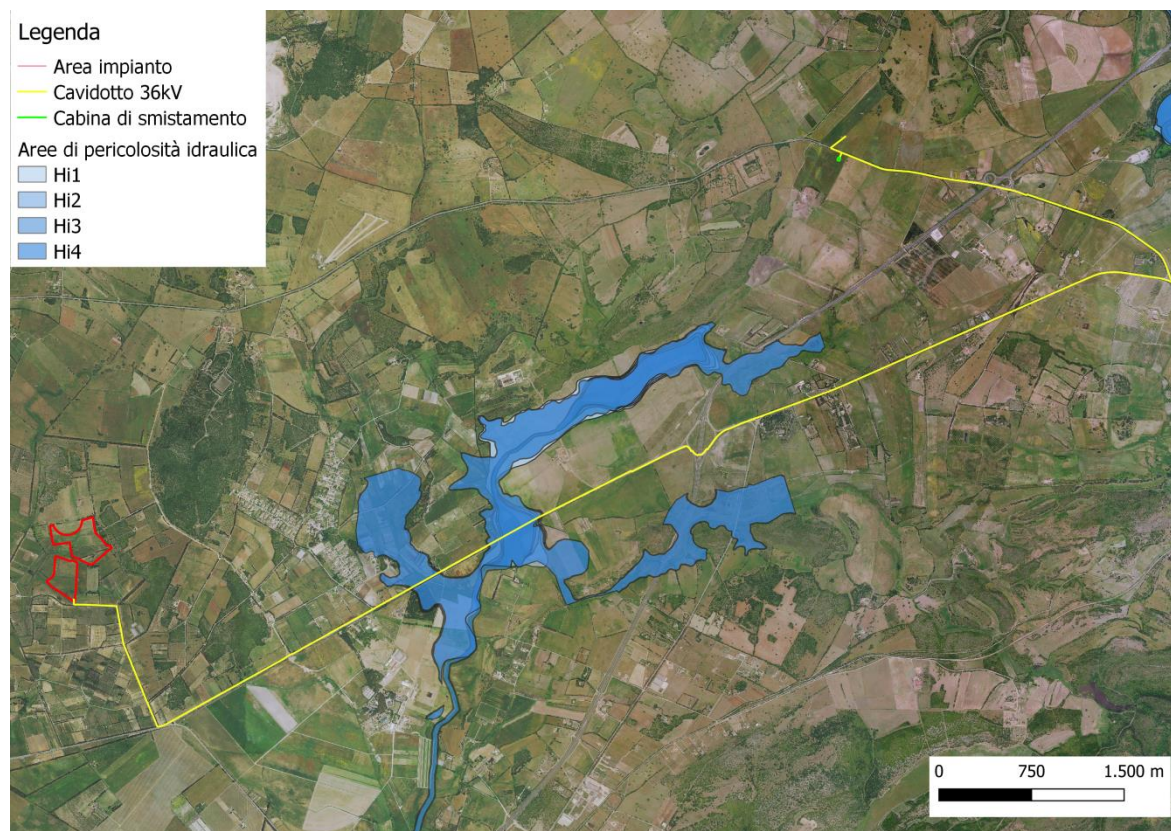




Figura 5.7: Sovrapposizione del cavidotto a 36kV con aree a pericolosità idraulica Hi4 – Molto Elevata

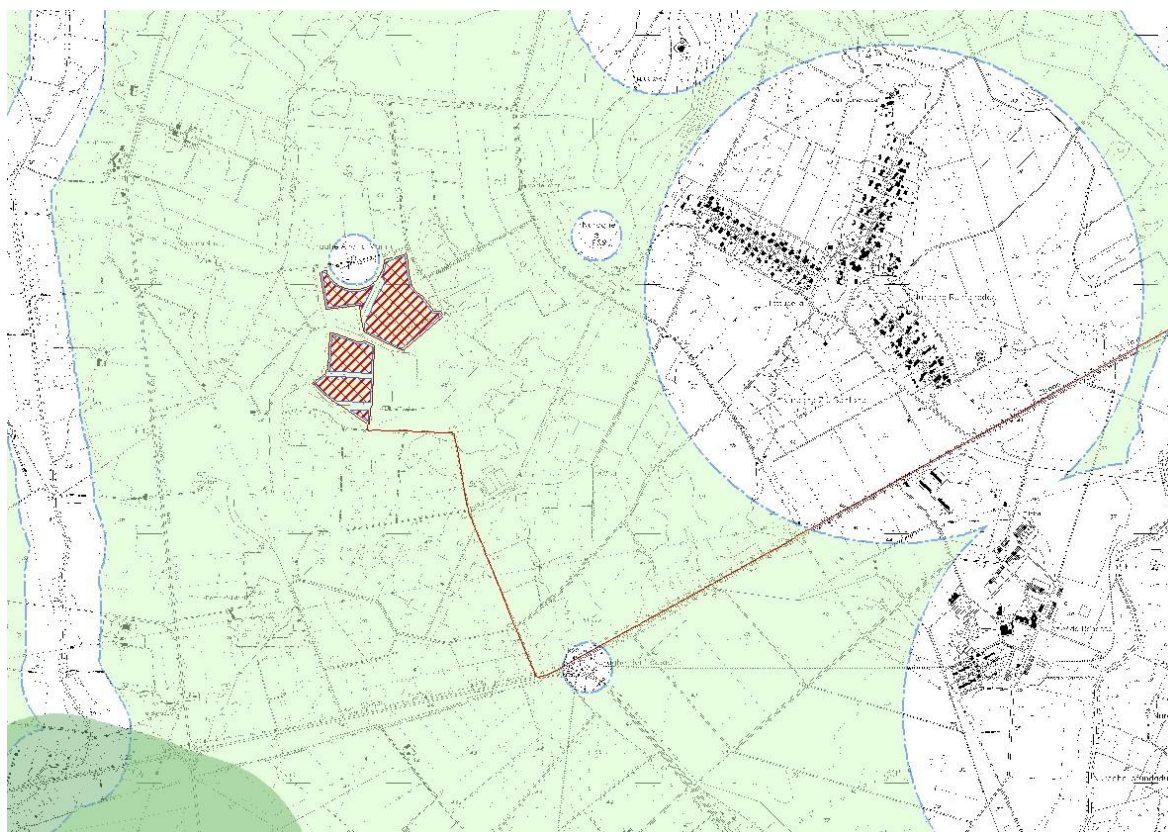
Con riferimento ad altri ambiti meritevoli di tutela, infine, si evidenzia che:

- 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 prossimo a parchi archeologici o strettamente contermini ad emergenze di rinomato interesse culturale, storico e/o religioso;
- l'area di progetto dell'impianto fotovoltaico risulta esterna al perimetro dei beni sottoposti a tutela ai sensi del D.Lgs. 42/04, alla fascia di rispetto di 1000 metri dei beni sottoposti a tutela ai sensi della parte seconda oppure all'articolo 136 del medesimo decreto legislativo;





<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 39 di 114

pertanto, ricade nelle aree IDONEE ai sensi dell'art. 20 c. 8, lettera c-quater del D.Lgs. 199/2021.



*Figura 5.8: Sovrapposizione dell'area dell'impianto agrivoltaico con le aree idonee ai sensi dell'art. 20 c. 8, lettera c-quater del D.Lgs. 199/2021*

- 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 infatti, che il sito in esame svolga funzioni determinanti per la conservazione della biodiversità che possano essere compromesse a seguito della realizzazione dell'opera.

<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 <b>CONSULENZA E PROGETTI</b> www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 40 di 114

### 5.3 Inquadramento geologico generale

L'area in esame si colloca nella parte centrale del settore continentale della *Nurra*, appendice NO 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 in corrispondenza del rilievo paleozoico di *Monte Forte* (464 m), localizzato nel settore occidentale.

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 massima di 142 m a *Monte Nurra* 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 si presenta come un'isola minore rispetto a quella principale in quanto circondata su tre lati (SO, O, N) dal mare mentre ad est, la valle del *Rio Mannu* coincide con una zona di faglia principale di 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.

Dal punto di vista litologico, si contraddistingue per una diffusa presenza delle coperture post-erciniche che delimitano, verso est, il dominio del variegato complesso di rocce afferenti al dominio paleozoico, metamorfosato, polideformato e strutturato in unità tettoniche sovrapposte (Unità di Argentiera, Unità di Canaglia, Unità di li Trumbetti) nel corso dell'orogenesi varisica il quale, con continuità, caratterizza invece il settore dell'entroterra costiero della *Nurra* nord-occidentale da *Porto Conte* sino a tutta la penisola di Stintino. Il medesimo settore delimita invece verso ovest, il dominio vulcano-sedimentario oligo-miocenico che si interpone tra l'ambito carbonatico mesozoico della *Nurra* e il complesso intrusivo post varisico granitoide della *Gallura*.

Le unità litostratigrafiche più antiche delle suddette coperture, ad eccezione delle rocce vulcano-sedimentarie del Permiano osservabili soprattutto nella *Nurra* sud-occidentale, risalgono perlopiù al Mesozoico, a partire dai depositi di ambiente continentale del Triassico inferiore (Bundsandstein) sino a quelli marini di piattaforma in facies carbonatica del Cretacico superiore diffusi, questi ultimi, nella *Nurra* orientale e soprattutto in quella meridionale con esposizione nelle falesie di *Capo Caccia* (Alghero).

La potente successione carbonatica del Giurassico, in continuità stratigrafica con i depositi marnosi e marnoso-calcarei con associate argille gessifere varicolori del Trias superiore (Keuper Auct.), con i suoi circa 800 m di spessore complessivo rappresenta infatti la maggior parte degli affioramenti rocciosi del settore condizionando altresì l'assetto morfologico dei luoghi.

Queste litologie, in funzione del loro assetto giaciturale connesso con la blanda deformazione

<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 41 di 114

plicativa indotta dalla tettonica compressiva meso-cretacica e meso-eocenica e della loro più o meno elevata predisposizione all'erodibilità 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.



L'ambiente deposizionale della sequenza si caratterizza per condizioni di mare poco profondo con frequenti emersioni (specialmente nel Dogger e nel Malm), tipici di una piattaforma carbonatica sottoposta a sollecitazioni tettoniche e subsidenza con irregolare sovrapposizione di facies di laguna protetta ad energia molto bassa e scarsa salinità, sino a quelle litorali schiette a maggiore energia nelle quali predominano le barre oolitiche e/o le tempestiti, analogamente a quanto si rinviene nel dominio Pirenaico-Provenzale con il quale, precedentemente alla rotazione del blocco sardo-corso nel Burdigaliano (Miocene inferiore), la Nurra costituiva un tutt'uno.

Alla base della successione giurassica troviamo infatti 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, Lias]; seguono, nel Giurassico medio, sedimenti ben stratificati rappresentati da calcari e dolomie scure di ambiente lacustre a carofite ai quali si sovrappongono in concordanza dolomie e calcari, calcari bioclastici, calcari selciferi, calcari marnosi e marne [**NRR**– FORMAZIONE DI MONTE NURRA, Dogger], con intercalazioni di arenarie quarzose [**NRRa**].

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 oolitico con ciottoli a carofite [**MUC** - FORMAZIONE DI MONTE UCCARI, Malm], potente circa 200 m e ben esposta lungo la falesia occidentale della penisola di Capo Caccia.

Al di sopra della successione giurassica si riconosce nel settore in esame, in discordanza stratigrafica con le formazioni precedenti, 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. Durante il periodo di continentalità meso-cretacico, cospicue porzioni della serie mesozoica sono state erose prima della deposizione delle alteriti. Il letto delle bauxiti è talvolta costituito da argille rosso-giallastre, oppure da brecce carbonatiche rossastre monogeniche a cemento ferruginoso-bauxitico, alle quali seguono argille e bauxiti argillose, conglomeratiche o brecciate. Numerosi fattori concorrono a determinare le differenti tipologie di alteriti della Nurra e a controllarne gli spessori, l'estensione laterale e la distribuzione. In generale, esse derivano dall'evoluzione pedogenetica di tipo ferralitico di depositi alluvionali. La sua genesi può essere definita come un deposito di alteriti trasportate, che in un clima caldo-umido hanno subito una pedogenesi di tipo ferralitico fino ad una bauxitizzazione totale o parziale, come attualmente si rinviene nelle fasce tropicali o subtropicali, contesto questo riconducibile alle condizioni climatiche

<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 <b>CONSULENZA E PROGETTI</b> www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 42 di 114

della *Nurra* al limite tra il Cretacico inferiore e superiore.

Il limite inferiore, sempre visibile, è discordante sulla successione giurassico-cretacica inferiore.

Sulle marne "purbeckiane" le bauxiti si sono sviluppate principalmente in situ, per decalcificazione delle stesse, formando "depositi strato" con grande continuità laterale e spessore costante (mediamente 3,00 m)



Sulle litologie calcareo-dolomitiche, quali quelle affioranti nel settore in studio, a seguito di intensi fenomeni carsici, i depositi bauxitici hanno un notevole sviluppo verticale, con estensioni ridotte.

Il ritorno a condizioni sedimentarie francamente marine è sottolineato dalla deposizione di sequenze carbonatiche neritiche al tetto dei livelli bauxitici; queste sono rappresentate principalmente da calcari micritici e bioclastici che passano lateralmente a calcari a rudiste [**POC** – *Formazione di Capo Caccia* – Coniaciano]. La formazione è riconducibile ad ambienti (Figura 5.9) protetti a bassa energia, contiene abbondanti miliolidi, mentre il grainstone (calcareniti, calciruditi) rappresenta ambienti a maggiore energia e contiene abbondanti frammenti di rudiste, echinodermi e colonie di chetetidi. In tutta la *Nurra* questa formazione affiora sopra un basamento eterocrono (Giurassico, Cretacico inferiore) a causa dell'erosione legata alla lacuna stratigrafica mesocretacica.

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: infatti con l'attivazione di un importante sistema arco-fossa con subduzione della placca africana (culminato nel Burdigaliano con il distacco del blocco sardo-corso dal margine sud-europeo e la sua rotazione antioraria), si pongono le condizioni sia per l'innescio di un intenso ed esteso vulcanismo esplosivo in facies ignimbratica a chimismo acido e intermedio prevalenti, con prodotti pomiceo cineritici [**CZS** – *Unità di Candelazzos* – Burdigaliano] e sia per la successiva ingressione del mare miocenico. Questi eventi origineranno una potente successione sedimentaria direttamente controllata dalla tettonica capace di ricoprire quasi del tutto i lembi residui della sedimentazione mesozoica profondamente strutturata durante la fase compressiva meso-eocenica e successivamente in gran parte erosa.

Testimoni di questo complesso periodo della storia geologica sarda sono i depositi di ambiente prima continentale e poi transizionale e marino che colmano i bacini di sedimentazione di Porto Torres, Mores e Chilivani e bordano a est e a nord gli affioramenti mesozoici della *Nurra* appoggiandosi al basamento metamorfico e granitoide della *Gallura* e *Monte Acuto*.

Procedendo da est verso ovest, lungo una stretta fascia che separa il dominio mesozoico da quello metamorfico, tali sedimenti sono rappresentati dalle formazioni conglomeratiche costituenti la base della sequenza sedimentaria miocenica emergente al margine dei rilievi carbonatici, formata in

<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 <b>CONSULENZA E PROGETTI</b> www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 43 di 114

prevalenza dalle sabbie quarzoso-feldspatiche e dai conglomerati eterometrici ad elementi di basamento paleozoico, vulcaniti oligomioceniche e calcari mesozoici di ambiente da conoide alluvionale a fluvio-deltizio [**OPN** – *Formazione di Oppia Nuova* – Burdigaliano medio-superiore].

Al tetto della successione continentale miocenica i depositi continentali di chiusura del bacino miocenico di Porto Torres con argille arrossate con livelli e lenti di conglomerati a ciottoli paleozoici, vulcaniti e calcari mesozoici (FORMAZIONE DI FIUME SANTO, Tortoniano - Messiniano).



Chiude la sequenza stratigrafica l'insieme di coperture quaternarie in facies continentale prevalente, in quanto le uniche facies marine riferibili al Pleistocene superiore (interglaciale Riss Würm), sono rappresentate dai depositi litorali del TIRRENIANO AUCT. [**PVM1**] distribuiti irregolarmente lungo la fascia costiera turritana.

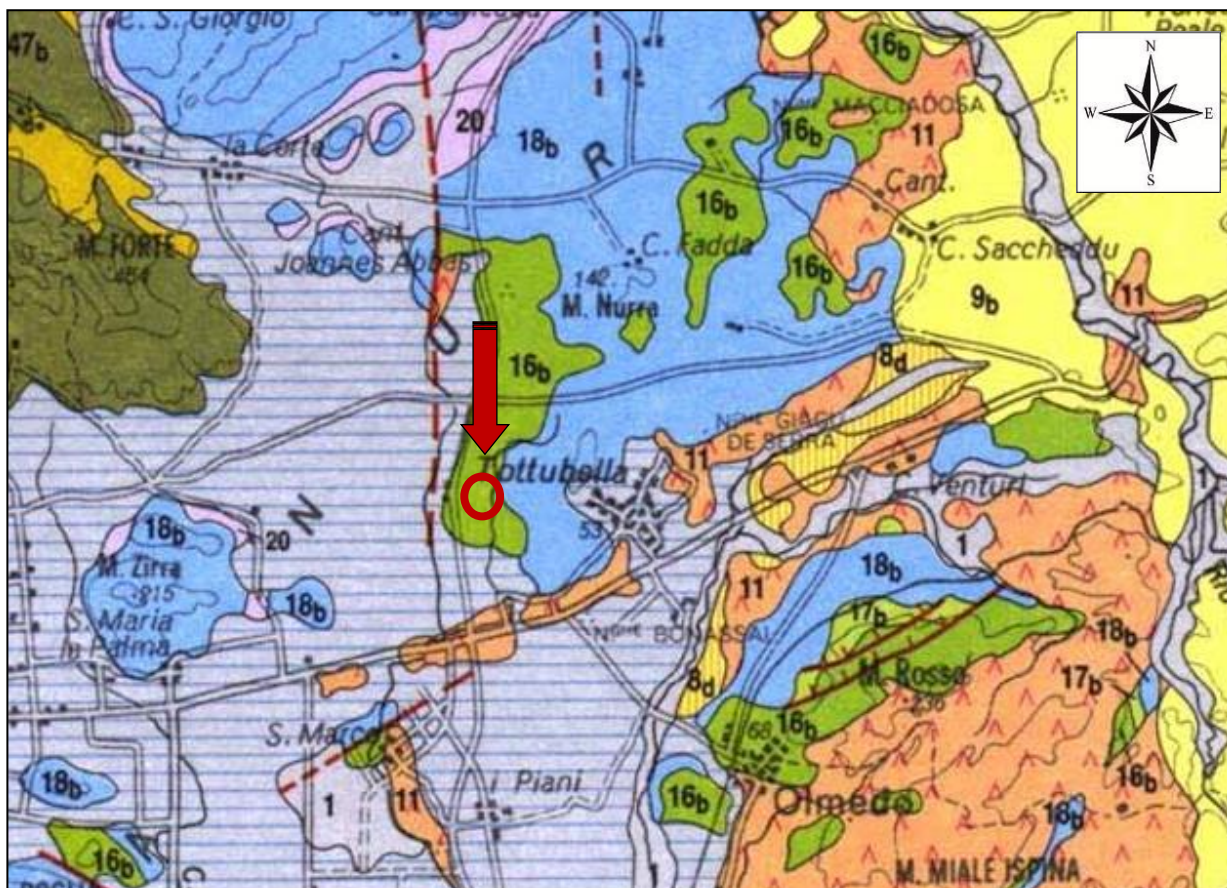
La piana costiera è dominata pertanto dalle coltri alluvionali più o meno terrazzate del Pleistocene superiore [**PVM2a**] associate a coeve facies dunari [**PVM2b**] lungo la attuale costa e dalla variegata associazione di facies oloceniche e attuali di ambiente alluvionale [**bn**, **b**], litorale [**g**, **d**], stagnale [**e5**].

Nei rilievi collinari le coperture sono costituite da depositi di pendio più o meno antichi (Olocene e attuale) prevalentemente di genesi eluvio-colluviale [**b2**], che affiorano estesamente a Nord-Est dell'areale di intervento, in un versante alla base di Monte Uccari.

L'inquadramento geologico al contorno del sito, è rappresentato in Figura 5.10, 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.





<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 <b>CONSULENZA E PROGETTI</b> www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 44 di 114



- 1** Ghiaie, sabbie, limi ed argille sabbiose dei depositi alluvionali, colluviali, eolici e litorali (Olocene)
- 2a** Conglomerati, sabbie, argille più o meno compattate 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, Prealveoline, 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, aasteronodi, brachionodi e celenterati (Trias medio).

Figura 5.10 - Inquadramento geologico di contesto. La cartografia è tratta da "Carta Geologica della Sardegna" in scala 1:200.000, fuori scala curata da: Coordinamento della Cartografia Geologica e Geotematica della Sardegna, modificata



<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 45 di 114

## 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 di particolare rilevanza sotto il profilo paesaggistico-ambientale;
- compatibilità delle pendenze del terreno rispetto ai canoni richiesti per l'installazione di impianti fotovoltaici che impiegano la tecnologia degli inseguitori monoassiali;
- 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 11,45 MWp nominali è essenzialmente determinata dal numero di *tracker* da installare poiché le "*cabine di trasformazione*" e i vari sistemi ausiliari occupano un'area relativamente modesta se paragonata a quella del "*solar field*". Nel caso specifico, l'interdistanza tra le file di *tracker* è stata ottimizzata in accordo con l'esigenza di assicurare la prosecuzione delle attività agricole;
  - 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 file di *tracker* sia in rapporto alle stesse esigenze di un'appropriata installazione degli inseguitori.
  - d. **Connessione alla rete elettrica nazionale.** Data la potenza prevista, l'impianto dovrà essere connesso alla rete elettrica nazionale da una linea a 36kV. Per evitare ingenti costi di connessione, che si ripercuoterebbero direttamente sul costo di produzione dell'energia elettrica, la distanza del sito dalla più prossima Stazione RTN è ridotta al minimo.

I terreni individuati dalla società in agro del Comune di Sassari (SS), rispondono pienamente ai criteri sopra individuati. Se ne riportano di seguito le caratteristiche peculiari:

- **Superficie.** L'estensione complessiva del sistema agrivoltaico è pari a circa 19 ettari e risulta omogenea sotto il profilo delle condizioni di utilizzo.
- **Ostacoli per la radiazione solare.** Trattandosi di un'area spiccatamente di pianura, non si riscontra la presenza di ostacoli morfologici alla radiazione diretta utile. Tale circostanza

<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 <b>CONSULENZA E PROGETTI</b> www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 46 di 114

consente di ipotizzare un orizzonte libero nella modellizzazione del sistema FV per il calcolo dell'energia prodotta attesa.



- **Strade di collegamento.** Il sito, si trova in prossimità alla S.P. 42 ed è servito da un sistema di viabilità interpodereale idonea al transito di mezzi di trasporto di beni e materiali per le attività di cantierizzazione dell'intervento.
- **Vegetazione.** Il sito è caratterizzato dalla presenza di suoli mediamente profondi che attualmente vengono utilizzati come pascoli, seminativi e colture arboree e presentano delle evidenti limitazioni.
- **Presenza di zone di interesse naturalistico.** Il sito è abbondantemente distante da aree di interesse naturalistico.
- **Vincoli paesaggistici:** non si rilevano interferenze con dispositivi di tutela paesaggistica.
- **Pendenze del terreno.** Trattasi di aree subpianeggianti e prive di dislivelli significativi.
- **Distanza linea elettrica.** Il proposto impianto fotovoltaico si trova a circa 7 km dal sito individuato per la costruzione della futura SE di Trasformazione 380/150/36 kV della RTN da inserire in entra – esce alla linea RTN a 380 kV "Fiumesanto Carbo – Ittiri"; inoltre l'intera area presenta un'adeguata infrastrutturazione elettrica, relativamente alla rete di trasporto e distribuzione.
- **Altre caratteristiche.** L'area di progetto dell'impianto fotovoltaico, risulta esterna al perimetro dei beni sottoposti a tutela ai sensi del D.Lgs. 42/04, alla fascia di rispetto di 1000 metri dei beni sottoposti a tutela ai sensi della parte seconda oppure all'articolo 136 del medesimo decreto legislativo; **pertanto, ricade nelle aree IDONEE per l'installazione di impianti fotovoltaici ai sensi dell'art. 20 c. 8, lettera c-quater del D.Lgs. 199/2021.**

L'impianto in progetto ricade all'interno del buffer di 3 km da aree industriali così come ai sensi del decreto-legge 24 gennaio 2012, n. 1, convertito, con modificazioni, dalla legge 24 marzo 2012, n. 27.

Nella fattispecie si trova ad una distanza massima di 2,9 chilometri dall'area a destinazione industriale del Consorzio industriale provinciale di Sassari – Alghero-San Marco, cartografato dal P.P.R. come "Grandi aree industriali" (artt. 91, 92, 93, N.T.A. del P.P.R.).

## 6.2 Criteri di inserimento territoriale e ambientale

Le scelte adottate ai fini della localizzazione e progettazione della centrale fotovoltaica in esame non contrastano con gli indirizzi normativi emanati dalla Regione Sardegna ai fini di un ottimale inserimento degli impianti nel territorio.



<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 47 di 114

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; è esclusa in particolare l'interferenza con aree potenzialmente sensibili sotto il profilo ecologico e naturalistico.
- I terreni, ad oggi utilizzati per finalità agricole, come evidenziato dalle analisi specialistiche eseguite, sono caratterizzati da notevoli limitazioni agronomiche (drenaggio interno valutato da piuttosto mal drenato a mal drenato, presenza di pietre subaffioranti >60cm ecc.).
- 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 interdistanze tra gli inseguitori solari (superiori ai 4 m) assicurano la possibilità di transito di piccoli mezzi agricoli per le operazioni di sfalcio dell'erba;
- Le modalità di installazione dei *tracker*, in rapporto alle caratteristiche geologiche-geotecniche del sito, escludono la necessità di realizzare opere di fondazione permanente in cls., 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 e valorizzazione paesaggistica, da realizzarsi attraverso la creazione di una fascia monofilare produttiva di olivo cipressino da predisporre lungo il perimetro del campo solare. Utilizzato come frangivento questa varietà di olivo si caratterizza per avere una chioma folta e compatta con portamento assurgente, cui ramificazioni crescono verso l'alto come l'albero di cipresso, da cui il nome. Tali misure potranno concorrere al raggiungimento di diversi obiettivi quali: la mitigazione dell'impatto visivo degli inseguitori solari; il mantenimento del paesaggio agrario; rafforzamento della connettività ecologica e produzione agricola.
- 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.
- 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 fotovoltaico e potenza complessiva

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 e delle soluzioni tipologico-costruttive dei *tracker* monoassiali.

<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 48 di 114

I *tracker*, disposti secondo un allineamento Nord-Sud, consentono la rotazione dei moduli fotovoltaici da Est ad Ovest, per un angolo complessivo di circa 270°.

Ogni *tracker* sarà mosso da un motore elettrico comandato da un sistema di controllo che regolerà la posizione più corretta al variare dell'orario e del periodo dell'anno, seguendo il calendario astronomico solare.

L'intera struttura rotante del *tracker* sarà sostenuta da pali IPE 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'interdistanza W-E prevista tra gli assi dei *tracker*, al fine di ridurre convenientemente le perdite energetiche per ombreggiamento, sarà di circa 9,5 m. Mentre l'interdistanza N-S prevista tra i *tracker* sarà di circa 0,35 metri.

L'altezza delle strutture, misurata al mozzo di rotazione, sarà di circa 2,80 m dal suolo e con un'altezza media dei moduli FV di circa 1,80 m in modo da garantire la continuità delle attività agricole (o zootecniche) anche al di sotto dei moduli stessi.

La profondità di infissione dei profilati in acciaio di sostegno è stimabile in circa 1,50 metri.

L'impianto fotovoltaico sarà composto dall'insieme dei moduli ad alta efficienza contenenti celle al silicio, in grado di trasformare la radiazione solare in corrente elettrica continua, dagli inverter e dai trasformatori elevatori di tensione, che saranno collegati tra di loro e, per ultimo, alla rete mediante dispositivi di misura e protezione.



I pannelli avranno dimensioni indicative 2465 x 1134 mm e saranno incapsulati in una cornice di alluminio anodizzato dello spessore di circa 30 mm, per un peso totale di circa 34.6 kg ciascuno. Tenuto conto della superficie utile all'installazione degli inseguitori monoassiali e delle dimensioni standard dei *tracker*, l'impianto di produzione presenta le seguenti caratteristiche principali.

<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MW <sub>ac</sub>	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 49 di 114

### Configurazione impianto

Modello moduli FV	Tipo Jinko Solar 625 Wp
Cabine di trasformazione	n. 5 da 2000 kVA
Inverter	n. 40 da 250 kW
Distanza E-W tra le file	9,5 m
Distanza N-S tra le file	0.35 m
n. tracker da 2x24 moduli	357
n. tracker da 2x12 moduli	49
n. totale tracker	406
n. totale moduli	18.312
n. stringhe da 24 moduli	763
Potenza DC (MWp)	11,44
Potenza nominale AC (MW)	10
Rapporto DC/AC	1.14

La potenza complessiva nominale dell'impianto, considerando n. 18.312 moduli da 625 Wp, sarà pertanto di 11,44 MWp mentre la potenza attiva in immissione in AC sarà pari a 10 MW con un rapporto DC/AC di circa 1.14.

<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 <b>CONSULENZA E PROGETTI</b> www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 50 di 114

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

### 6.4.1 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 dell'impianto è stato utilizzato il software commerciale PV<sub>SYST</sub> (versione 7.1), 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:

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



<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 <b>CONSULENZA E PROGETTI</b> www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 51 di 114

#### 6.4.2 I risultati del 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.

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 Figura 6.1 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 2300 kWh/m<sup>2</sup> anno.

I bilanci ed i risultati principali delle simulazioni sono riportati nella Tabella 6.1.

La produzione energetica totale stimata per la centrale in progetto è di seguito riportata.

<b>Produzione totale impianto (MWh/anno)</b>	<b>24.675</b>
P <sub>nom</sub> totale (kWp)	11.445
Produzione specifica (media pesata) (kWh/kWp/a)	2.156

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

<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 <b>CONSULENZA E PROGETTI</b> www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 52 di 114

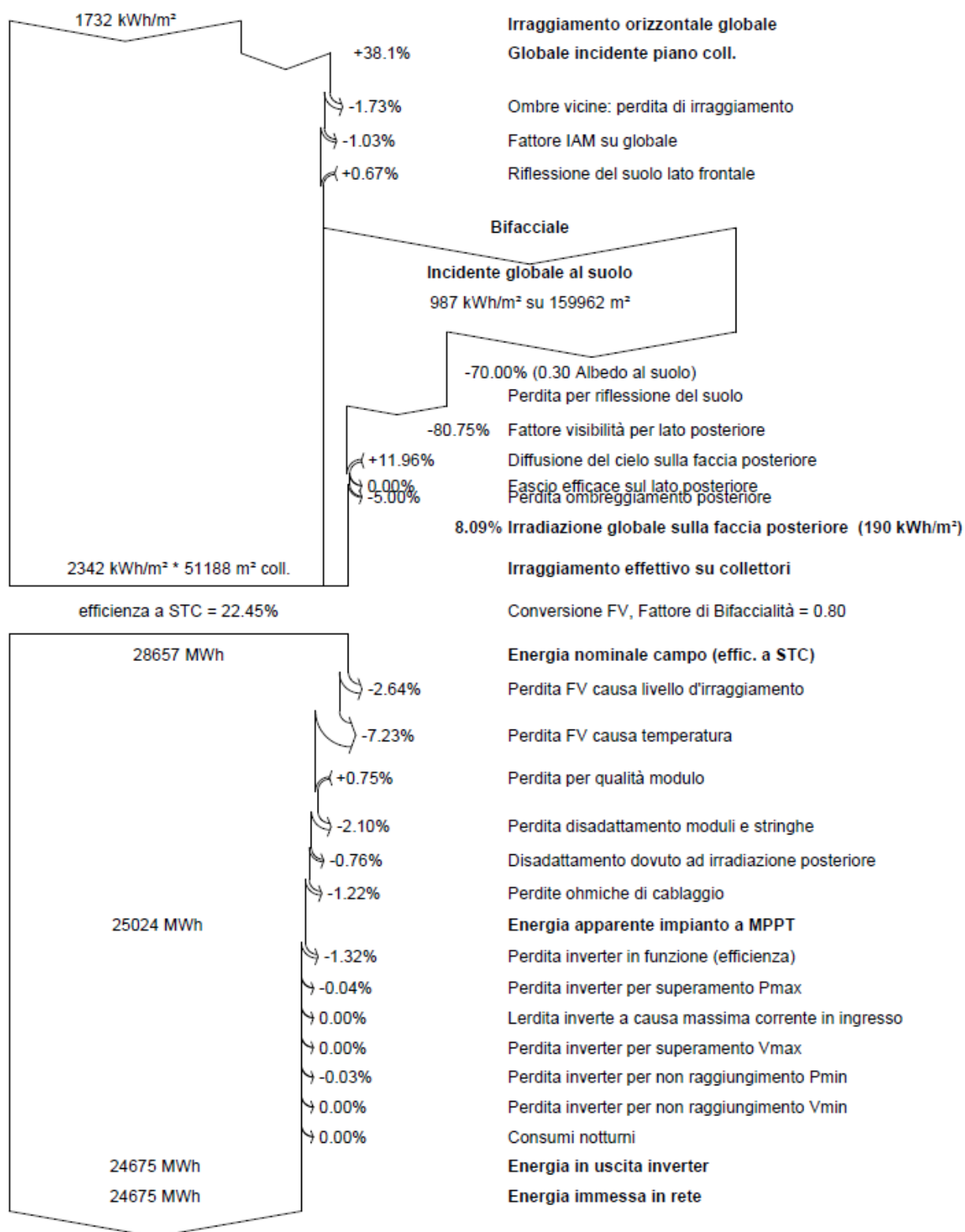




Figura 6.1 – Diagramma delle perdite energetiche

<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 53 di 114

*Tabella 6.1 - Principali parametri del bilancio energetico*

	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. 16	63.9	26.14	11.17	90.1	86.3	961	943	0.915
Feb. 16	81.8	32.97	11.26	112.8	109.4	1217	1197	0.927
Mar. 16	138.7	47.98	11.48	193.0	188.8	2088	2061	0.933
Apr. 16	174.5	54.33	14.41	237.2	232.7	2526	2493	0.919
Mag. 16	212.8	60.13	16.32	286.0	281.6	3022	2983	0.911
Giu 16	224.9	56.91	20.54	303.4	298.7	3147	3108	0.895
Lug. 16	233.2	50.96	23.53	318.4	313.8	3253	3212	0.882
Ago 16	210.5	43.85	23.87	294.5	290.1	3003	2967	0.880
Sett. 16	152.9	40.05	21.88	213.0	209.0	2201	2172	0.891
Ott. 16	109.6	34.21	18.50	156.2	152.1	1632	1609	0.901
Nov. 16	67.6	25.04	14.73	96.0	92.3	1008	990	0.901
Dic. 16	61.9	20.93	12.73	91.5	87.0	956	938	0.896
Anno	1732.3	493.51	16.72	2392.0	2341.9	25013	24675	0.901

#### 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

## 6.5 Principali ricadute ambientali positive del progetto



### 6.5.1 Premessa

Nel rimandare all'allegato Studio di impatto ambientale per approfondimenti sui riflessi ambientali e paesistici 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.

### 6.5.2 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

<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 <b>CONSULENZA E PROGETTI</b> www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 54 di 114

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 payback 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 *pay back 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 6.2).

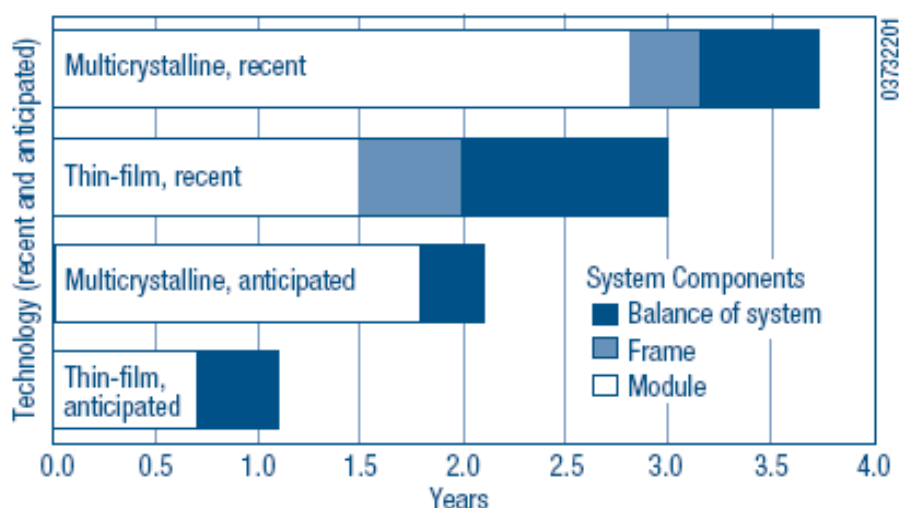




Figura 6.2 – Variazione dell’Energy payback per le diverse tecnologie di sistemi fotovoltaici (Fonte, U.S. Dep. of Energy)

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 24.675 MWh, nell’arco della sua vita utile l’impianto in esame sarebbe in grado di produrre all’incirca  $24.675 \times (30 - 4) = 641.550,00$  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

<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 <b>CONSULENZA E PROGETTI</b> www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 55 di 114

circa 535.694 MWh.

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.

Sulla base di uno studio ISPRA pubblicato nel 2015<sup>9</sup>, potrebbe ragionevolmente assumersi come dato di calcolo delle emissioni di anidride carbonica evitate il valore di 0,45 kg CO<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 6.2.



*Tabella 6.2 – 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 evitate (tCO <sub>2</sub> /MWh) specifiche (*)	Emissioni evitate (tCO <sub>2</sub> nella vita utile)
535.694	0,648	347.130

(\*) dato regionale

<sup>9</sup> ISPRA, 2015. Fattori di emissione atmosferica di CO<sub>2</sub> e sviluppo delle fonti rinnovabili del settore elettrico

<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))

<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 <b>CONSULENZA E PROGETTI</b> www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 56 di 114

### 6.5.3 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 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 NO<sub>x</sub> (Tabella 6.3).

*Tabella 6.3 - Stima delle emissioni evitate a seguito della realizzazione della centrale fotovoltaica*



Producibilità (kWh/anno)	Parametro	Emissioni specifiche evitate(*) (g/kWh)	Emissioni evitate (t/anno)
24 675 000	PTS	0,045	1,1
	SO <sub>2</sub>	0,969	23,9
	NO <sub>x</sub>	1,22	30,1

(\*) 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.



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



<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 CONSULENZA E PROGETTI <a href="http://www.iatprogetti.it">www.iatprogetti.it</a>	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 57 di 114

#### 6.5.4 *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 4.614 TEP (tonnellate equivalenti di petrolio)/anno, assumendo una producibilità dell'impianto pari a 24.675 MWh/anno ed un consumo di 0,187 TEP/MWh (Fonte Autorità per l'energia elettrica ed il gas, 2008).

<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 58 di 114

## 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;
- Interruttori, trasformatori e componenti per la protezione elettrica;
- 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 mediante l'utilizzo di apparecchiature conformi alla normativa CEI e l'eventuale installazione entro locali chiusi (e.g. trasformatore elevatore);
- limitare le emissioni elettromagnetiche generate dalle parti di cavidotto percorse da corrente in BT mediante l'interramento degli stessi di 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 percorse da corrente mediante l'utilizzo di cavi di tipo elicordato di 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.

<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 <b>CONSULENZA E PROGETTI</b> www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 59 di 114

## 7.2 Gli inseguitori monoassiali

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

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



I moduli FV verranno installati su inseguitori monoassiali con caratteristiche tecniche assimilabili a quelle sviluppate dalla tecnologia Comal o similare.

La tecnologia dell'inseguimento solare lungo la direttrice Est-Ovest 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 in silicio cristallino.

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.

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.

La configurazione prevista in progetto è illustrata in Figura 7.1.

<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 <b>CONSULENZA E PROGETTI</b> www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 60 di 114

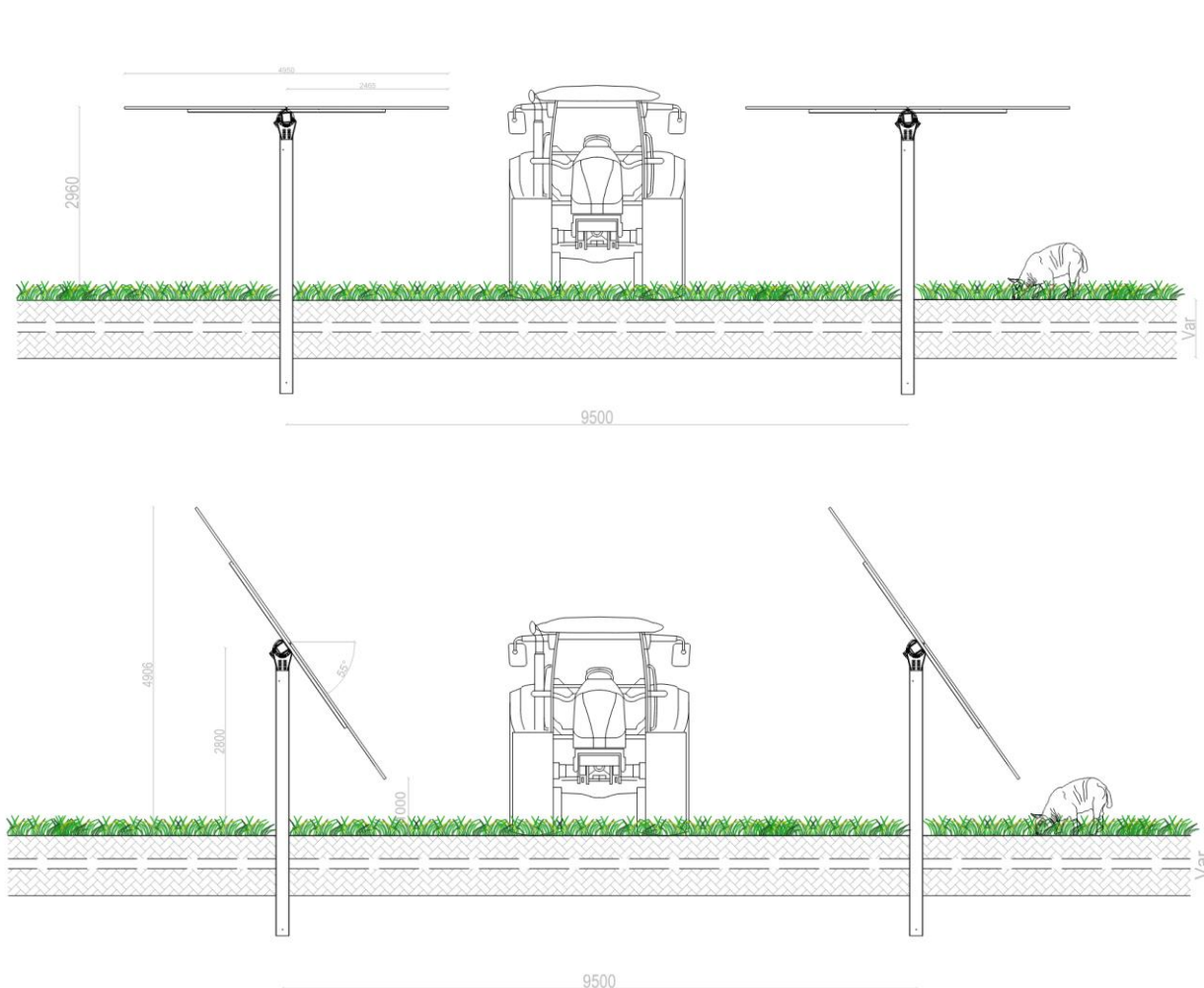




Figura 7.1 - Disposizione degli inseguitori solari e spazi utili per le lavorazioni agricole

### 7.2.1 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;

<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 61 di 114

- basso consumo elettrico;
- migliori prestazioni ambientali rispetto alle strutture fisse, assicurando maggiore luce e ventilazione al terreno sottostante.



Nel caso dell'impianto in progetto si prevede l'impiego delle seguenti strutture:

- Struttura 2x24 moduli fotovoltaici da 625 Wp disposti in portrait (30 kWp/tracker);
- Struttura 2x12 moduli fotovoltaici da 625 Wp disposti in portrait (15 kWp/tracker).

Ciascun inseguitore (vedasi Elaborato 036\_IT\_FTV-F-RUMA\_PDF\_C\_PAR\_036-a) sarà composto dei seguenti elementi:

- Componenti meccanici della struttura in acciaio: pali di sostegno (altezza circa 4,3 m compresa la porzione interrata) e profili tubolari (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 Omega e ancoraggio del pannello.
- Componenti asserviti al movimento: teste di palo (per montanti finali e intermedi di cui una supportante il motore). Una scheda di controllo elettronica per il movimento (una scheda può servire 10 strutture). 1 motore (attuatore elettrico lineare (mandrino) AC).
- L'interdistanza Est-Ovest tra gli assi di rotazione dei tracker è pari a 9,5 m.





<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 <b>CONSULENZA E PROGETTI</b> www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 62 di 114

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

Considerando la tabella seguente 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.

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



<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 63 di 114

### 7.2.3 I pali di sostegno

I pali di sostegno 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.



*Figura 7.2 – Fase di infissione dei pali con profilo omega (fonte Convert)*

<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 64 di 114

### 7.3 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 commercializzati dalla Jinko Solar, società leader nel settore del fotovoltaico.

Ciascun modulo, realizzato con n. 156 celle (2 x 78), presenta le caratteristiche meccaniche e dimensionali indicate in Figura 7.3.

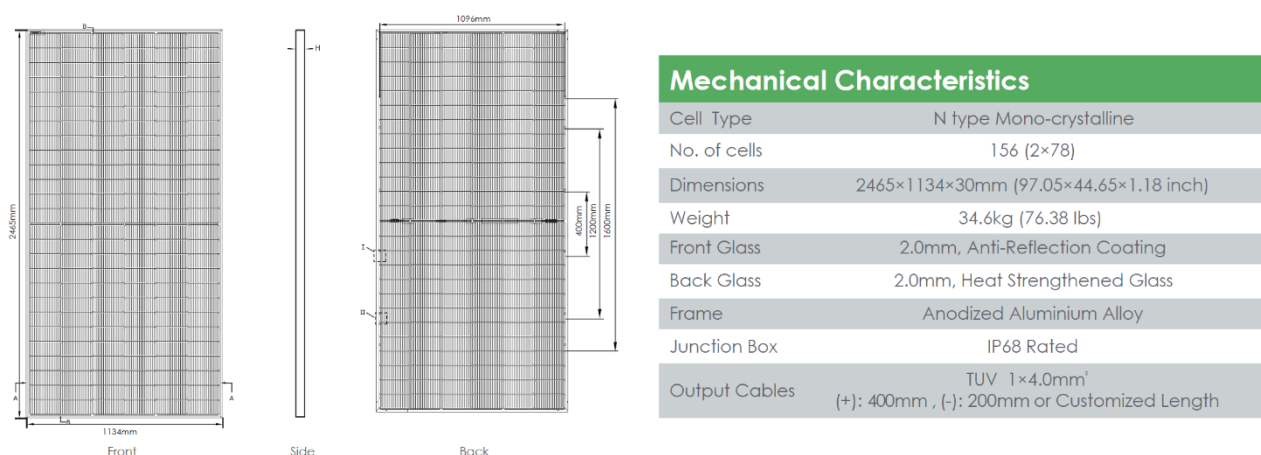


Figura 7.3 - Modulo Fotovoltaico Jinko Solar JKM625N-78HL4-BDV

Le caratteristiche tecniche dei moduli prescelti sono riportate in Tabella 7.1, riferite alle seguenti condizioni ambientali:

- Condizioni Test Standard (STC): Irraggiamento 1000 W/m<sup>2</sup> con spettro di AM 1,5 e temperatura delle celle di 25 °C.





<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 <b>CONSULENZA E PROGETTI</b> www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 65 di 114

Tabella 7.1: Dati tecnici Modulo fotovoltaico JKM625N-78HL4-BDV

Potenza massima ( $P_{max}$ ) [ $W_p$ ]	625
Tolleranza sulla potenza [ $W_p$ ]	0~+3 W
Tensione alla massima potenza ( $V_{mpp}$ ) [V]	46.1
Corrente alla massima potenza ( $I_{mpp}$ ) [A]	13.56
Tensione di circuito aperto ( $V_{oc}$ ) [V]	55.72
Corrente di corto circuito ( $I_{sc}$ ) [A]	14.27
Massima tensione di sistema [ $V_{dc}$ ]	1500
Coefficiente termico $\alpha P_{mpp}$ [%/°C] (NOCT $45 \pm 2^\circ$ )	-0.29 %/°C
Coefficiente termico $\alpha V_{oc}$ [%/°C] (NOCT $45 \pm 2^\circ$ )	-0.25 %/°C
Coefficiente termico $\alpha I_{sc}$ [%/°C] (NOCT $45 \pm 2^\circ$ )	+0.045 %/°C
Efficienza modulo [%]	22.36 %
Dimensioni principali [mm]	2465 x 1134 x 30
Numero di celle per modulo	156 (2 x 78)

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.

<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 <b>CONSULENZA E PROGETTI</b> www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 66 di 114

#### 7.4 Schema a blocchi impianto fotovoltaico

L'impianto in progetto può essere rappresentato in modo semplificato considerando lo schema a blocchi in Figura 7.4.

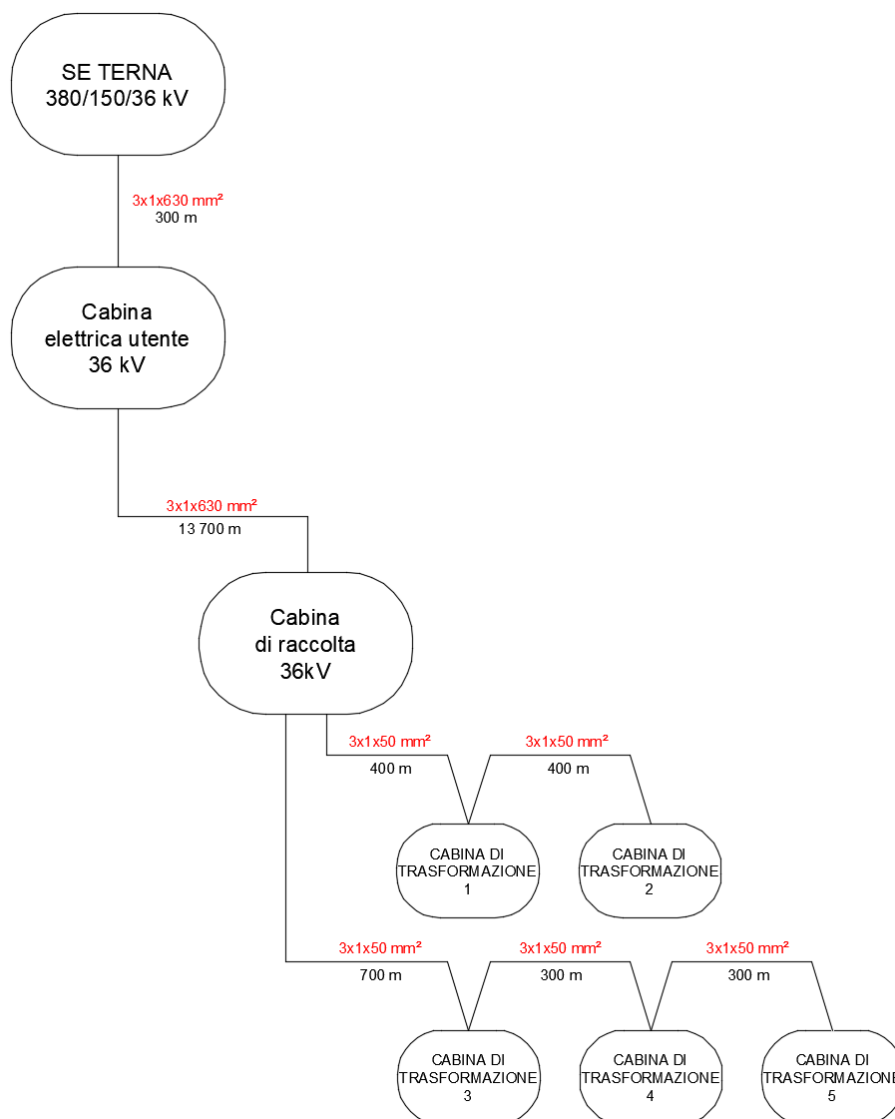




Figura 7.4 - Schema a Blocchi Impianto FV

In particolare, la struttura della distribuzione elettrica è del tipo radiale ed è realizzata, a partire dal punto di connessione alla rete Terna alla tensione di 36 kV, collegato mediante cavidotti a 36kV alla cabina di smistamento dell'impianto, sita nei pressi della futura SE RTN, successivamente la cabina di smistamento sarà connessa con la cabina di raccolta e quest'ultima con le cabine di trasformazione e infine le cabine di trasformazione con gli inverter distribuiti nel campo fotovoltaico.



<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 <b>CONSULENZA E PROGETTI</b> www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 67 di 114



Per maggiori dettagli si rimanda alle planimetrie riportate negli Elaborati 034\_IT\_FTV-F-RUMA\_PDF\_C\_PLN\_034-a e 039\_IT\_FTV\_F-RUMA\_PDF\_E\_PLN\_039-a, ed allo schema unifilare di impianto (Elaborato 038\_IT\_FTV\_F-RUMA\_PDF\_E\_SCH\_038-a).

### **7.5 Cabina elettrica utente**

La configurazione elettrica dell'impianto prevede la realizzazione di una cabina elettrica utente nei pressi della futura SE 36/150/380 kV della RTN da inserire in entra – esce alla linea esistente a 380 kV "Fiumesanto Carbo – Ittiri".

All'interno della menzionata cabina sarà installato 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.

Le dimensioni espresse in metri e la planimetria della cabina sono indicate in Figura 7.5.

<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 <b>CONSULENZA E PROGETTI</b> www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 68 di 114

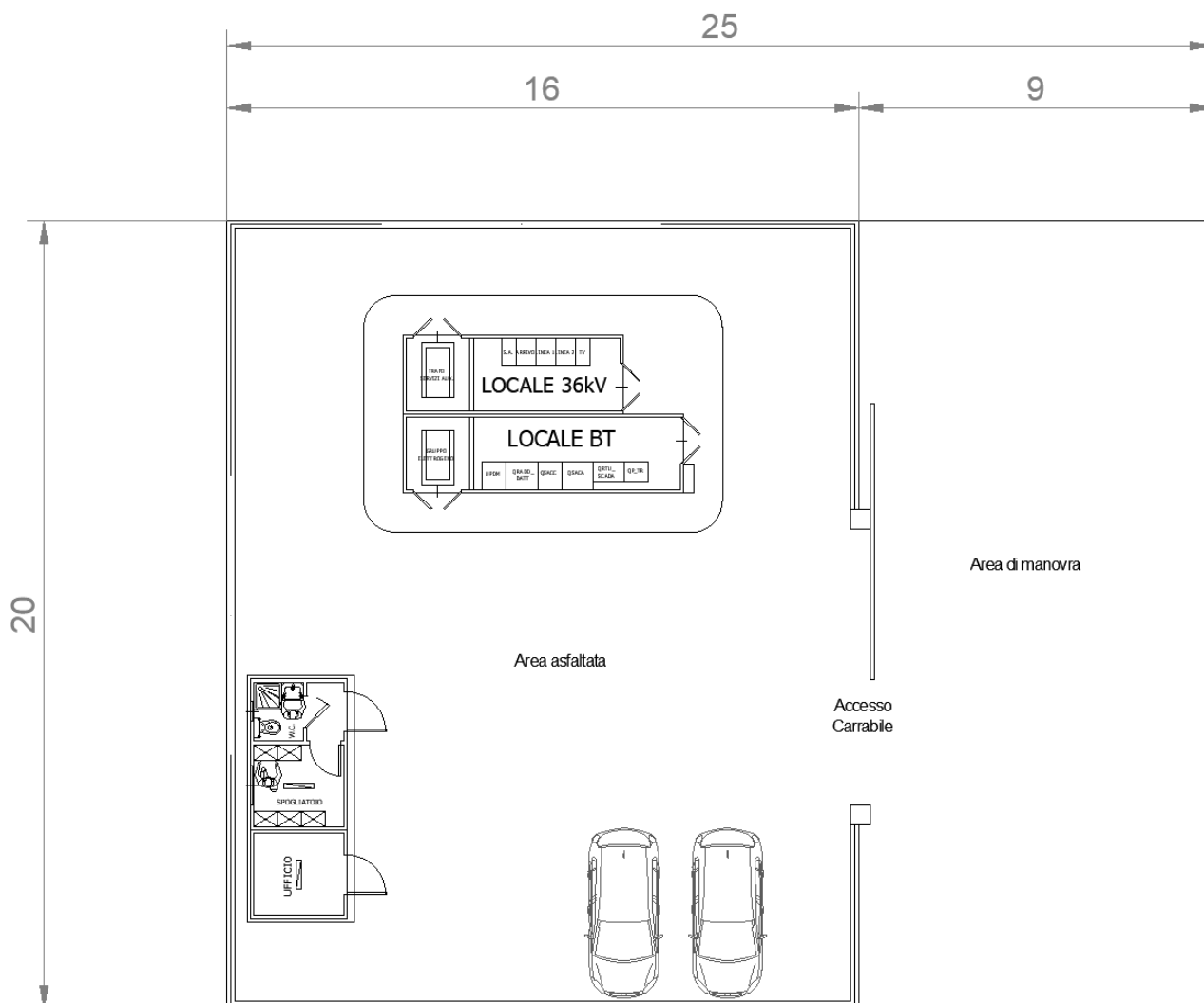




Figura 7.5 – Planimetria cabina elettrica utente

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.

Lo schema elettrico del quadro a 36 kV presente nella cabina elettrica utente è mostrato in Figura 7.6.



<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 70 di 114

## 7.6 Quadro Elettrico a 36 kV – Cabina di raccolta

Nella cabina di raccolta, installata nei confini perimetrali dell'impianto fotovoltaico, è prevista la realizzazione di un quadro a 36 kV, collettore di impianto, che raccoglie le linee in arrivo a 36kV dalle cabine di trasformazione dei vari sottocampi oltre ad alimentare i servizi ausiliari per l'area del campo fotovoltaico.

Le caratteristiche tecniche dei quadri a 36kV sono le seguenti:

- Tensione nominale/esercizio: 36-40,5 kV
- Frequenza nominale: 50 Hz
- N° fasi: 3
- Corrente nominale delle sbarre principali: fino a 2500 A
- Corrente di corto circuito: 25 kA/1s o 31,5 kA/0,5s
- Potere di interruzione degli interruttori alla tensione nominale: 25-31,5 kA
- Tenuta arco interno: 25 kA/1s o 31,5 kA/0,5s



Il quadro 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.

Ciascun quadro elettrico sarà formato da unità affiancabili, ognuna costituita da celle componibili e standardizzate, in esecuzione senza perdita di continuità d'esercizio secondo IEC 62271-200, destinato alla distribuzione d'energia a semplice sistema di sbarra.

Il quadro sarà realizzato in esecuzione protetta e sarà adatto per l'installazione all'interno in accordo alla normativa CEI/IEC. La struttura portante dovrà essere realizzata con lamiera d'acciaio di spessore non inferiore a 2 mm.

Il quadro dovrà garantire la protezione contro l'arco interno sul fronte del quadro fino a 40kA per 0.5 s (CEI-EN 60298).

Le celle saranno destinate al contenimento delle apparecchiature di interruzione automatica con 3 poli principali indipendenti, meccanicamente legati e aventi ciascuno un involucro isolante, di tipo "sistema a pressione sigillato" (secondo definizione CEI 17.1, allegato EE), che realizza un insieme a tenuta riempito con esafluoruro di zolfo (SF6) a bassa pressione relativa, delle parti attive contenute nell'involucro e di un comando manuale ad accumulo di energia tipo RI per versione SF1, (tipo GMH elettrico per SF2).

<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 <b>CONSULENZA E PROGETTI</b> www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 71 di 114

Gli interruttori saranno predisposti per ricevere l'interblocco previsto con il sezionatore di linea, e potranno essere dotati dei seguenti accessori:

- comando a motore carica molle;
- comando manuale carica molle;
- sganciatore di apertura;
- sganciatore di chiusura;
- contamanovre meccanico;
- contatti ausiliari per la segnalazione di aperto - chiuso dell'interruttore.

Il comando degli interruttori sarà del tipo ad energia accumulata a mezzo molle di chiusura precaricate tramite motore, ed in caso di emergenza con manovra manuale.

Le manovre di chiusura ed apertura saranno indipendenti dall'operatore.

Il comando sarà a sgancio libero assicurando l'apertura dei contatti principali anche se l'ordine di apertura è dato dopo l'inizio di una manovra di chiusura, secondo le norme CEI 17-1 e IEC 56.

Il sistema di protezione associato a ciascun interruttore cluster è composto da:



- trasduttori di corrente di fase e di terra (ed eventualmente trasduttori di tensione) con le relative connessioni al relè di protezione;
- relè di protezione con relativa alimentazione;
- circuiti di apertura dell'interruttore.

Il sistema di protezione sarà costituito da opportuni TA di fase, TO (ed eventualmente TV) che forniscono grandezze ridotte a un relé che comprende la protezione di massima corrente di fase almeno bipolare a tre soglie, una a tempo dipendente, le altre due a tempo indipendente definito. Poiché la prima soglia viene impiegata contro il sovraccarico, la seconda viene impiegata per conseguire un intervento ritardato e la terza per conseguire un intervento rapido, nel seguito, per semplicità, ci si riferirà a tali soglie con i simboli:

- I> (sovraccarico);
- I>> (soglia 51, con ritardo intenzionale);
- I>>> (soglia 50, istantanea);
- 67 protezione direzionale.

La regolazione della protezione dipende dalle caratteristiche dell'impianto dell'Utente. I valori di regolazione della protezione generale saranno impostati dall'Utente in sede di progetto esecutivo.



<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 72 di 114

Sono previste inoltre le seguenti protezioni:



- massima tensione (senza ritardo intenzionale) (soglia 59);
- minima tensione (ritardo tipico: 300 ms) (soglia 27);
- massima frequenza (senza ritardo intenzionale) (soglia 81>);
- minima frequenza (senza ritardo intenzionale) (soglia 81<);
- massima tensione omopolare V0 (ritardata) (soglia 59N).

### 7.7 Cavi di distribuzione dell'energia a 36 kV

Per l'interconnessione delle Cabine di trasformazione e per la connessione con il quadro della cabina di raccolta verranno usati cavi del tipo ARG7H1RX 36kV forniti nella versione tripolare riunito ad elica visibile (Figura 7.7).



*Figura 7.7 - Cavo del tipo ARG7H1RX tripolare ad elica visibile*

<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 <b>CONSULENZA E PROGETTI</b> www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 73 di 114

I cavi sono isolati in gomma HEPR di qualità G7, sotto guaina di PVC, con le seguenti caratteristiche:

- Cavi unipolari isolati in gomma HEPR di qualità G7, sotto guaina di PVC.
- Conduttore: alluminio, formazione rigida compatta, classe 2
- Strato semiconduttore: estruso (solo cavi U<sub>0</sub>/U ≥ 6/10 kV)
- Isolamento: gomma HEPR, qualità G7 senza piombo
- Strato semiconduttore: estruso, pelabile a freddo (solo cavi U<sub>0</sub>/U ≥ 6/10 kV)
- Schermo: fili di rame rosso con nastro di rame in controspirale
- Guaina: mescola a base di PVC, qualità Rz
- Colore: rosso

La tipologia di posa prevalente prevista è quella a trifoglio con cavi direttamente interrati in trincea schematizzata in Figura 7.8.

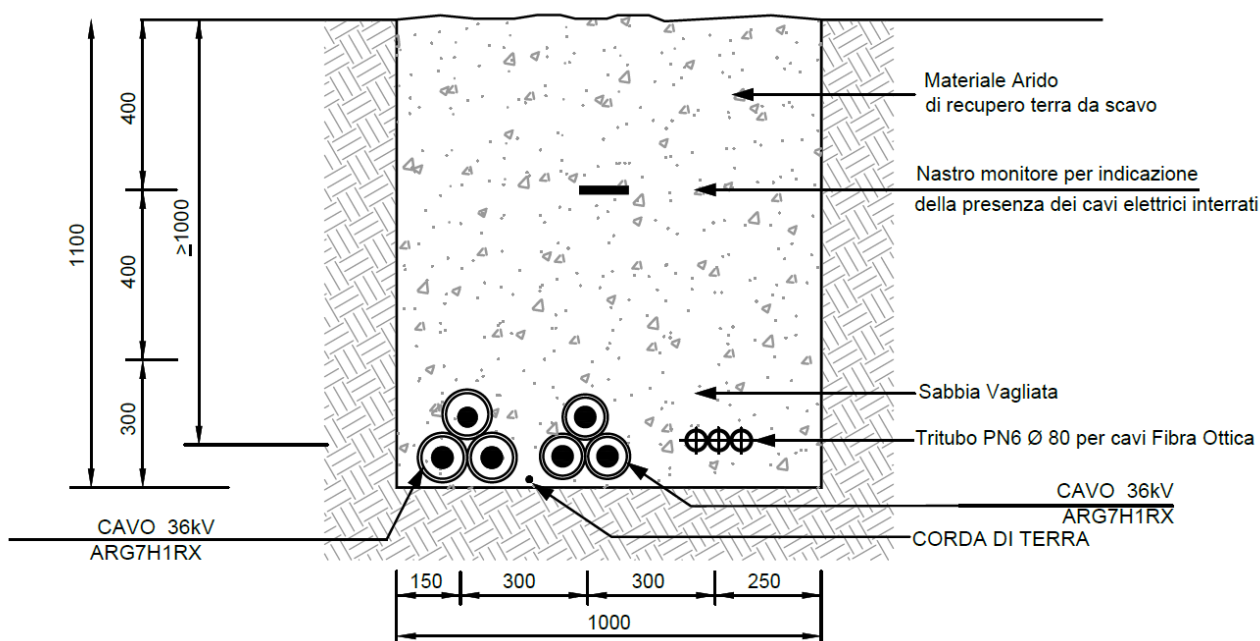




Figura 7.8 – Tipico modalità di posa cavo 36 kV

<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 <b>CONSULENZA E PROGETTI</b> www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 74 di 114



La profondità media di interrimento (letto di posa) sarà di 1,1 / 1,2 metri sotto il suolo; tale profondità potrà variare in relazione al tipo di terreno attraversato. Saranno inoltre previsti opportuni nastri di segnalazione. Normalmente la larghezza dello scavo della trincea è limitata entro 1 metro salvo diverse necessità riscontrabili in caso di terreni sabbiosi o con bassa consistenza. Il letto di posa può essere costituito da un letto di sabbia vagliata.

Nello stesso scavo, potrà essere posato un cavo con fibre ottiche e/o telefoniche per trasmissione dati.

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' e saranno protetti e segnalati superiormente da una rete in PVC e da un nastro segnaletico, ed 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.

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.

<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 <b>CONSULENZA E PROGETTI</b> www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 75 di 114



## 7.8 Inverter e cabine di trasformazione

La realizzazione dell'impianto fotovoltaico prevede l'impiego di n. 40 inverter per la conversione DC/AC di potenza 250 kW e di n. 5 cabine per la trasformazione 0,8/36 kV di potenza 2000 kVA.

Le caratteristiche tecniche principali degli inverter per la conversione DC/AC sono riportate in Tabella 7.2.

Tabella 7.2 - Caratteristiche tecniche inverter SG250HX

Type designation	SG250HX
<b>Input (DC)</b>	
Max. PV input voltage	1500 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	600 V / 600 V
Nominal PV input voltage	1080 V
MPP voltage range	600 V - 1500 V
MPP voltage range for nominal power	860 V - 1300 V
No. of independent MPP inputs	12
Max. number of PV strings per MPPT	2
Max. PV input current	26 A * 12
Max. current for input connector	30 A
Max. DC short-circuit current	50 A * 12
<b>Output (AC)</b>	
AC output power	250 kVA @ 30 °C / 225 kVA @ 40 °C / 200 kVA @ 50 °C
Max. AC output current	180.5 A
Nominal AC voltage	3 / PE, 800 V
AC voltage range	680 - 880V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 - 55 Hz, 60 Hz / 55 - 65 Hz
THD	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % In
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading - 0.8 lagging
Feed-in phases / connection phases	3 / 3
<b>Efficiency</b>	
Max. efficiency	99.0 %
European efficiency	98.7 %
<b>Protection</b>	
DC reverse connection protection	Yes
AC short circuit protection	Yes
Leakage current protection	Yes
Grid monitoring	Yes
Ground fault monitoring	Yes
DC switch/ AC switch	Yes / No
PV String current monitoring	Yes
Q at night function	Yes
PID protection	Anti-PID or PID recovery
Overvoltage protection	DC Type II / AC Type II
<b>General Data</b>	
Dimensions (W*H*D)	1051 * 660 * 363 mm
Weight	95kg
Isolation method	Transformerless
Ingress protection rating	IP66
Night power consumption	< 2 W
Operating ambient temperature range	-30 to 60 °C
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 - 100 %
Cooling method	Smart forced air cooling
Max. operating altitude	4000 m (> 3000 m derating)
Display	LED, Bluetooth+APP
Communication	RS485 / Optional: PLC
DC connection type	Amphenol UTX (Max. 6 mm <sup>2</sup> )
AC connection type	OT terminal (Max. 300 mm <sup>2</sup> )
Compliance	IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, IEC 61000-6-3, EN 50438, UNE 206007-1:2013, P.O.12.3, UTE C15-712-1:2013, UL1741, UL1741SA, IEEE1547, IEEE1547.1, CSA C22.2 107.1-01-2001, FCC Part15 Sub-part B Class A Limits, California Rule 21
Grid Support	Q at night function, LVRT, HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control

<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MW <sub>ac</sub>	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 76 di 114

Le cabine di trasformazione saranno realizzate in *container* e saranno caratterizzate da:

- n. 1 trasformatore da 2000 kW;
- n. 1 trasformatore ausiliari da 10 kVA;
- i quadri elettrici di sezionamento e manovra in BT e a 36kV;
- eventuali accessori e gruppi di misura;

Gli inverter, saranno del tipo sinusoidale IGBT autoregolati a commutazione forzata con modulazione a larghezza di impulsi (PWM - *Pulse Width Modulation*), in grado di operare in modo completamente automatico con MPPT (*Maximum Power Point Tracker*) indipendenti.

In Figura 7.9 si riporta lo schema elettrico per il gruppo di conversione.

## CIRCUIT DIAGRAM

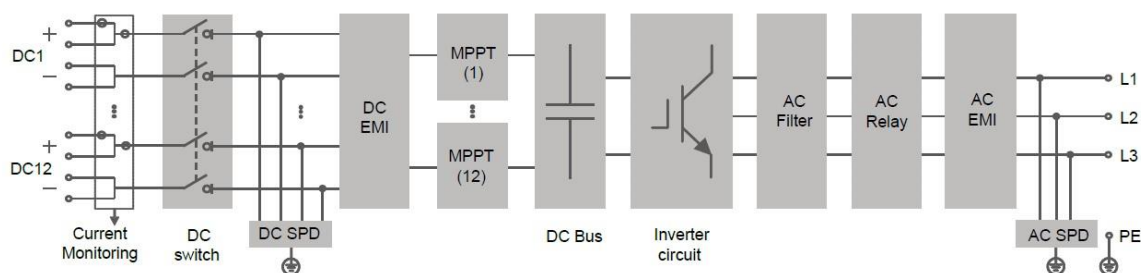




Figura 7.9— Schema elettrico inverter



<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 77 di 114

Le principali caratteristiche tecniche del trasformatore sono riportate in Tabella 7.3.

*Tabella 7.3 - Dati tecnici trasformatore*

Potenza nominale [kVA]	2000
Tensione nominale [kV]	36
Regolazione della Tensione lato AT	± 2,5%
Raffreddamento	ONAN
Isolamento	resina epossidica
Gruppo vettoriale	Dy11
Tensione corto circuito [Vcc%]	6

I dati tecnici principali del quadro a 36 kV previsto nella cabina sono riportati in Tabella 7.4.



*Tabella 7.4 - Dati tecnici quadro a 36 kV - cabina di trasformazione*

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

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

### **7.9.1 Cavi lato c.a. bassa tensione**

Per la distribuzione in BT saranno utilizzati cavi aventi le seguenti caratteristiche: cavo unipolare/multipolare FG16R16 per energia isolato in gomma etilenpropilenica ad alto modulo di qualità G16 Tensione nominale Uo/U: 0,6/1 k, sotto guaina di PVC, ovvero cavi del tipo FG7OR Tensione nominale Uo/U: 0.6/1kV con conduttore in rame, isolamento in gomma EPR e guaina in PVC, conforme a norma CEI 20-22 e CEI 20-34.

<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 78 di 114

I circuiti di sicurezza saranno realizzati mediante cavi FTG10(O)M1 0,6/1 KV - CEI 20-45 CEI 20-22 III / 20-35 (EN50265) / 20-37 resistenti al fuoco secondo IEC 331 / CEI 20-36 EN 50200, direttiva BT 73/23 CEE e 93/68 non propaganti l'incendio senza alogeni a basso sviluppo di fumi opachi con conduttori flessibili in rame rosso con barriera antifluoco.

#### 7.9.2 Cavi lato c.c. bassa tensione

Per collegamenti in c.c. verranno impiegati cavo unipolari adatti al collegamento dei vari elementi degli impianti fotovoltaici e solari, sigla H1Z2Z2-K con tensione nominale di esercizio: 1.0kV C.A. - 1.5kV C.C. (anche verso terra), colore guaina esterna Nero o Rosso (basato su RAL 9005 o 3000).

#### 7.9.3 Modalità di posa principale cavi b.t.

Tutte le linee di BT verranno posate con interrimento a una quota massima di 60 cm dal piano di calpestio, entro tubo corrugato in PVC posato su un letto in sabbia vagliata. Le condutture interrato saranno rese riconoscibili mediante un nastro per segnalazione cavi elettrici.

### 7.10 Quadri elettrici BT lato c.a.

I quadri elettrici saranno realizzati con struttura in robusta lamiera di acciaio con un grado di protezione IP55. I quadri elettrici di BT c.a. dovranno avere le caratteristiche riportate in Tabella 7.5.



Tabella 7.5 - Dati tecnici Quadri Elettrici BT c.a.

Tensione nominale [V]	690
Tensione esercizio [V]	400
Numero delle fasi	3F + PE
Livello nominale di isolamento tensione di prova a frequenza industriale per 1 min verso terra e tra le fasi [kV]	2,5
Frequenza nominale [Hz]	50
Corrente nominale sbarre principali.	3200 A

Ciascun quadro elettrico dovrà essere realizzato a regola d'arte nel pieno rispetto delle norme CEI EN 60439-1 (CEI 17-13), la direttiva BT e la direttiva sulla Compatibilità Elettromagnetica.

Ogni quadro dovrà essere munito di un'apposita targa contenente i suoi dati di identificazione, come richiesto dal punto 5.1 della norma 17-13/1.

La funzione degli apparecchi deve essere contraddistinta da apposite targhette. Le linee sulla morsettiera d'uscita devono essere numerate per una più agevole individuazione.

<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 <b>CONSULENZA E PROGETTI</b> www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 79 di 114

## 7.11 Misura dell'energia

### 7.11.1 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/impressa 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.

<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 <b>CONSULENZA E PROGETTI</b> www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 80 di 114

## 7.12 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.

<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 <b>CONSULENZA E PROGETTI</b> www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 81 di 114

### 7.13 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.

### 7.14 Stazione meteorologica



L'impianto verrà dotato di una stazione meteorologica montata ad un'altezza di almeno 10 m, dotata 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.



<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 <b>CONSULENZA E PROGETTI</b> www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 82 di 114

## 8 PROGETTAZIONE DELL'IMPIANTO AGRIVOLTAICO AVANZATO

### 8.1 La definizione normativa di "agro-voltaico"

La categoria degli impianti agro-fotovoltaici ha trovato una recente 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 con la recentissima L. 108/2021, ha introdotto, al comma 5, una definizione di impianto agro-fotovoltaico, 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, imprime al settore un preciso indirizzo programmatico e innesca il processo di diffusione del modello agro-fotovoltaico con moduli elevati da terra che consenta la coltivazione delle superfici interessate dall'impianto.

Nella norma non si rinviene un riferimento puntuale all'altezza di elevazione dei pannelli da terra idonea a consentire la pratica agricola; tale norma dovrebbe essere peraltro letta nel quadro della normativa storica - e tuttora attuale nella sostanza - che ha regolato il settore in Italia.

Tradizionalmente, infatti, gli impianti fotovoltaici si distinguevano – in riferimento alle modalità di installazione e a livello normativo - in *"impianti a terra"*, ovvero con moduli al suolo, ed *"impianti integrati"*, montati sui tetti o sulle serre agricole. Come previsto dall'art. 2 del D.M. 19.2.2007 e dall'art. 20 del D.M. 6.8.2010, *"gli impianti a terra"* ovvero *"con moduli ubicati al suolo"* vengono individuati e definiti normativamente come quelli *"i cui moduli hanno una distanza minima da terra inferiore ai due metri"*. Tale definizione, individuata a fini incentivanti nel periodo dei "conti energia", non è stata superata e modificata da nessuna fonte regolamentare o legislativa successiva e risulta pertanto ancora applicabile.

Coerentemente, ai sensi delle definizioni del D.M. 5 luglio 2012, la serra fotovoltaica è identificata come *"struttura di altezza minima di 2 metri, nella quale i moduli fotovoltaici costituiscono gli"*

<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 <b>CONSULENZA E PROGETTI</b> www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 83 di 114

*elementi costruttivi della copertura".*

Già da principio, mentre gli impianti integrati, ed in particolare le serre nel contesto agricolo, sono stati visti con favore ed incentivati, per gli impianti a terra in aree agricole sono state riconosciute problematiche legate alla competizione con l'uso agricolo, in riferimento, in particolare, all'occupazione di suolo. Per questo motivo, ed in particolare per effetto dell'art. 65 del D.L. n. 1/2012, gli impianti a terra sono stati esclusi dagli incentivi statali per il fotovoltaico, prima ancora che gli stessi incentivi cessassero di esistere.

Il D.L. 77/2021, quindi, si inserisce coerentemente con questo percorso regolatorio e riconosce agli impianti agro-fotovoltaici i benefici del supporto statale, differenziandoli, ancora una volta, dai semplici impianti 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 sopraelevare i moduli su strutture di altezza adeguata da permette pienamente la continuità delle attività di coltivazione.



## **8.2 Le Linee Guida ministeriali in materia di impianti agrivoltaici**

### **8.2.1 Premessa**

Le recenti 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.

<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 <b>CONSULENZA E PROGETTI</b> www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 84 di 114

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

<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 <b>CONSULENZA E PROGETTI</b> www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 85 di 114

legislativo n. 199 del 2021, potranno essere definiti ulteriori criteri in termini di requisiti soggettivi o tecnici, fattori premiali o criteri di priorità.

## 8.2.2 Caratteristiche e requisiti degli impianti agrivoltaici

### 8.2.2.1 Requisito A: riconducibilità dell'impianto alla definizione di "agrivoltaico"

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).

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

Dove:

Superficie di un sistema agrivoltaico ( $S_{tot}$ ): area che comprende la superficie utilizzata per coltura e/o zootecnia e la superficie totale su cui insiste l'impianto agrivoltaico;

#### 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".

<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.

<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 <b>CONSULENZA E PROGETTI</b> www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 86 di 114

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 %:

$$LAOR \leq 40\%$$

8.2.2.2 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 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

<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 <b>CONSULENZA E PROGETTI</b> www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 87 di 114

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:

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

### 8.2.2.3 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 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

<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



<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 <b>CONSULENZA E PROGETTI</b> www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 88 di 114

funzionali alla coltivazione).

Si conclude che:

Gli impianti di tipo 1) e 3) sono identificabili come impianti agrivoltaici avanzati che rispondo 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.

#### 8.2.2.4 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-approvvisionamento: 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;

<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 89 di 114

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

<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

<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 <b>CONSULENZA E PROGETTI</b> www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 90 di 114

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.



## 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

<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 <b>CONSULENZA E PROGETTI</b> www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 91 di 114

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).

### 8.2.3 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.

### 8.3 Rispondenza del progetto ai requisiti A, B, C, D ed E

I seguenti prospetti riepilogano sistematicamente l'osservanza dei requisiti previsti dalle LL.GG. ministeriali degli impianti agrivoltaici.

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

<b>S<sub>tot</sub></b>	<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 ricadono all'interno della recinzione)</i>
<b>S<sub>pv</sub></b>	<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>
<b>S<sub>energetica</sub></b>	<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>

<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 <b>CONSULENZA E PROGETTI</b> www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 92 di 114

### **S<sub>agricola</sub>**

*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).*

Nel caso specifico i suddetti indicatori sono così quantificati:



$$S_{\text{tot}} = 189.029 \text{ m}^2 = 18,9 \text{ ha}$$

$$S_{\text{pv}} = 50.903 \text{ m}^2 = 5,1 \text{ ha}$$

$$S_{\text{energetica}} = 135.802 \text{ m}^2 = 13,6 \text{ ha}$$

$$S_{\text{agricola}} = 138.943 \text{ m}^2 = 14,2 \text{ ha}$$



Nel proseguo si riporta la puntuale verifica dei predetti requisiti.

<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 <b>CONSULENZA E PROGETTI</b> www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 93 di 114



REQUISITO A.1 - Superficie minima per l'attività agricola	
<b>S<sub>tot</sub></b>	<b>18,9</b>
<b>0,7 S<sub>tot</sub></b>	<b>13,23</b>
<b>S<sub>agricola</sub></b>	<b>14,2</b>
<b>S<sub>agricola</sub> ≥ 0,7 S<sub>tot</sub></b>	
<b>VERIFICATO</b>	

REQUISITO A.2 - Percentuale di superficie complessiva coperta da moduli (LAOR)		
<b>S<sub>pv</sub></b>		<b>5,1</b>
<b>S<sub>tot</sub></b>		<b>18,9</b>
<b>LAOR (Land Area Occupation Ratio) = S<sub>pv</sub>/S<sub>tot</sub></b>	<i>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 del sistema agrivoltaico.</i>	<b>26,99 %</b>
<b>LAOR = 26,99 ≤ 40%</b>		
<b>VERIFICATO</b>		





<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 <b>CONSULENZA E PROGETTI</b> www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 94 di 114



REQUISITO B.1 - Continuità dell'attività agricola		
	<i>Ante operam</i>	<i>Post operam</i>
<b>Indirizzo produttivo</b>	Seminativi (Avena, Orzo, Trifoglio, Erbai Fave, semi, granella)	Prati permanenti e pascoli
<b>Indirizzo produttivo</b>	Vigneti – per uva da vino comune	Oliveti – per olive da olio
<b>Indirizzo produttivo</b>	Oliveti – per olive da olio	Api (alveari)
<b>Indirizzo produttivo</b>	Pascoli magri	
<b>Indirizzo produttivo</b>	Orti Familiari	
<b>a) coincidenza di indirizzo produttivo: valore medio della produzione agricola registrata sull'area (€/ha) (valori produzione standard 2017 Sardegna, fonte RICA)</b>	733,00 € (valore medio produzione Standard delle colture)	360,00 €
	6.613,00 €	1.548,00 €
	1.548,00 €	190,00 €
	132,00 €	
	0,00 €	
<b>Sup. (ha)/ unità * valore medio</b>	5.485,58 €	4.460,08 €
	2.212,05 €	3.170,61 €
	701,55 €	3.800,00 €
	948,95 €	/
	0,00 €	/
<b>(PS) - Produzione Standard</b>	<b>9.328,11 €</b>	<b>11.430,69 €</b>
<b>VERIFICATO</b>		

<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MW <sub>ac</sub>	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 <b>CONSULENZA E PROGETTI</b> www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 95 di 114



REQUISITO B.2 - Verifica della producibilità elettrica minima				
Modulo	Modulo FV in silicio monocristallino del tipo bifacciale JKM625N-78HL4-BDV della Jinkosolar®	Potenza nominale [W]		625
		Dimensioni	L [mm] =	2465
			P [mm] =	1134
		Sup. energetica	S <sub>energetica</sub> [ha] =	13,6
Impianto agrivoltaico Potenza = 11,45 MW	Producibilità elettrica annua dell'impianto agrivoltaico [GWh/anno] =			24,67
	FV <sub>agri</sub> = Producibilità elettrica annua per ha dell'impianto agrivoltaico [GWh/ha/anno] =			1,81
Impianto fotovoltaico standard* Potenza = 14,54 MW	Producibilità elettrica annua dell'impianto standard [GWh/anno] =			31,34
	FV <sub>standard</sub> = Producibilità elettrica annua per ha dell'impianto standard [GWh/ha/anno] =			2,30
*Inseguitori solari con interdistanze ridotte a valori standard				
FV <sub>agricola</sub> ≥ 0,6 FV <sub>standard</sub>				
VERIFICATO				

<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 <b>CONSULENZA E PROGETTI</b> www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 96 di 114

REQUISITO C - Adottare soluzioni integrate innovative con moduli elevati da terra				
TIPO 1	l'altezza media (inseguitori solari) dei moduli è studiata in modo da consentire la continuità delle attività agricole (o zootecniche) anche sotto ai moduli fotovoltaici	doppio uso del suolo	Attività Zootecnica	Hmed
		moduli fotovoltaici svolgono funzione sinergica alla coltura		1,8 m
Attività zootecnica - Hmed = 1,3 m		Attività colturale - Hmed = 2,1 m		
VERIFICATO PER ATTIVITÀ ZOOTECNICA				
REQUISITO D.1 - Monitoraggio del risparmio idrico				
Aziende con colture irrigue: analisi dell'efficienza d'uso dell'acqua consortile per evidenziare un miglioramento conseguente alla riduzione dovuta all'ombreggiamento causato dalla presenza del sistema agrivoltaico		Monitoraggio periodico del consumo d'acqua tra 2 tipologie di terreni irrigui attigui condotti con la medesima coltura ed entrambi connessi alla rete consortile  - una con prato stabile con i pannelli FV inclusa nel sistema agrivoltaico  - una con prato stabile senza FV incluse esterne al sistema agrivoltaico  La fornitura d'acqua dovrà essere misurata tramite l'inserimento di contatori lungo le linee di adduzione.  L'analisi e il confronto dei dati potrà evidenziare l'eventuale risparmio irriguo dovuto alla minor evapotraspirazione legata alla presenza dei pannelli FV.  Tale comparazione sul consumo irriguo dovrà tenere conto delle difficoltà di valutazione relative alla variabile climatica (esposizione solare).		
Redazione Relazione periodica redatta da parte del proponente				
VERIFICATO				



<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 <b>CONSULENZA E PROGETTI</b> www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 97 di 114

REQUISITO D.2 - Monitoraggio della continuità dell'attività agricola	
Esistenza e resa della coltivazione	<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>
Mantenimento dell'indirizzo produttivo	
Redazione Relazione Tecnica Asseverata di un Agronomo	
VERIFICATO	
REQUISITO E.1 - Monitoraggio del recupero della fertilità del suolo	
<i>Il miglioramento diretto della fertilità del suolo sarà garantito da: opportuna scelta di essenze in grado di fissare l'azoto atmosferico per il miscuglio costituente le colture foraggere il prato di leguminose e il pascolamento controllato. Inoltre attraverso i monitoraggi pedologici a cadenza biennali si potrà monitorare nel tempo il valore della sostanza organica del carbonio organico e dei microelementi (P, K, N). In fase di dismissione qualora il valore di fertilità dovesse essere inferiore allo stato ex ante si procederà ad attuare dei piani di concimazione adeguati, elaborati da un esperto agronomo o agrotecnico, adoperando letame maturo e residui vegetali che apporteranno al suolo nuova sostanza organica. In seguito si prevedono dei sovesci di leguminose al fine di migliorare la qualità del terreno, contenere i patogeni, fissare l'azoto atmosferico e mobilitare le sostanze nel terreno.</i>	
Redazione Relazione Tecnica Asseverata o Dichiarazione del proponente	
VERIFICATO	

<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 <b>CONSULENZA E PROGETTI</b> www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 98 di 114

REQUISITO E.2 - Monitoraggio del microclima			
<p><i>L'impatto di un impianto tecnologico fisso o parzialmente in movimento sulle colture sottostanti può alterare il normale sviluppo della pianta, favorire l'insorgere ed il diffondersi di fitopatie così come può mitigare gli effetti di eccessi termici estivi associati ad elevata radiazione solare determinando un beneficio per la pianta (effetto adattamento).</i></p>	<p><i>Monitoraggio tramite sensori per la misura di:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- <b>temperatura;</b></li> <li>- <b>umidità relativa;</b></li> <li>- <b>velocità dell'aria;</b></li> <li>- <b>radiazione;</b></li> </ul> <p><i>posizionati al di sotto dei moduli fotovoltaici e, per confronto, nella zona immediatamente limitrofa ma non coperta dall'impianto.</i></p>	<b>Temperatura ambiente esterno e retro-modulo</b> misurata con sensore PT100	<b>Umidità dell'aria ambiente esterno e retro-modulo</b> misurata con igrometri/psicrometri
		<b>Velocità dell'aria ambiente esterno e retro-modulo</b> misurata con anemometri	<b>Radiazione solare fronte e retro-modulo</b> misurata con un solarimetro
		Relazione Triennale di autocontrollo redatta dal Proponente	
		VERIFICATO	

8  
8  
8  
8

<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 <b>CONSULENZA E PROGETTI</b> www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 99 di 114

## 8 OPERE ACCESSORIE

### 8.1 Sistemazione dell'area e viabilità

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.

L'area sarà accessibile da ingressi posizionati in corrispondenza della viabilità locale esistente, come indicato nell'Elaborato 034\_IT\_FTV\_F-RUMA\_PDF\_C\_PLN\_034-a (*Impianto FV - Schema generale interventi - layout impianto e viabilità*).

La carreggiata stradale della viabilità di impianto presenterà una larghezza indicativa di 4 metri. La massicciata stradale sarà formata da una soprastruttura in materiale arido dello spessore di 0,30/0,40 m (Elaborato 035\_IT\_FTV\_F-RUMA\_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.

### 8.2 Recinzione e cancelli



Al perimetro dell'impianto FV è prevista la realizzazione di una recinzione in rete metallica a maglia romboidale sostenuta da pali infissi (vedasi particolari nell'Elaborato 036\_IT\_FTV\_F-RUMA\_PDF\_C\_PAR\_036-a).

I sostegni saranno costituiti da pali in ferro zincato dell'altezza di circa 2.5 metri; gli stessi verranno conficcati 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.

Per l'accesso entro i siti di impianto dovranno realizzarsi dei 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.



<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 100 di 114

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



### 8.3 Scavi per posa cavidotti

Le operazioni di scavo da attuarsi nell'ambito della costruzione del campo solare devono principalmente riferirsi all'approntamento degli elettrodotti interrati per la distribuzione di impianto.

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, a 36 kV e per le opere di regimazione idrica.

<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 <b>CONSULENZA E PROGETTI</b> www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 101 di 114

I volumi di scavo complessivamente stimati nell'ambito della fase di costruzione dell'opera sono pari a circa 14.600 m<sup>3</sup>, interamente riutilizzati in sito, come si evince dai prospetti di calcolo sotto riportati.

DISTRIBUZIONE ELETTRICA BT					
Lunghezza (m)		Larg. (m)	Prof. (m)	Volume scavo (m <sup>3</sup> )	Volume rinterro (m <sup>3</sup> )
Impianto FV	9.600,00	0,3	0,6	1 728,00	1 728,00
<b>TOTALE</b>				<b>1 728,00</b>	<b>1 728,00</b>



**ECCEDENZE A RECUPERO/SMALTIMENTO** **0,00**

DISTRIBUZIONE ELETTRICA 36kV					
Lunghezza (m)		Larg. (m)	Prof. (m)	Volume scavo (m <sup>3</sup> )	Volume rinterro (m <sup>3</sup> )
Impianto FV	1 900,00	1	1,1	2 090,00	2 090,00
Cavidotto	14 000,00	0,7	1,1	10 780,00	10 780,00
<b>TOTALE</b>				<b>12 870,00</b>	<b>12 870,00</b>

**ECCEDENZE A RECUPERO/SMALTIMENTO** **0,00**

CANALETTE REGIMAZIONE IDRICA					
Lunghezza (m)		Larg. (m)	Prof. (m)	Volume scavo (m <sup>3</sup> )	Volume rinterro (m <sup>3</sup> )
2.800,00		0,5	0,5	700,00	-
<b>TOTALE</b>				<b>700,00</b>	<b>-</b>

**Riutilizzo in sito per rimodellamenti** **700,00**

<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 <b>CONSULENZA E PROGETTI</b> www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 102 di 114

## 8.4 Interventi di mitigazione e inserimento ambientale

Al fine di contenere i potenziali impatti negativi, le buone pratiche pubblicate dalla Commissione Europea per mitigare gli effetti del consumo di suolo suggeriscono di adottare misure di mitigazione che prevedano l'utilizzo di materiali o metodi di costruzione ecosostenibili. Ciò al fine di favorire la permeabilità del terreno e limitare la perdita completa delle funzioni del suolo nello specifico sito.

La realizzazione del campo solare in progetto, inoltre, configura l'opportunità di individuare mirate misure di compensazione in grado di incidere positivamente sulle limitazioni d'uso riscontrate, come più oltre evidenziato.

### 8.4.1 Area delle cabine elettriche



Nel caso in esame in riferimento alle aree in cui verranno realizzate le cabine elettriche interne al campo, non può evitarsi l'impermeabilizzazione del suolo. La potenziale perdita di suolo che origina dalle attività preparatorie del terreno pertinenti alle fondazioni delle cabine, potrà essere efficacemente mitigata avendo cura di accantonare gli strati superficiali di suolo (primi 30 cm) al fine di risistemarli integralmente nelle superfici limitrofe a scavi terminati. Attraverso questa misura di compensazione è possibile migliorare la qualità di suoli con scarsa o ridotta potenzialità d'uso riscontrati localmente all'interno delle superfici d'interesse. Nelle fasi di dismissione dovrà essere prevista la rimozione dello strato impermeabilizzato. La procedura prevede il dissodamento del terreno sottostante, la **rimozione del materiale estraneo e la ristrutturazione del profilo pedologico**. Per completare l'opera di ripristino potrebbe essere necessario l'aggiunta di terreno vegetale scavato nel sito.

La de-impermeabilizzare ha come obiettivo il recupero di un reale collegamento col sottosuolo naturale attraverso la rimozione del materiale estraneo e la ristrutturazione del profilo pedologico. Se adeguatamente gestito, questo sistema permette di recuperare una parte considerevole delle funzioni del suolo.

### 8.4.2 Area del sottosistema energetico e attività agro-pastorali.

Il campo solare permette la piena compatibilità con le attività di pascolo ovino conciliando contemporaneamente in questo modo l'utilizzo agro-zootecnico con la produzione energetica oltre ad essere. In tal senso si prevedono dei prati pascoli permanenti, questi concorreranno al raggiungimento di un ulteriore obiettivo ovvero la conservazione e il mantenimento dei suoli nel tempo in assenza di lavorazioni agricole.

Gli animali potranno pascolare liberamente tra i pannelli solari e disporre di strutture utili a proteggerli dalla pioggia, dal vento e soprattutto dall'eccessiva esposizione solare nel periodo estivo.



<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 <b>CONSULENZA E PROGETTI</b> www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 103 di 114

Per quanto riguarda la viabilità, il materiale inerte di cava che verrà utilizzato per la realizzazione delle piste di esercizio dovrà essere rimosso completamente nelle fasi di dismissione.

#### 8.4.3 Coinvolgimento degli esemplari di ulivo

L'impatto a carico della coltura arborea è legato alla necessità di rimozione degli alberi di ulivo interferenti nelle fasi di cantiere. Risulta pertanto prevedibile la necessità della rimozione degli esemplari arborei stimati per un numero di circa 45 unità. Come misura mitigativa si prevede l'espianto e il reimpianto di tutti gli esemplari coinvolti in ottemperanza alla vigente normativa regionale L.R. n. 9/2006 "Conferimento di funzioni e compiti agli enti locali", art. 35, comma 1, lettera b) espianto di piante di ulivo. Direttive di attuazione". Il reimpianto è previsto all'interno delle superfici del sistema agrivoltaico secondo quanto previsto nel Progetto funzionale del sistema agrivoltaico (elaborato IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/PLN/049-a).

Al fine di garantire la conformità del paesaggio agricolo, si suggerisce come misura mitigativa la realizzazione, nelle aree idonee, di una fascia monofilare produttiva di ulivo cipressino da predisporre lungo il perimetro del campo solare. Utilizzato come frangivento questa varietà di ulivo si caratterizza per avere una chioma folta e compatta con portamento assurgente, cui ramificazioni crescono verso l'alto come l'albero di cipresso, da cui il nome. Tali misure potranno concorrere al raggiungimento di diversi obiettivi quali: la mitigazione dell'impatto visivo degli inseguitori solari; il mantenimento del paesaggio agrario; rafforzamento della connettività ecologica e produzione agricola.

<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 <b>CONSULENZA E PROGETTI</b> www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 104 di 114

## 9 DESCRIZIONE DEL PROCESSO COSTRUTTIVO

Nel seguito, in accordo con i disposti della D.G.R. 3/25 del 23/01/2018, sarà fornita una sintetica descrizione delle attività costruttive finalizzate alla realizzazione dell'impianto fotovoltaico in oggetto.

### 9.1 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.

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

Il cantiere per la realizzazione dell'impianto FV sarà situato in comune di Sassari, in località "Binzas Noas"

La disponibilità di adeguate superfici per l'allestimento dei baraccamenti di cantiere, la delimitazione di aree di deposito e lavorazione potranno essere individuati all'interno delle aree di sedime dell'impianto FV in progetto.

L'accesso al cantiere è assicurato dalla presenza della viabilità locale, che per dimensioni e caratteristiche costruttive, risulta adeguata al transito dei mezzi d'opera. In particolare, l'accesso alle aree di impianto potrà avvenire dalla S.S 291 (Strada Statale 291 della Nurra), accendendo alla esistente viabilità vicinale che conduce alle aree di intervento.



### 9.3 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.);

<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 <b>CONSULENZA E PROGETTI</b> www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 105 di 114

- la realizzazione dell'impianto di messa a terra;
- il picchettamento;
- l'individuazione e allestimento degli spazi di lavorazione (banco del ferraio, 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 dei *tracker*, l'approvvigionamento, il sollevamento ed il montaggio dei componenti degli inseguitori fotovoltaici, 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 per l'alloggiamento dei quadri elettrici BT e a 36 kV:** 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 alle cabine di trasformazione e, dei cavi a 36 kV per la connessione alla cabina colletttrice a 36 kV.

**6) 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



<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 106 di 114

conversione, continuità elettrica e connessioni tra moduli, messa a terra di masse e scaricatori, ecc.).

**7) 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.

#### 9.4 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.

#### 9.5 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

<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 <b>CONSULENZA E PROGETTI</b> www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 107 di 114

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 9.1) tale situazione di pericolo durante l'installazione e manutenzione degli impianti FV.



Figura 9.1 - Segnaletica da utilizzare per i lavori sugli impianti FV

## 9.6 Tempi di realizzazione

La durata complessiva dei lavori è indicativamente stimata in circa 10 mesi a decorre dall'apertura del cantiere (Elaborato 017\_IT\_FTV\_F-RUMA\_PDF\_C\_CP\_017-a\_Cronoprogramma degli interventi). 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.

<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 108 di 114

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

### 10.1 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.

**Importo complessivo: € 130.000,00 ca**, pari a circa 4 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: € 1.160.000,00 ca (pari al 15% circa sul totale lavori), equivalenti a circa 40 addetti coinvolti nell'ambito del processo costruttivo.**



#### Fase di Gestione Operativa

Valutata 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 **228.800 €/anno per i 20 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 **68.700,00 €/anno**, valutabile nel contributo di circa 2/3 addetti locali/anno.

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

<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 <b>CONSULENZA E PROGETTI</b> www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 109 di 114



## 11 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.

### 1.1 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.

<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 <b>CONSULENZA E PROGETTI</b> www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 110 di 114

- 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 residui dei processi di depurazione. (19A05099) (GU Serie Generale n.186 del 09-08-2019)

## 1.2 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

<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 111 di 114



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".

### **1.3 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.



<b>COMMITTENTE</b> 	<b>OGGETTO</b> IMPIANTO AGRIVOLTAICO DENOMINATO "F-RUMA" IN LOCALITÀ "FRAZIONE RUMANEDDA - NURRA" DELLA POTENZA NOMINALE DI 10 MWac	<b>COD. ELABORATO</b> IT/FTV/F-RUMA/PDF/C/RT/001-a
 CONSULENZA E PROGETTI www.iatprogetti.it	<b>TITOLO</b> RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA	<b>PAGINA</b> 112 di 114

- 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.

#### 1.4 Norme dell'AEEG

- 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).