

**REGIONE SARDEGNA**  
**COMUNE DI OLMEDO**  
**COMUNE DI SASSARI**  
*Provincia di Sassari*



Fase progettuale

## PROGETTO DEFINITIVO

Elaborato

## ANALISI ENERGETICA E PRODUCIBILITÀ

Titolo del Progetto

**IMPIANTO AGRIVOLTAICO denominato "OLMEDO" sito nel Comune di OLMEDO, in località Brunestica, e nel Comune di SASSARI, in località Nurra, Provincia di Sassari, Regione Sardegna, di potenza nominale 132,126 MWp (DC), con annesso sistema di accumulo a batterie di potenza 40 MW (AC), comprese opere di connessione in antenna alla nuova SSE 380/150/36 kV della RTN da realizzare nel Comune di Sassari, con potenza di immissione di 99,7 MW (AC)**

Procedura

**Valutazione di Impatto Ambientale ex art.23 D.Lgs.152/06**

ID progetto	LS-16386	Cod Id elaborato	OLMEDO_T	Tipologia	Relazione			Disciplina	ELETTROTECNICA
Doc Master	RELAZIONE GENERALE		Allegato T All PD	Pagine	30	Foglio	N/A	File	Rel_Ener.doc
Class. Sic.		Formato stampa	A4	Scala	N/A			Scala CAD	N/A

<p><b>Il progettista supervisore e validatore</b> <b>Ing. Claudio Gatti</b> iscritto all'Ordine degli Ingegneri di Modena al n. 1389 Se. A</p>				<p><b>Il progettista Ing. Bruno Lazzoni - Direttore Tecnico - Coordinatore Team</b> <b>Gruppo di progettazione</b> Ing. Fiammetta Sau - Paesaggista Arch. Andrea Manca - Cartografie, fotinsegni, analisi vincoli, progetto architettonico Arch. Claudia Barbara Bienaimé - Urbanista, Visure, Agenzia Territorio, CDU Ing. Daniele Nesti - Civile, Strutturale, Sismico, Idraulico, Ambientale Ing. Bruno Lazzoni - Elettrico, DPA, scariche atmosferiche, connessione SSE Ing. Alberto Locci - Elettrotecnico, Accumulo, Connessione SSE AT/MT Ing. Pierluca Mussi - Sicurezza ex D. Lgs 81/08 Ing. Fabio Angeloni - Elettrotecnico, Antincendio, DPA, scariche atmosferiche Ing. Mattia Tartari - Energetico, Elettrico, Ambientale Dott. Luca Sanna - Archeologo Dott. Andrea Serrelli - Geologo, geotecnico, idrogeologico Dott. Accossu Roberto - Agronomo, pedologo Ing. Federico Miscali - Acustico Dott.ssa Sara Vatteroni - Giurista, Sociologa</p>					
<p><b>L'Amministratore Unico</b> <b>Luca Arduini</b> <b>Jacopo Baldessarini</b>  Iscritto ASSIREP n. 1413 - Legge n. 4/2013</p>				<p><b>Senior Project Manager</b></p>					
 <p>C.L.R. Service S.r.l. Via Pietro Fornaciari Chittoni 19 42122 Reggio Emilia C.F./P.IVA 03382330367 - REA CCIAA RE - 320885 Tel. +390522 - Pec: clrservice@legalmail.it</p>				 <p>Studio di Ingegneria e Consulenza Lazzoni Ing. Bruno Viale XX Settembre 250 bis - 54033 Carrara (MS) C.F. LXXBRN67B1888320 - P.IVA 01135640454 Tel. +393426116566 - Pec: bruno.lazzoni@ingpec.eu</p>					

<p><b>Committente</b></p> 		<p><b>Il rappresentante legale Dott. Giovanni Mascari</b> <b>LIGHTSOURCE RENEWABLE ENERGY ITALY SPV 12 S.r.l.</b> Via Giacomo Leopardi, 7 - CAP 20123 Milano (MI) - Italy - C.F./P.IVA 12593730968 - REA MI 2671974 Cap. Soc. € 10.000 iv - Tel. +39 02 99999999 - www.lightsourcebp.com - Pec: lightsourcespv_12@legalmail.it</p>							
---	--	--	--	--	--	--	--	--	--

Revisione	N.	Data	Descrizione	Redatto	Controllato	Validato	Approvato
	03	24/04/2023	Revisione	Mattia Tartari	MT	Studio Lazzoni	BL
02	10/04/2023	Revisione	Mattia Tartari	MT	Studio Lazzoni	BL	CLR Service S.r.l. CG LSREI SPV 12 GM
01	12/03/2023	Prima Emissione	Mattia Tartari	MT	Studio Lazzoni	BL	CLR Service S.r.l. CG LSREI SPV 12 GM

Questo documento contiene informazioni di proprietà dello Studio di Ingegneria Lazzoni Ing. Bruno e deve essere utilizzato esclusivamente dal destinatario in relazione alle finalità per le quali è stato ricevuto. E' vietata qualsiasi forma di riproduzione o di divulgazione senza l'esplicito consenso dello Studio di Ingegneria Lazzoni Ing. Bruno.  
This document contains information proprietary to Studio di Ingegneria Lazzoni Ing. Bruno and it will have to be used exclusively for the purposes for which it has been furnished. Whichever shape of spreading or reproduction without the written permission of Studio di Ingegneria Lazzoni Ing Bruno is prohibiti.

## INDICE

<b>DESCRIZIONE GENERALE DEL PROGETTO</b> .....	<b>3</b>
Finalità e inquadramento generale dell'intervento.....	3
La Sottostazione Elettrica Utente e l'elettrodotto di connessione.....	3
Descrizione generale dell'opera.....	7
Dati della centrale fotovoltaica.....	7
Il Sistema di Accumulo (SdA): .....	10
La Sottostazione Elettrica Utente e l'elettrodotto di connessione.....	11
<b>RADIAZIONE SOLARE</b> .....	<b>12</b>
<i>Finalità e inquadramento generale dell'intervento</i> .....	12
Definizioni.....	13
La radiazione solare del sito.....	15
La radiazione solare media annua .....	15
L'Atlante Solare della Sardegna.....	15
L'Atlante Solare italiano .....	16
Radiazione solare media annua su base giornaliera nel sito di riferimento.....	16
<b>DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO</b> .....	<b>18</b>
Caratteristiche elettriche del modulo fotovoltaico .....	18
Caratteristiche elettriche del gruppo di conversione.....	19
Dimensionamento elettrico del sistema.....	19
Dimensionamento meccanico del sistema.....	20
<b>ANALISI DELLE PERDITE</b> .....	<b>21</b>
Perdite per ombreggiamenti.....	21
Perdite per incompleto sfruttamento della radiazione solare e riflessione .....	22
Perdite per elevata temperatura sui moduli .....	22
Perdite per mismatch .....	23
Perdite per sporcizia.....	24
Perdite ohmiche sui cablaggi in corrente continua.....	24
Perdite per rendimento di conversione dell'inverter.....	24
Perdite ohmiche sui cablaggi in corrente alternata inverter-cabine di parallelo .....	24
Perdite nei trasformatori .....	28
Perdite ohmiche sui cablaggi in corrente alternata cabine di parallelo e di raccolta.....	28
<b>PERFORMANCE RATIO e PRODUCIBILITÀ</b> .....	<b>30</b>
PRODUCIBILITÀ ATTESA.....	30

**E' VIETATA LA RIPRODUZIONE DI QUESTO DOCUMENTO SENZA  
 PREVENTIVA AUTORIZZAZIONE SCRITTA DELLA SOCIETÀ  
 LIGHTSOURCE RENEWABLE ENERGY ITALY SPV 12 S.R.L**

## DESCRIZIONE GENERALE DEL PROGETTO

### *Finalità e inquadramento generale dell'intervento*

#### La Sottostazione Elettrica Utente e l'elettrodotto di connessione

La presente relazione, allegata al progetto definitivo per la richiesta di valutazione di impatto ambientale e conseguente autorizzazione unica, ha per oggetto ***l'analisi energetica e della producibilità*** in relazione alla *costruzione ed esercizio di una centrale di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile, in particolare agrivoltaico, come citato in premessa.*

Il progetto presentato riguarda l'intenzione di due attori, una della filiera energetica, ed uno della filiera agricola, di unirsi nella valorizzazione energetica-agricola ed agricola-energetica di terreni sia coltivati sia non coltivati, nell'ottica di migliorare sia i risparmi energetici, sia la producibilità di energia da fonti rinnovabili eliminando le fonti fossili, sia di integrare e sviluppare la attività agricole dirette (coltivazione e pastorizia), sia indirette (agriturismo, naturalismo).

Ai fini della titolarità del progetto agrivoltaico e relative richieste prima autorizzative, poi realizzative ed infine gestionali, la parte energetica agrivoltaica è richiesta dall'investitore industriale energetico come da normativa vigente e si riferisce alla volontà di realizzare una centrale agrivoltaica di tipo avanzato per permettere al partner agricolo di poter continuare ad esercire le proprie attività agricole, anche potenziandole in qualità e quantità, in quasi tutta l'area messa a disposizione, ovviamente al netto dello spazio per i pali degli inseguitori monoassiali, delle platee delle cabine e delle poche strande interne e di quella periferica e del sistema di accumulo; ma la lordo di alcuni appezzamenti di tera ad oggi non coltivati e che grazie all'investimento energetico saranno resi produttivi.

*La centrale agrivoltaica è costituita da un impianto fotovoltaico con generatore su tracker monoassiali per circa 163 Ha denominata "Olmedo", nel seguito "centrale" o "impianto", (ex D.P.R. 387/03, DM 18 09 2010, D.Lgs 199/2021 e s.m.i.), con una potenza nominale Pn di 132,126 MWp su un'area agricola di 400 Ha nei Comuni di Sassari ed Olmedo, provincia di Sassari, regione Sardegna, con annesso sistema di accumulo a batterie di potenza Pacc 40 MW (AC), comprese opere di connessione in AT, con potenza di immisione Pimm di 99,7 MW (AC), in doppia antenna sugli stalli di una nuova Sotto Stazione Elettrica 380/150/36 kV della RTN, nel seguito SSE, con un cavidotto da realizzarsi interamente su strada pubblica per circa 10,7 km dal cancello che funge da punto di consegna.*

Il progetto della **centrale agrivoltaica "Olmedo"** è proposto dalla società industriale energetica **Lightsource Renewable Energy Italy SPV 12 S.r.l.** con sede in Milano, Via Giacomo Leopardi nc 7, codice fiscale e Partita IVA 12593730968, nel seguito *LSREI SPV 12*: l'investitore energetico realizzerà la centrale agrivoltaica sulle aree agricole della *società agricola Agriolmedo S.r.l.*, con sede in Reggio Emilia, Via Pietro Fornaciari Chittoni 19, codice fiscale e Partita IVA 02906150350, nel seguito *Agriolmedo*.

La società *Agriolmedo* ha acquisito 400 ha di terreni agricoli ed annessi edifici suddivisi in quattro lotti dagli attuali proprietari eredi Isoni/Testoni, eredi Puledda, eredi Sardu nel Comune di Olmedo ed eredi Tedde nel Comune di Sassari: di queste quella prevalente denominata Tedde, da cui il nome al progetto, è la principale attività agricola che occupa oltre la metà dell'area agricola, esistente da oltre quarant'anni, che sarà rilevata con tutte le sue attività agricole attive quando il progetto sarà stato autorizzato come da contratti preliminari intercorsi, assieme alle attività agricole attive sugli altri terreni acquisiti dei lotti Sardu, Puledda, Isoli/Testoni; così come saranno riattivate nuove attività agricole in quei terreni oggi non coltivati. Nell'allegato "04 ALL PD - CAT Inquadramento Catastale" e nella relativa relazione "67 ALL PD - PP - Piano particellare proprio delle aree disponibili", sono evidenziati tutti gli estremi catastali

delle aree di riferimento della parte agricola del progetto e dei relativi edifici, nonché quelli del solo intervento agrivoltaico.

**L'area agricola di riferimento del progetto** che sarà effettivamente a disposizione della società agricola Agriolmedo S.r.l. è stata ad oggi ridotta a **385,6 ha**, avendo escluso 14,4 ha durante il perfezionamento degli atti preliminari isa per evitare servitù terze quali quella del vecchio tracciato della Ferrovia sia per esigenze dei proprietari attuali di mantenere una piccola parte dell'area ceduta.

La società *LSREI SPV 12* ha congiuntamente stipulato con la società *Agriolmedo* dei contratti preliminari condizionati di cessione del diritto di superficie di tutte le suddette aree, come meglio identificata in Fig. 1 ove in rosso è contornato il perimetro catastale dell'area agricola di riferimento ed in verde quella dell'intervento energetico agrivoltaico: una volta ottenuta l'autorizzazione alla costruzione ed esercizio della centrale agrivoltaica la società *LSREI SPV 12* procederà alla stipula del contratto definitivo di cessione del diritto di superficie per trent'anni limitatamente alle aree che saranno oggetto della centrale agrivoltaica, come definite dalla recinzione perimetrale riportata in verde nella stessa figura 1, ove è anche indicata la fascia perimetrale di mitigazione ad arbusti locali ed ulivo di non meno di 5 mt attorno a tutto il perimetro dell'area della centrale agrivoltaica e che sarà realizzata in accordo con la società agricola Agrivoltaica al di fuori della recinzione dell'area energetica ma sempre nella superficie che resta ad essa a disposizione.

La società energetica *LSREI SPV 12* assieme alla società agricola *Agriolmedo* realizzerà nell'area della centrale agrivoltaica un'importante attività agricola *avendo in progetto sia di mantenere quelle preesistenti di pastorizia di ovini e di coltivazione a pascolo e cereali per foraggio (zona Nord, Nord Est, Sud Est e centrale), sia di avviare di nuove in tutta l'area che avrà a propria disposizione (Zona Ovest e Sud Ovest in particolare), sia nei terreni già dotati di fascicolo agricolo sia in quelli attualmente non coltivati* (lo erano meno di cinque anni fa a cura dell'agricoltore poi deceduto e di cui gli eredi non hanno continuato la lavorazione): in particolare sotto i tracker monoassiali portamoduli nella zona a nord, ovest e sud ovest (contornata in magenta nella figura 2) sarà prevista la coltivazione di erbe da foraggio con pastorizia di ovini, specialmente pecore incrementandone il numero rispetto all'attuale; nelle altre aree a nord est e sud est (contornate in ciano nella figura 2) saranno avviate nuove *coltivazioni di erbe officinali come lentischio, cisto, corbezzolo, mirto, lavanda*. In particolare è intenzione della società agrienergetica e di quella agricola coltivare la macchia mediterranea presente ora allo stato brado e distribuita in maniera rada e incolta sia per migliorare la presenza e qualità nelle aree oggi abbandonate, sia per ridurre il rischio di incendio oggi presente essendo attualmente molto secca, sia per valorizzare economicamente una risorsa tipica del territorio della Nurra.

*La centrale agrivoltaica è costituita da un unico lotto ubicato ad una distanza di circa 3,6 km a Nord-Est rispetto al centro dell'abitato di Olmedo (SS), distanza area riferita al cancello di ingresso dell'attuale azienda agricola principale costituente il lotto da 400 ha dell'area agricola con altre aziende e che sarà anche il luogo in cui verrà realizzato il cancello di ingresso dell'area agrivoltaica e installata la cabina di consegna per l'attestazione dell'elettrodotto proveniente dalla nuova SSE per la connessione della centrale.*

*L'area di interesse è a confine con il Comune di Sassari nell'area della cosiddetta Nurra, in località Brunestica.*

In particolare l'ingresso dell'area, quasi baricentrico rispetto all'estensione della centrale agrivoltaica e posizionato proprio sul confine fra i due Comuni, si trova ad una latitudine di 40° 40' 29,50" a Nord ed una longitudine di 8° 24' 27,19" a E con un'altitudine sul livello del mare pari a 68 mt.: questa varia significativamente verso Sud nell'area che sarà occupata dalla centrale agrivoltaica, nella parte del Comune di Olmedo fino a 170 mt. e nell'area del Comune di Sassari fino a 90 mt.

Le aree di impianto si sviluppano sia nel Comune di Olmedo sia in quello di Sassari dato che il confine fra i due enti separa quasi a metà l'area di interesse della centrale agrivoltaica molto estesa in entrambi i versanti comunali con una prevalenza per quella sassarese.

I dislivelli dell'area variano da 68 mt all'ingresso a 90 verso Sassari e a 70 verso Olmedo e la morfologia è prevalentemente pianeggiante e debolmente ondulate nella larga fascia ed area del versante nord con dislivelli che verso Sud si rialzano fino a 170 metri: la maggior parte del generatore fotovoltaico è posata in area pianeggiante o per la parte posizionata in area più elevata e con importanti dislivelli i trackers saranno comunque posizionati, nell'asse Nord Sud, con pendenza o resa nulla rialzando i pali che lo sostengono con pendenza positiva verso Sud.

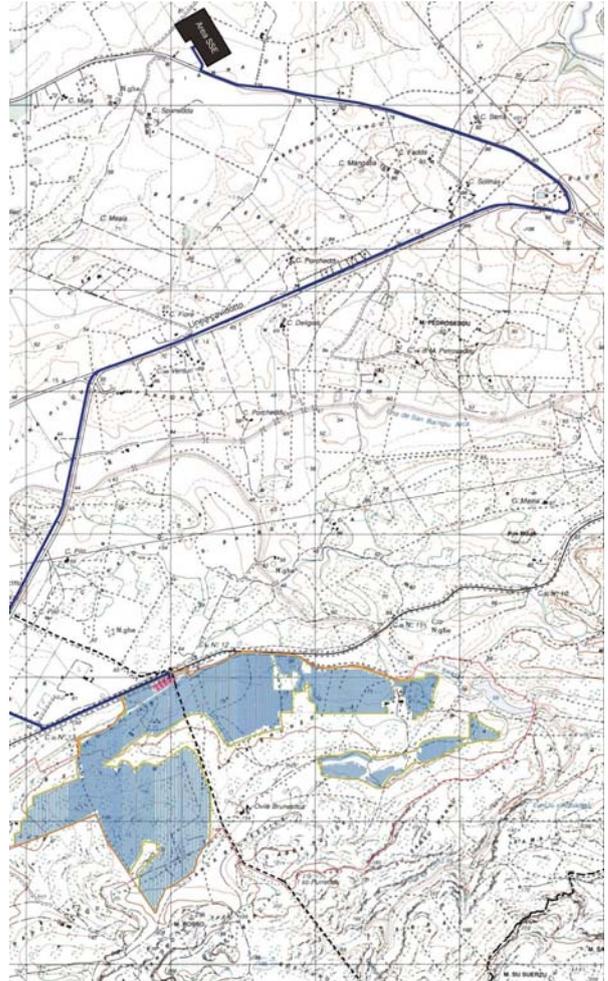
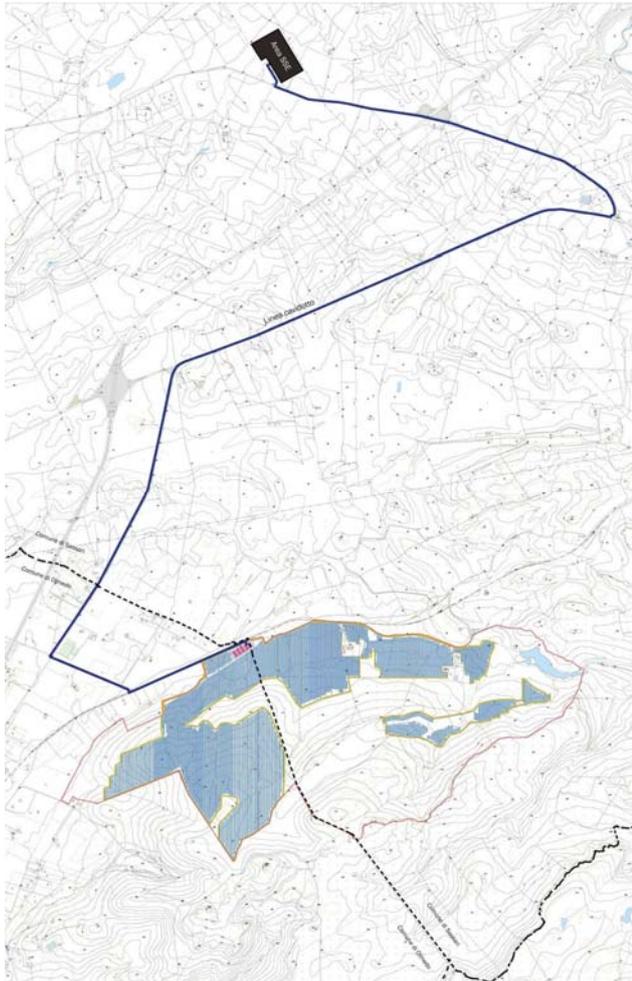
L'area interessata dal progetto si trova in una vasta ed ampia area agricola, con pochi caseggiati, a sua volta a confine con altrettante vaste aree agricole verso tutti i punti cardinali, lontano dalla Strada Provinciale SP 19 ed è adiacente in parte alla strada comunale Brunestica, che termina all'ingresso dell'area agricola, ed in parte alla ferrovia, la cui area non è interessata dall'intervento agrienergetico, ma al solo intervento agricolo. L'intero lotto è distante da ponti, strade pubbliche e panoramiche compresa la strada verso Sassari SS291 variante della Nurra (cosiddetta a quattro corsie) da cui non si vedrà la centrale agrivoltaica perché oltre che distante è coperta da una folta vegetazione e da altri elementi morfologici naturali dato che rispetto a tali strade l'area è in basso in una specie di conca. Anche i passeggeri della ferrovia non avranno modo di percepire l'impatto della centrale in quanto fra la ferrovia e il perimetro dell'area agricola esiste già oggi una folta ed alta vegetazione che sarà incrementata con la fascia di mitigazione prevista ad olivo ed arbusti tipici locali.

Ai sensi dell'art. 12 comma 1 del D. Lgs. n. 387/2003 l'opera in progetto è considerata di pubblica utilità ed indifferibile ed urgente. Ai sensi del comma 3 del medesimo articolo, la costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili è soggetta ad autorizzazione unica rilasciata, in questo caso dalla Regione Sardegna ed alla Valutazione di Impatto ambientale ai sensi dell'art. 26 del D. Lgs 152/2006 e s.m.i.

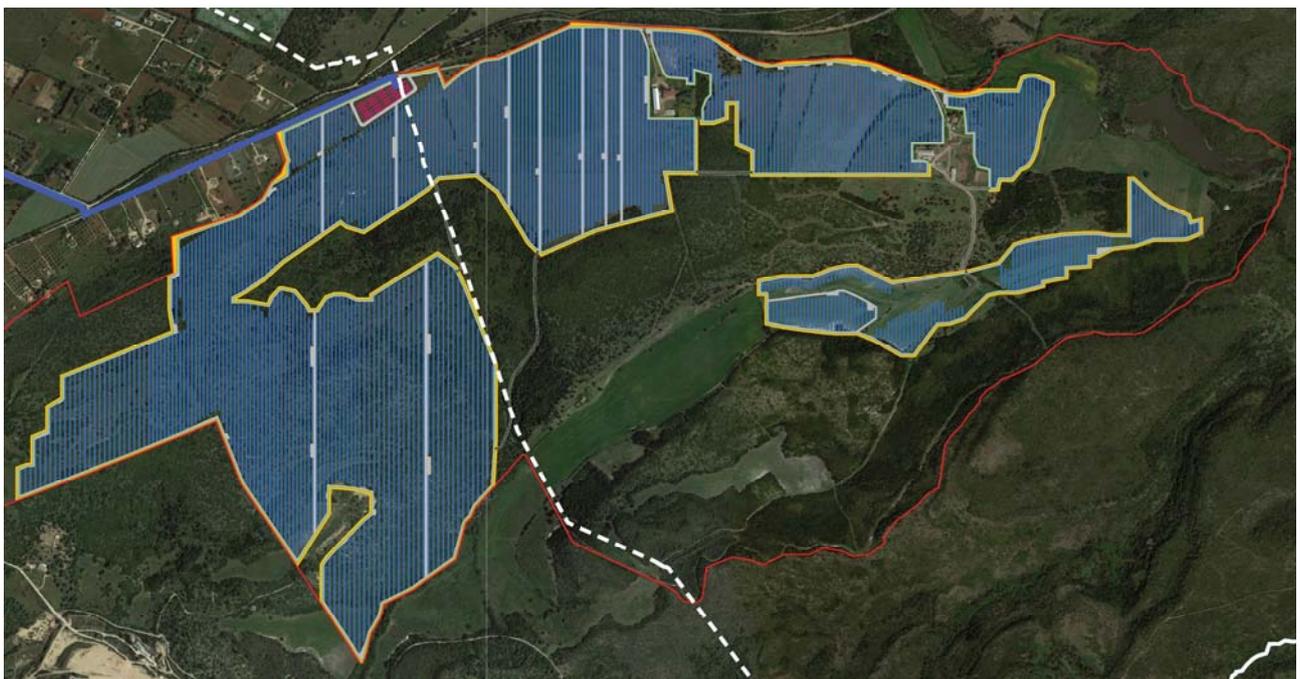
L'investitore agroenergetico intende avvalersi dell'opportunità di partecipare ai bandi energetici previsti dal PNRR alla data odierna, previa relativa autorizzazione e benessere.

La progettazione dell'intervento energetico è stata sviluppata sulla base della attuali normative vigenti, in costante evoluzione data la novità del settore ed utilizzando tecnologie di moduli, inseguitori monoassiali, inverters di stringa, cabine di campo con trasformatori, cavi, sistemi di inseguimento e controllo, oltre che di monitoraggio ad oggi disponibili in particolare nel mercato italiano ed europeo; considerando che la tecnologia fotovoltaica e quella elettrotecnica ed elettromeccanica è in rapido sviluppo, dal momento della progettazione definitiva alla realizzazione potranno cambiare le tecnologie e le caratteristiche delle componenti principali (in particolare moduli fotovoltaici, inverter, inseguitori monoassiali, trasformatori, cavi ed apparati elettromeccanici): in ogni caso qualsiasi cambiamento tecnologico dovesse intervenire l'investitore agroenergetico si impegna a lasciare invariate le caratteristiche complessive e principali dell'intera centrale quali l'occupazione del suolo intesa come proiezione al suolo del generatore composto dagli inseguitori monoassiali, le strade sia interne sia quella perimetrale periferica, l'area di mitigazione ambientale, la disposizione delle cabine, dei cavidotti, degli ulteriori locali, specialmente con riferimento all'area dedicata allo storage a batterie di accumulo.

Nelle successive figure, che richiamano le omologhe cartografie allegate al progetto definitivo, si riportano gli inquadramenti IGM, Cartografici, CTR e un'ortofoto: l'analisi della sovrapposizione con le varie tematiche vincolistiche è riportata negli elaborati allegati al progetto definitivo.



Inquadramento IGM e CTR



Inquadramento ORTOFOTO

## Descrizione generale dell'opera

I principali componenti della centrale agrivoltaica, in riferimento alla centrale industriale di produzione di energia elettrica all'interno dell'area agricola sono i seguenti:

### Dati della centrale fotovoltaica

- *Superficie dell'Azienda agricola esistente: 385,6 ha* (area ceduta in Diritto di Superficie all'investitore energetico)
- *Superficie agricola suddivisa fra gli attuali proprietari: Eredi Tedde 255,1 ha; Eredi Sardu 43 ha; Eredi Puledda 53 ha; Eredi Isoni/Testoni 34,5 ha.* Di questa un'area da circa 177 Ha è quella dedicata alla centrale agrivoltaica;
- *Perimetro catastale area azienda agricola ceduta in diritto di superficie: 10,715 km*
- *Superficie agricola occupata dalla centrale agrivoltaica: 168,62 ha (Area Azienda energetica)*
- *Impiego attuale della superficie agricola occupata: 94,12 ha a seminativo per erbaio e frumento per foraggio da pascolo; 74,5 ha a macchia prevalentemente con arbusti spontanei di lentischio, corbezzolo, mirto, ginestra, di cui 25,5 ha a macchia degradata e 49 ha a macchia alta;*
- *Estremi catastali area agrivoltaica:* a seguito del progetto agrivoltaico i riferimenti catastali subiranno una variazione per frazionamento di quelli attuali in parte perché non tutta la singola particella a destinazione agricola è interessata dal progetto agrivoltaico; in parte per ridefinire le aree che saranno complessivamente oggetto dell'intervento agrivoltaico e di quello esclusivamente agricolo
  - *Comune di Olmedo:*
    - Foglio 7 part. **757** (Parte, meno della metà verso Sud Est);
    - Foglio 8 part. **3** (Parte, circa due terzi verso Nord Ovest), **5** (Parte, quasi completo), **8** (Parte, quasi completo), **9** (Parte, quasi completo), **16** (Parte, è esclusa la parte centrale), **17** e **18** sono edifici abbandonati la cui cubatura sarà richiesta trasferita in ingresso alla centrale per i nuovi uffici;
  - *Comune di Sassari:*
    - Foglio 111 part. **12** (Parte, la metà superiore verso Nord), **123** (Parte per, quasi tutta esclusa la zona attorno agli edifici 98 e 108 – edificio che è catastalmente riportato in posizione errata rispetto alla realtà - che restano di competenza esclusiva dell'azienda agricola), **124** (Parte, quasi tutta esclusa piccola porzione a Sud Ovest esclusa per vincoli presenti);
    - Foglio 112 Part. **162** (Parte, quattro aree piccoli rispetto all'estensione della particella, di cui due verso Nord);
    - Foglio 113 Part. **56** (Parte, tre aree minori centrali), **58** (Parte, piccola porzione verso Nord adiacente alla particella 123 del Foglio 111, **59** (Parte, piccola a Nord Est al confine con la particella 124 del Foglio 111);
- NB: Lesingoli parti sono indicate nella tabella superfici allegata alla relazione sul piano particellare in disponibilità o proprio, ovvero relazione catastale;
- Si segnala che gli edifici nell'area del Comune di Sassari di cui al Foglio 111 particella 108 e al Foglio 112, particelle 167, 168, 169, 170, *non oggetto del progetto*, sono erroneamente posizionati

rispetto allo stato di fatto rilevabile in situ e tramite ortofoto: tale anomalia sarà corretta con un'apposita pratica di aggiornamento catastale perché trattasi di evidente errore di allineamento delle planimetrie originali ruotate diversamente rispetto alla situazione reale

- *Perimetro area azienda energetica: 18,8 km* (perimetro della recinzione che racchiude l'area agrivoltaica al lordo della fascia di mitigazione e delle zone interne con edifici perché non compresi nel progetto Agrivoltaico, ed esclusi anche i tratti di raccordo fra le diverse aree agrivoltaiche che attraversano in regime di servitù di cavidotto e di passo i terreni dall'area agricola per meglio raccordare ingressi ed uscite)
- *Perimetro area azienda energetica: 15,642 km* (perimetro della recinzione che racchiude l'area agrivoltaica al netto della fascia di mitigazione)
- *Superficie Agricola Recintata: 168,62 ha* riferita alla parte dell'area agricola occupata dall'area della attività agrivoltaica racchiusa dalla recinzione ed al netto dell'area di mitigazione che si estende per non meno di 5 m dalla stessa nell'area agricola non agrivoltaica,
- *Superficie di mitigazione ambientale attorno a tutta la centrale agrivoltaica (recinzione): 8,52 ha* pari al 5% della superficie dell'azienda agrivoltaica ed al 5,5% dell'area del generatore fotovoltaico
- *Superficie agricola Utilizzata: 177,14 ha* riferita alla parte dell'area agricola occupata dall'area della attività agrivoltaica compresa l'area della fascia di mitigazione che si estende per non meno di 5 m dalla stessa nell'area agricola non agrivoltaica e che sarà oggetto di coltivazione;
- *La centrale fotovoltaica è unica e indivisibile ma formata da due lotti distinti per motivi di rispetto dei vincoli, dei percorsi esistenti e dell'impatto sul territorio: il primo si sviluppa per 152,286 ha, con un perimetro proprio di 12,546 Km, si sviluppa a Nord, Nord/Ovest Nord/Est e comprende sia il Comune di Olmedo sia in parte minoritaria il Comune di Sassari; il secondo si sviluppa per 16,340 Ha, con un perimetro di 3,096 km e comprende solamente il Comune di Sassari;*
- *Strade di servizio: L = 15,61 km (misurata in asse stradale); Area = 124.897 mq (sezione che varia da 5 a 7 mt)*
- *Strada periferica fra generatore fotovoltaico e recinzione: L = 15,61 km (misurata in asse stradale); Area = 78.050 mq*
- *Superficie occupata dal generatore fotovoltaico al lordo delle strade interne e cabine ma al netto della strada periferica e dell'area di mitigazione: 153,6 ha (Area netta Centrale Agrivoltaica)*
- *Perimetro generatore fotovoltaico: 16,59 km (lunghezza sviluppo generatore fotovoltaico ed area netta centrale)*
- *Generatore fotovoltaico: n. 216.600 moduli fotovoltaici da 610 Wp monocristallini bifacciali*
- *Strade interne di servizio: L = 9,37 km (misurata in asse stradale); Area = 46.850 mq (sezione che varia da 5 a 7 mt)*
- *Cavi BT in CC: L = 184 km (dai moduli all'ingresso inverter, calcolato sulla tratta media, sia positivo che negativo)*
- *Cavi BT in AC: L = 141 km*
- *Potenza Nominale centrale fotovoltaica: Pn = 132,126 MWp*

- **Modulo fotovoltaico: n. 216.600 Jinko Solar JKM-610N-78HL4-BDV** (1.134 x 2465 x 30 mm - 34,6 Kg, Sup 2,795 mq - 78 celle in silicio monocristallino da 165,56 cm<sup>2</sup> – struttura in alluminio temperato – connettori MC4 – bifacciale - 3 diodi bypass – V<sub>max</sub> 1500 Volt)
- **Superficie totale captante generatore fotovoltaico: S<sub>tot,mod</sub> = 605.464 m<sup>2</sup>**
- **Stringhe Elettriche:** sono previste **n. 9025 stringhe in cc da 24 moduli cadauna**
- **Strutture di sostegno: n. 2.219 inseguitori (trackers) motorizzati monoassiali PVH-Monoline+ 2P, portanti 2 file di moduli in verticale**, con assi di rotazione orientati Nord/Sud, **rotazione da est a ovest con un limite previsto di +/- 45°** rispetto ai 65° massimi raggiungibili
- **Altezza da terra del tracker: il profilo inferiore risulta alto rispetto a terra di 1,6 mt**, maggiore del 1,3 previsto dalla normativa (tipo C) per la pastorizia e coltivazione di erbacee e foraggio da pascolo; l'altezza sotto ai tracker in posa orizzontale rispetto al terreno è di 3,47 mt
- **I tracker sono complessivamente n. 2.219, di cui:**
  - **n. 1.529 sono lunghi 70 mt** con 3 motori cadauno portanti n. 120 moduli in verticale per 73,2 kWp, 5 stringhe elettriche e 12 pali di acciaio HBE 240 e 3 per i motori profilo HBE da 240;
  - **n. 690 sono lunghi ca 28 mt** con 1 motore cadauno portanti n. 48 moduli su due file in verticale per 29,28 kWp e 2 stringhe elettriche e 15 pali di acciaio HBE 240 e 3 per i motori profilo HBE 240
  - complessivamente saranno infissi n. 29.565 pali, tutti HBE 240
- Le **strutture** saranno ancorate al suolo tramite **pali in acciaio di ca 6 mt di lunghezza direttamente infissi nel terreno con battipalo previa foratura del sottosuolo calcareo con perforatrice**, evitando qualsiasi struttura in calcestruzzo, riducendo sia i movimenti di terra (scavi e rinterri) che le opere di ripristino conseguenti: ciascun inseguitore è separato dal successivo con un passo di 80 cm per il passaggio del personale in sicurezza (ex DLgs 81/08), sia esso l'operatore della manutenzione che il pastore o l'operaio agricolo;
- sotto i trackers, vicino ai pali di sostegno, è previsto un sistema di irrigazione digitale costituito da tubi neri in pvc forato con dispersione dell'acqua in pressione se il tubo è posato in terra ovvero irrigazione a pioggia quando il tubo è posato attaccato ai moduli, a seconda della programmazione agronomica riferita a ciò che viene coltivato sotto i moduli;
- il sistema di raccolte acque provenienti dai moduli è previsto con semplice cunetta ricavata a lato interno della strada interfilare in maniera che sia fonte di irrigazione per la parte coltivata interfilare ed a sua volta dispersa nell'ampio terreno a disposizione;
- **Inverter:** il condizionamento e la conversione avverrà con **n. 360 inverter di campo Sungrow 350HX da 320 kW** cadauno, posizionati in testa ad uno dei tracker, uno ogni 5 se da 70 mt, configurati con 14 MPPT e massimo n. 2 stringhe in ingresso cadauno: *ogni inverter avrà in ingresso 25 stringhe per ca 366 kWp*, ad eccezione di 11 inverter che avranno 27 stringhe e 1 inverter che ne avrà 28, per una potenza complessiva rispettivamente di 395,28 kW e 409,92 kW;
- **La distribuzione locale avverrà quindi in BT a 800 V con parallelo a n. 60 cabine di raccolta contenenti oltre i QBTP anche un trasformatore in olio 0,8/36 kV da 2000 kVA**, la relativa cella di protezione in media tensione e le due per l'entra/esci dell'anello locale in MT, oltre al trasformatore a 400 V per l'alimentazione dei servizi ausiliari di cabine e di campo, quali luci interne, faretto, UPS per

ricarica, sistemi di monitoraggio e di allarme delle cabine, pali della luce e sistemi anti-intrusione con videocamere per l'adiacente campo fotovoltaico

- *La distribuzione alla cabina di consegna, in prossimità del cancello di ingresso, avverrà con un secondo MT a 36 kV mediante n. 8 cabine di raccordo cui affluiranno mediamente 8 delle suddette cabine di raccolta*
- tutte le **cabine** saranno preassemblate in Cemento Armato Vibrato in stabilimento dal fornitore, formato tipo ENEL, di dimensioni 6,1 x 3,1 x 2,5 m quelle di campo di parallelo degli inverter e trasformazione MT/BT, e di dimensioni 9,15 x 3,1 x 2,5 m quelle centrali di consegna e raccordo accumulo e di destinazione ad uffici, data control room, magazzini, spogliatoio personale, tutte dotate di torrone eolico di evaporazione ed adagiate su una platea costituita con granulato riportato e calce naturale per evitare l'uso di CLS;
- tutti i **cavidotti MT** saranno realizzati con cavi in **Alluminio tipo ARP1H5(AR)E 18/30 kV adatti anche a trasportare i 36 kV** della relativa tensione d'isolamento e con caratteristica di essere rinforzati: saranno posati nel percorso stradale interno o periferico, ad almeno 60 cm sotto il livello del terreno, con classica posa a terna per circuito in entra esci ad anello
- corredano la centrale la recinzione periferica alta 2 m a lato della strada al confine della proprietà costituita in recinzione elettrosaldata in acciaio zincato a freddo con nervature orizzontali di rinforzo e a maglia sciolta in alluminio a maglia 50 x 50 nella parte interna a confine con l'area agricola, con cancelli di passaggio sia per l'accesso nell'area agrivoltaica del pascolo e dell'operatore agricolo sia infra centrale dell'operatore della manutenzione ordinaria e straordinaria della centrale; i cancelli sono tutti previsti a due ante da 2,5 mt cadauno con ampiezza pari alla sezione stradale; lungo la recinzione, posata con paletti ogni 2 mt, avremo ogni 40 mt un palo per l'illuminazione dell'area alto 4 mt che ospiterà anche la videocamera di sicurezza e ogni tratto significativo anche i sensori dell'anti-intrusione;
- infine il progetto prevede oltre la recinzione la costituzione di una fascia di mitigazione suddivisa in due parti: una prima fascia di circa 1 mt di larghezza con piante autoctone ad arbusti tipo lentischio, mirto, ginestra, corbezzolo fatte crescere fino al livello della recinzione, cioè 2 m; una seconda più ampia che va da 4 a 5 m a seconda della zona, prevista ad ulivastro, pianta altrettanto autoctona a tipica della zona. La fascia di mitigazione che corre lungo tutta la recinzione, viene interrotta solo in occasione dei passaggi con cancelli, sia esterno che interni, e in prossimità dell'intersecazione con gli edifici dell'area agricola;
- un servizio di controllo e monitoraggio, collegato alla cabina control room permette la telegestione e la verifica nei momenti di manutenzione ordinaria e straordinaria, oltre che la raccolta e conservazione di tutti i dati necessari dalla producibilità all'energia immessa in rete, alla gestione dei motori dei tracker, al controllo del sistema di allarme sia tecnologico che periferico anti-intrusivo, all'archiviazione delle immagini delle telecamere per il periodo consentito dalla normativa attuale

### Il Sistema di Accumulo (SdA):

- Il progetto prevede un sistema di accumulo a batterie al litio da 40 MW con una garanzia di energia per 160 MWh: il sistema di accumulo sarà posizionato all'ingresso in prossimità della cabina di consegna, in un'area di circa 1 ha, su una fondazione a cabinato per reggere il peso delle batterie, collegato in parallelo in MT a 36 kV alla suddetta cabina, con una utenza in prelievo dedicata da 40 MW;

- il sistema di accumulo è stato previsto per fornire capacità di bilanciamento alla rete elettrica nazionale di TERNA cui è collegata la centrale, erogando energia, compensando le criticità della rete ed infine nella futura possibilità di erogare l'energia accumulata dalla centrale agrivoltaica in orari notturni nell'ipotesi di diventare centrale di produzione di una comunità energetica del territorio della Nurra;
- il sistema Fluence è costituito da 27 moduli cabinati tipo shelter/container contenenti ciascuno 16 Fluence Gen6 Cube blocchi di batterie al litio ferro fosfato, disposte in 2 file interne da 8 cadauna, per complessivi 432 blocchi da ca 360 kWh cadauno per l'accumulo dell'energia prodotta, dimensioni pari a (L x h x p) = 21,42 x 2,6 x 5,08 m, cioè il doppio di un container metallico da 40" HQ, metodo con il quale sono trasportati per essere poi assemblati in loco;
- n. 18 cabinati prefabbricati, dimensioni pari a (L x h x p) = 8,45 x 2,6 x 3,28 m, preassemblati in stabilimento dal fornitore e contenuti n. 3 inverter cadauno, collegato ciascuno ad ognuna delle 54 file da 8 blocchi del container batterie, il relativo trasformatore e l'unità di raffreddamento;
- complessivamente quindi il sistema di accumulo è strutturato con n. 54 inverter e n. 18 trasformatori BT/MT che si raccolgono in una cabina per il parallelo con la rete interna in MT a 36 kV disposta in sequenza alla cabina di consegna;
- una Cabina di Raccolta (CdR SdA), in cui converge in media tensione tutta l'energia del Sistema di Accumulo avente dimensioni pari a (L, H, p) 21,00 x 3,50 x 2,50 m.
- un servizio di controllo e monitoraggio, collegato alla cabina control room permette la telegestione e la verifica nei momenti di manutenzione ordinaria e straordinaria, oltre che la raccolta e conservazione di tutti i dati relativi all'accumulo

### La Sottostazione Elettrica Utente e l'elettrodotto di connessione

- Il produttore della centrale agrivoltaica ha ottenuto una **STMG da Terna con un preventivo di interconnessione alla RTN in AT a 36 kW, con una Pimm da 99,7 MW e Pacc da 40 MW** con la costituzione di **una nuova SottoStazione Elettrica da 380/150/36 kV denominata "Olmedo"**, da inserire in entra – esce sulla linea RTN a 380 kV "Fiumesanto Carbo - Ittiri" nel Comune di Sassari, in località Saccheddu, ad una distanza di circa 18 km dalla stazione RTN 380 kV "Fiumesanto Carbo" e a circa 24 km dalla Stazione RTN 380 kV "Ittiri";
- Il progetto della SSE è curato dai due capofila del tavolo tecnico, quello dei produttori con STMG a 36 kV e di quelli con STMG a 150 kV e a 380 kV: allo stato attuale il tavolo tecnico sta concordando con TERNA il progetto definitivo da farsi validare, cosiddetto PTO del quale negli allegati sono riportati gli elementi noti ad oggi ed ancora non validati e approvati da Terna;
- L'interconnessione fra la centrale agrivoltaica e la nuova SSE avviene tramite un doppio cavidotto a 36 kV che esce in antenna (doppia antenna) della lunghezza 10,626 km (*dalla cabina di consegna alle sbarre della SSE di connessione*) tutto sviluppato su strada pubblica a partire dal cancello dell'attuale azienda agricola Tedde che fungerà anche da cancello dall'attività agrivoltaica: la strada comunale di Olmedo denominata Brunestica, fino all'incrocio con la SP19 fino all'incrocio con la SP ex SS291e da qui verso Sassari verso la SP 65 e quindi, passando sotto la SS 291 variante cosiddetta a 4 corsie, fino alla località prevista per la nuova SSE
- Il cavidotto interrato MT (di lunghezza pari a circa **10.626 mt**), per il trasferimento dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico verso la nuova SSE 380/150/36 kV di trasformazione sarà

anch'esso realizzato con terne di cavi il AL tipo **ARP1H5 (AR)E** da 8x300 18/30 kV utilizzabile fino a 36 kV, rinforzato ed adatto per posa su strada a lunga distanza

➤ La SSE sarà costruita all'interno di un'area che ad oggi risulta così identificata catastalmente:

- *Comune di Sassari:*

Foglio 94 part. **2, 140, 169, 170, 171, 173**

➤ Il tracciato del cavidotto che esce dalle sbarre di attestazione nella SSE indicata sarà realizzato tutto su tutte strade pubbliche fino alla cabina di consegna all'ingresso dall'azienda agrivoltaica, di fianco al cancello di ingresso, ed è così catastalmente identificato:

- *Comune di Olmedo:*

**Strada Comunale Brunestica:** dal cancello proprietà Tedde, nuovo ingresso centrale agrivoltaica, attraversamento (con TOC) della ferrovia in prossimità del passaggio a livello, fino all'incrocio con la *Strada Provinciale Alghero-Sassari SP19*;

**Strada Provinciale Alghero-Sassari SP19:** dall'incrocio con la Strada Comunale Brunestica nella corsia proveniente da Olmedo in direzione Sassari fino al confine con il Comune di Sassari;

- *Comune di Sassari:*

**Strada Provinciale Alghero-Sassari SP19:** dal confine con il Comune di Sassari fino all'incrocio con la *SS291 Strada della Nurra*;

**Strada Provinciale ex SS291:** dall'incrocio con la Strada Provinciale da Olmedo SP19 fino all'incrocio con la *Strada Provinciale SP65*;

**Strada Provinciale Alghero-Sassari SP65:** dall'incrocio con la SP ex SS291 Strada della Nurra fino all'ingresso della nuova SE previsto in località Saccheddu poco prima dell'incrocio *Strada Vicinale da Gianni*;

Riferendosi alla planimetria catastale allegata della SSE:

Foglio 94 part. **85** (*ingresso nella nuova SSE*); **173** (*nuova strada ingresso nella SSE e parte della SSE*)

## **RADIAZIONE SOLARE**

### *Finalità e inquadramento generale dell'intervento*

Il sottoscritto Ing. Mattia Tartari nato a Cento (FE), il 15/10/1984 e residente in Via Salvo d'Acquisto n. 180/H, Ravarino, (MO), Tel 339/5398008, iscritto all'Ordine degli Ingegneri della Provincia di Modena al n° 3291, ha ricevuto incarico dallo Studio Lazzoni per conto dell'investitore energetico, la società Lightsource Renewable Energy Italy SPV12 S.r.l., con domicilio in Via Giacomo Leopardi n° 7 - Milano, CF 12593730968 di redigere la relazione di analisi energetica e producibilità attesa di un impianto di produzione di energia da fonte solare fotovoltaica con accumulo denominato "Olmedo" sito nel comune di Olmedo, in località "Brunestica, e nel comune di Sassari, in località "Nurra".

## Definizioni

Si riportano di seguito le definizioni di alcuni termini correntemente utilizzati per gli impianti fotovoltaici ed, in particolare, la terminologia utilizzata nelle procedure di calcolo delle prestazioni degli stessi:

- ❖ *Angolo di inclinazione* (o di *tilt*): Angolo di inclinazione del piano del dispositivo fotovoltaico rispetto al piano orizzontale (IEC TS 61836);
- ❖ *Angolo di orientazione* (o di *azimut*): L'angolo di orientazione  $\alpha$  del piano del modulo fotovoltaico rispetto al meridiano corrispondente. In pratica, esso misura lo scostamento del piano rispetto all'orientazione verso Sud (per i siti nell'emisfero terrestre settentrionale) o verso Nord (per i siti nell'emisfero meridionale). Valori positivi dell'angolo di azimut indicano un orientamento verso ovest e valori negativi indicano un orientamento verso est (IEC TS 61836);
- ❖ *Campo fotovoltaico/generatore fotovoltaico*: insieme di tutte le schiere fotovoltaiche di un sistema dato (IEC TS 61836);
- ❖ *Condizioni di Prova Standard o normalizzate (STC)*: Le Condizioni di Prova Standard o normalizzate (STC – Standard Test Conditions) di un qualsiasi dispositivo FV senza concentrazione solare, secondo IEC TS 61836 consistono in:
  - Temperatura di giunzione di cella:  $25\text{ °C} \pm 2\text{ °C}$ ;
  - Irraggiamento sul piano del dispositivo:  $1000\text{ W/m}^2$  e BNPI per moduli bifacciali;
  - Distribuzione spettrale di riferimento: AM 1,5 secondo la Norma CEI EN 60904-3.
- ❖ *Corrente di corto circuito* in condizioni di prova normalizzate ( $I_{sc,STC}$ ): Corrente ai terminali in corto circuito di un dispositivo fotovoltaico, in condizioni di prova normalizzate;
- ❖ *Corrente massima* in condizioni di prova normalizzate ( $I_m,STC$ ): Corrente ai terminali di un dispositivo fotovoltaico, nel punto di massima potenza, in condizioni di prova normalizzate;
- ❖ *Efficienza nominale* di un modulo fotovoltaico: rapporto fra la potenza nominale del modulo fotovoltaico e il prodotto dell'irraggiamento solare standard ( $1000\text{ W/m}^2$ ) per la superficie complessiva del modulo, inclusa la sua cornice;
- ❖ *Energia elettrica immessa in rete* da un impianto fotovoltaico: energia elettrica (espressa in kWh) misurata al punto di connessione con la rete del Gestore;
- ❖ *Gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata*: Insieme di inverter installati in un impianto fotovoltaico impiegati per la conversione in corrente alternata della corrente continua prodotta dalle varie sezioni che costituiscono il generatore fotovoltaico;
- ❖ *Impianto (o Sistema) fotovoltaico ad inseguimento solare*: Impianto (o Sistema) fotovoltaico i cui moduli, con o senza concentrazione solare, sono installati su strutture di sostegno ad inseguimento solare. Il tipo di inseguimento solare può essere basato su un asse o su due assi di rotazione;
- ❖ *Indice di Rendimento PR* (o efficienza operativa media) dell'impianto fotovoltaico: Il rapporto tra la resa energetica dell'impianto fotovoltaico (energia prodotta dall'impianto normalizzata secondo la potenza nominale dell'impianto fotovoltaico stesso) e la resa energetica incidente sulla superficie dei moduli fotovoltaici costituenti l'impianto (energia solare, normalizzata secondo il valore di irraggiamento standard  $1000\text{ W/m}^2$ );

- ❖ *Inseguitore della massima potenza (MPPT)*: Dispositivo di comando dell'inverter tale da far operare il generatore fotovoltaico nel punto di massima potenza;
- ❖ *Irraggiamento solare: Intensità della radiazione elettromagnetica solare incidente su una superficie di area unitaria*. Tale intensità è pari all'integrale della potenza associata a ciascun valore di frequenza dello spettro solare (CEI EN 60904-3). È espresso in W/m<sup>2</sup>;
- ❖ *Modulo fotovoltaico*: Il più piccolo insieme di celle fotovoltaiche interconnesse e protette dall'ambiente circostante (CEI EN 60904-3);
- ❖ *MPPT: Maximum Power Point Tracker*. Vedi Inseguitore della massima potenza;
- ❖ *Perdite per disaccoppiamento (o per mismatch)*: Differenza fra la potenza totale dei dispositivi fotovoltaici connessi in serie o in parallelo e la somma delle potenze di ciascun dispositivo, misurate separatamente nelle stesse condizioni. Deriva dalla differenza fra le caratteristiche tensione-corrente dei singoli dispositivi e viene misurata in W o in percentuale rispetto alla somma delle potenze (IEC TS 61836);
- ❖ *Potenza immessa in rete* da un impianto fotovoltaico: Potenza elettrica (espressa in kW) misurata al punto di connessione con la rete di distribuzione o trasmissione;
- ❖ *Potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa)* di un modulo fotovoltaico: Potenza elettrica (espressa in W<sub>p</sub>) del modulo, misurata in Condizioni di Prova Standard (STC);
- ❖ *Punto di connessione*: Il punto sulla rete di trasmissione del Gestore (TSO o Transmission System Operator) al quale, in relazione a parametri riguardanti la qualità del servizio elettrico che deve essere reso o richiesto, è connesso l'impianto dell'Utente;
- ❖ *Punto di misura*: Il punto in cui è misurata l'energia elettrica immessa e/o prelevata dalla rete;
- ❖ *Radiazione solare*: Integrale dell'irraggiamento solare (espresso in kWh/m<sup>2</sup>), su un periodo di tempo specificato (CEI EN 60904-3);
- ❖ *Schiera fotovoltaica*: Complesso, integrato meccanicamente e collegato elettricamente, di moduli, pannelli e delle relative strutture di supporto;
- ❖ *STC: Standard Test Condition* – vedi Condizioni di Prova Standard o normalizzate;
- ❖ *Stringa fotovoltaica*: Insieme di moduli fotovoltaici collegati elettricamente in serie;
- ❖ *Tensione alla massima potenza* di un dispositivo fotovoltaico in condizioni di prova normalizzate ( $V_{m,STC}$ ): Tensione ai terminali di un dispositivo fotovoltaico, nel punto di massima potenza (MPP), in condizioni di prova normalizzate (STC);
- ❖ *Tensione a vuoto in condizioni di prova normalizzate ( $V_{OC,STC}$ )*: Tensione a circuito aperto di un dispositivo fotovoltaico, misurata in condizioni di prova normalizzate (STC);
- ❖ *Tensione massima di sistema ammessa dal modulo fotovoltaico*: La tensione massima di sistema (maximum system voltage) ammessa dal modulo fotovoltaico è la tensione massima di sistema indicata dal costruttore del modulo, come riportato sulla targhetta del modulo stesso (vedi CEI EN 50380, CEI EN 61215 e CEI EN 61646). Questo valore viene verificato nel corso della prova di isolamento per la qualifica del progetto e l'omologazione di tipo del modulo, secondo la Norma CEI EN 61215 o CEI EN 61646.

### *La radiazione solare del sito*

I moduli saranno posizionati su tracker con l'asse orientato nord-sud, pertanto inseguiranno il sole da mattino a sera, da est a ovest, con un'inclinazione massima pari a  $45^\circ$  sia verso est, sia verso ovest, angolo scelto a livello progettuale rispetto al massimo ammissibile ( $\pm 60^\circ$ ) dal sistema inseguitore, e sarà impostato sia meccanicamente con un fermo sia elettronicamente mediante il software di gestione.

Il calcolo della radiazione solare è stato fatto a partire dalla latitudine del sito oggetto di intervento, in particolare:

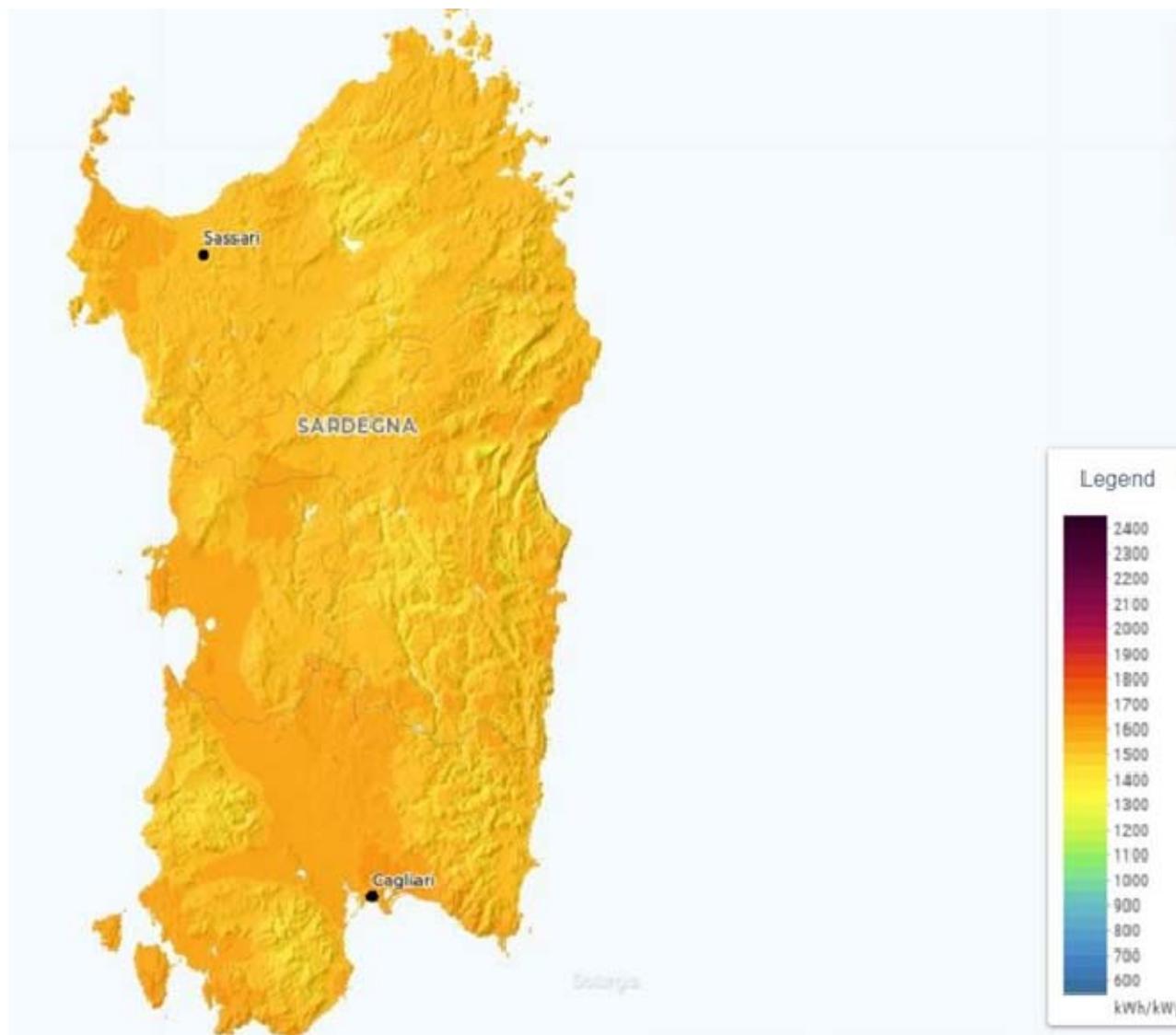
Latitudine  $40^\circ 40' 05''$

Longitudine  $8^\circ 24' 19''$

Il database della radiazione solare è PVGIS, ed in particolare PVGIS-SARAH2, nell'intervallo di tempo 2005-2020.

### *La radiazione solare media annua*

#### *L'Atlante Solare della Sardegna*



## L'Atlante Solare italiano



### Radiazione solare media annua su base giornaliera nel sito di riferimento

Il sito di installazione si presenta non uniforme ed in particolare si registrano aree limitate che sono in contropendenza, ovvero i moduli sono inclinati verso nord, questo avviene con una pendenza media di:

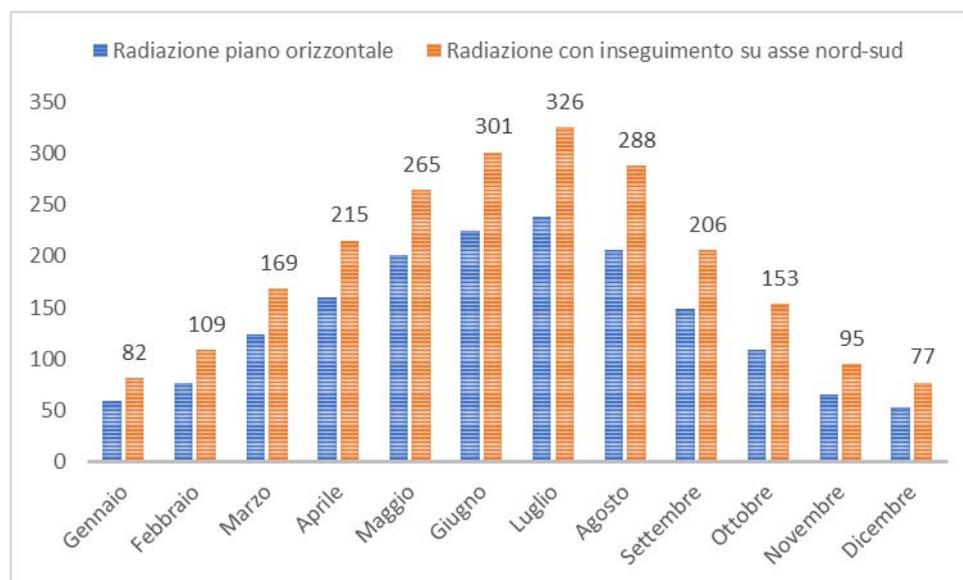
- 9° nel 2,8% della superficie captante;

- 4° nel 1,1% della superficie captante.

La seguente tabella evidenzia le differenze mensili e annuali della radiazione solare incidente sul piano orizzontale e sul piano dei moduli (inseguimento sull'asse nord-sud) in kWh/m<sup>2</sup> mese.

**Tabella 1 – Radiazione solare incidente sul piano orizzontale e sul piano dei moduli,**  
 fonte: PVGIS-SARAH2, intervallo 2005-2020

Radiazione solare [kWh/m <sup>2</sup> ]					
	piano orizzontale	ins. asse N-S	ins. asse N-S 9°N	ins. asse N-S 4°N	Media ponderata
<b>% impianto</b>	<b>0%</b>	<b>96,1%</b>	<b>2,8%</b>	<b>1,1%</b>	<b>100,0%</b>
Gennaio	59	82	78	80	82
Febbraio	77	109	103	107	109
Marzo	124	169	161	165	169
Aprile	161	215	205	211	215
Maggio	201	265	251	259	264
Giugno	225	301	286	295	301
Luglio	238	326	309	319	325
Agosto	206	288	274	282	288
Settembre	148	206	196	201	206
Ottobre	108	153	145	150	153
Novembre	66	95	90	93	95
Dicembre	53	77	73	75	77
<b>Totale</b>	<b>1668</b>	<b>2286</b>	<b>2171</b>	<b>2238</b>	<b>2283</b>



**Figura 1 - Radiazione solare incidente sul piano orizzontale e sul piano dei moduli,**  
 fonte: PVGIS-SARAH2, intervallo 2005-2020

Il prossimo grafico mostra un dettaglio delle curve di irraggiamento sul piano dei moduli medie orarie, negli anni dal 2005 al 2020 distinte per mese.

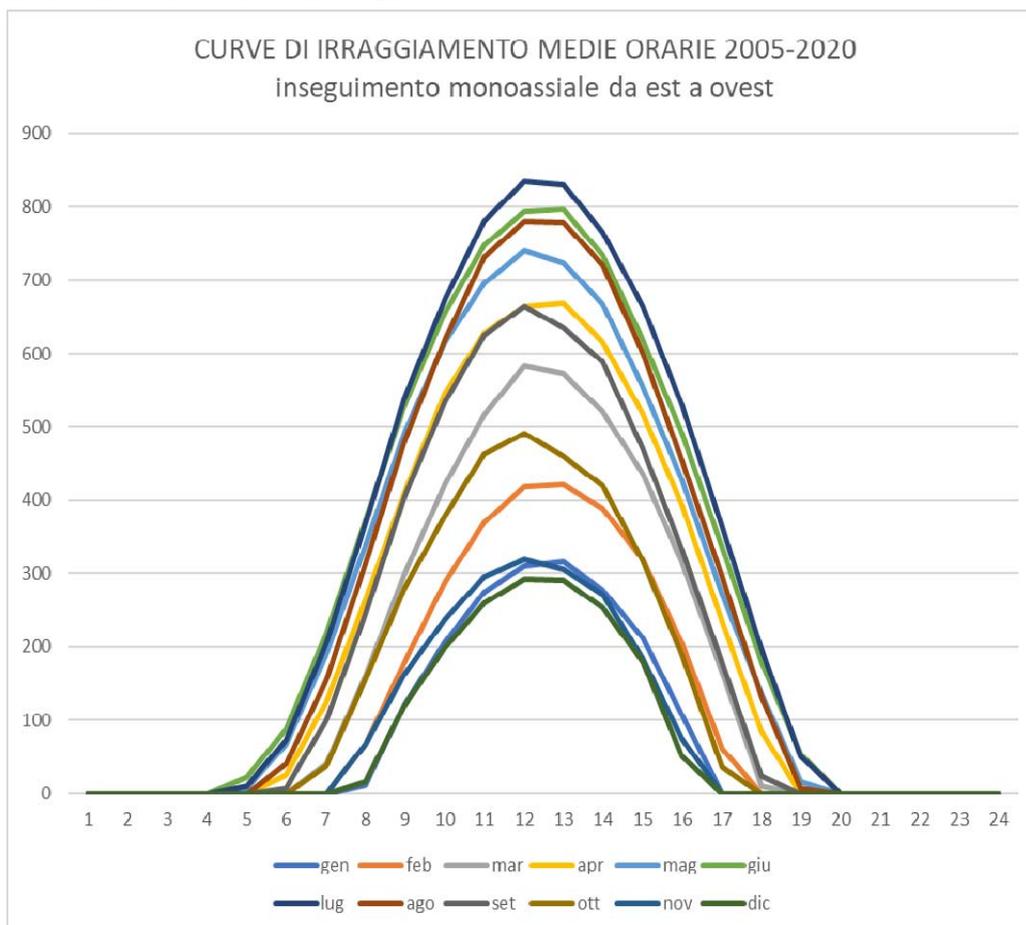


Figura 2 - curve di irraggiamento sul piano dei moduli medie orarie, negli anni dal 2005 al 2020 distinte per mese

La radiazione solare sul piano orizzontale è pari a 1668 kWh/m<sup>2</sup>anno, mentre la radiazione solare sul piano dei moduli ponderata per considerare le diverse inclinazioni è risultata pari a **2283 kWh/m<sup>2</sup>anno** (+37% rispetto al piano orizzontale).

I moduli bifacciali consentiranno di captare una quantità extra di radiazione solare, che considerando un fattore di bifaccialità pari a 0,8, è stimabile nel 6,9% (fonte PVsyst V7.3.4).

## **DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO**

### *Caratteristiche elettriche del modulo fotovoltaico*

I moduli fotovoltaici prescelti per questo progetto sono del tipo in silicio monocristallino ad alta efficienza (21,82 %) e ad elevata potenza nominale (610 Wp) così da poterne impiegare un numero ridotto a parità di superficie utile e potenza nominale preassegnata, ovvero potendo ottimizzare l'occupazione del suolo.

Il modulo prescelto è inoltre del tipo bifacciale così da ridurre ulteriormente gli spazi occupati e specialmente gli ombreggiamenti a terra.

Nella seguente tabella sono riportate le caratteristiche tecniche del modulo fotovoltaico prescelto che deve intendersi riferito alla tipologia più che allo specifico modello commerciale proposto, anche perché in sede di installazione saranno reperiti i moduli che abbiano le caratteristiche più simili a quelle progettate ma anche disponibili per allora sul mercato.

Grandezza	Valore
Potenza nominale	610 Wp
Efficienza nominale	21,82 % @ STC
Tensione di uscita a vuoto	47,1 V
Corrente di corto circuito	18,82 A
Tensione di uscita a Pmax	39,5 V
Corrente nominale a Pmax	17,73 A
Dimensioni	2465 mm x 1134 mm x 35 mm
Peso	34,6 kg

*Tabella: Caratteristiche tecniche preliminari del modulo fotovoltaico bifacciale*

### *Caratteristiche elettriche del gruppo di conversione*

Il progetto prevede la conversione elettrica da continua ad alternata direttamente in campo con l'utilizzo di inverter di stringa con uscita a 800 Vac, al fine di limitare l'impiego di cavi in corrente continua ad alta sezione: la trasformazione avverrà nella cabina di parallelo e trasformazione ove l'energia viene prima raccolta in parallelo in un quadro di bassa tensione poi elevata al livello di tensione previsto per la distribuzione interna e aprì a quello per la connessione, ovvero a 36kV.

Nella seguente tabella sono riportate le caratteristiche tecniche dell'inverter prescelto che deve intendersi riferito alla tipologia più che allo specifico modello commerciale proposto, anche perché in sede di installazione saranno reperiti gli inverter che abbiano le caratteristiche più simili a quelle progettate ma anche disponibili per allora sul mercato.

Grandezza	Valore
Tensione massima in ingresso	1500 V
Tensione di uscita alla Pnom	800Vac
Frequenza di uscita	50 Hz
cos $\varphi$	>0,99 (0,8 – 1,0)
Grado di protezione	IP 66
Range di temperatura di funzionamento	-30 +60 °C
Range di tensione in ingresso	860 V - 1300 V
Corrente massima in ingresso	30 A (14 MPPT)
Potenza nominale in uscita (CA)	320 kVA @ 40°C
Potenza max in uscita @cos $\varphi$ =1 @ =30°(CA)	352 kVA
Rendimento europeo	98,8%
Tensione massima in ingresso	1500 V

*Tabella: Caratteristiche tecniche preliminari dell'inverter fotovoltaico di stringa*

### *Dimensionamento elettrico del sistema*

La tensione massima del generatore fotovoltaico lato corrente continua sarà inferiore a 1500 V (tensione massima ammissibile del sistema) data la configurazione progettuale identificata.

Per il calcolo e verifica della massima tensione in ingresso si è proceduto applicando la formula per il calcolo della Voc (I) al variare della temperatura e tratta dalla norma CEI 82-25:2088-12.

Ne consegue che il numero massimo di moduli fotovoltaici collegabili in serie per ottenere una stringa fotovoltaica prescelto è 24 e la tensione massima a vuoto della stringa fotovoltaica sarà quindi di circa 1.130,4 V, pari alla somma della tensione a vuoto di ciascuno dei 24 moduli fotovoltaici collegati in serie. Il raggiungimento di tale valore è da ritenersi comunque improbabile dato che nella realtà difficilmente potrà presentarsi una situazione di funzionamento a vuoto della stringa con condizioni di irraggiamento massime e temperatura ambiente minima (2°C).

Il generatore fotovoltaico sarà quindi costituito da 9.025 stringhe collegate in parallelo tra loro, per una potenza nominale di 132.126 kWp.

### *Dimensionamento meccanico del sistema*

L'impianto è stato progettato come indicato con strutture in materiale metallico portamoduli costituite da inseguitori monoassiali di rollio, disposte con l'asse in direzione Nord-Sud su file parallele ed distanziate fra di loro con un interasse che varia da 11 m a 14 m in considerazione del pendio in cui sono poste, così da ridurre gli effetti sia dell'occupazione del suolo sia degli ombreggiamenti.

Nell'allegato Layout del Generatore è possibile avere un'indicazione delle zone in cui lo stesso è stato progettato e delle due tessere di riferimento: una più ampia posta nel versante Nord dell'area agrivoltaica e una più piccola nel versante Sud.

Le strutture di supporto sono costituite essenzialmente da tre componenti:

1. i pali in acciaio zincato, direttamente infissi nel terreno con il sistema a battente e quindi nessuna fondazione prevista;
2. la struttura porta-moduli girevole, montata sulla testa dei pali, composta da profilati in alluminio, sulla quale vengono posate due file parallele di moduli fotovoltaici, in particolare a seconda della struttura: 48 e 120 moduli disposti su due file in verticale;
3. l'inseguitore solare monoassiale, necessario per la rotazione della struttura porta moduli, costituito essenzialmente da un motore elettrico (controllato da un software che permette anche l'allineamento die 3 motori per la struttura più grande da 70 mt che nella realtà è costituita da 3 strutture ridotte appunto accoppiate solo tramite software), che permette di ruotare la struttura durante la giornata, posizionando i pannelli nella perfetta angolazione per minimizzare la deviazione dall'ortogonalità dei raggi solari incidenti, ed ottenere per ogni cella un surplus di energia fotovoltaica generata.

Le strutture saranno opportunamente dimensionate per sopportare il peso dei moduli fotovoltaici, considerando il carico da neve e da vento della zona di installazione, così come meglio illustrato nell'allegata relazione strutturale e di verifica dei carichi.

La tipologia di struttura prescelta è ottimale per massimizzare la produzione di energia utilizzando i moduli bifacciali.

L'inseguitore solare serve ad ottimizzare la produzione elettrica per effetto fotovoltaico (il silicio cristallino risulta molto sensibile al grado di incidenza della luce che ne colpisce la superficie) ed utilizza la tecnica del backtracking, per evitare fenomeni di ombreggiamento a ridosso dell'alba e del tramonto. In pratica nelle prime ore della giornata e prima del tramonto i moduli non sono orientati in posizione ottimale rispetto alla direzione dei raggi solari; ma hanno un'inclinazione minore (tracciamento invertito).

Con questa tecnica si ottiene una maggiore produzione energetica dell'impianto fotovoltaico, perché il beneficio associato all'annullamento dell'ombreggiamento è superiore alla mancata produzione dovuta al non perfetto allineamento dei moduli rispetto alla direzione dei raggi solari.

## ANALISI DELLE PERDITE

Le perdite in un impianto fotovoltaico si possono identificare in due macro-categorie:

- perdite lato corrente continua, dovute alle perdite ohmiche sui cavi in c.c., alla temperatura raggiunta dai moduli, allo sfruttamento incompleto della radiazione solare, alle inefficienze o guasti dei componenti in c.c. (inclusi il disaccoppiamento fra le stringhe e gli eventuali ombreggiamenti sui moduli);
- perdite lato corrente alternata, dovute alle perdite ohmiche sui cavi in c.a. in BT e al rendimento di conversione degli inverter, a quello della trasformazione ed alla distribuzione in MT.

Analizziamo nel dettaglio il calcolo delle perdite.

### Perdite per ombreggiamenti

Il terreno si presenta in parte pianeggiante, in parte inclinato con pendenze massime del 18%, ma limitatamente a piccole aree di interesse per il progetto, mentre la pendenza media verso est e verso ovest si assesta intorno al 10%, ovvero  $6^\circ$ .

Le pendenze più marcate si trovano nel blocco impianto di sud-ovest e per considerare le diverse inclinazioni sono state scelti 2 interassi distinti:

- 11 metri tra le file di moduli in zona pianeggiante;
- 14 metri tra le file di moduli posizionati sui due 2 versanti a maggior pendenza del blocco di sud-ovest.

Entrambi gli interassi sono stati calcolati con un'altezza del sole pari a  $25^\circ$  (altezza tipica del sole a mezzogiorno del 21 dicembre nella località di Olmedo).

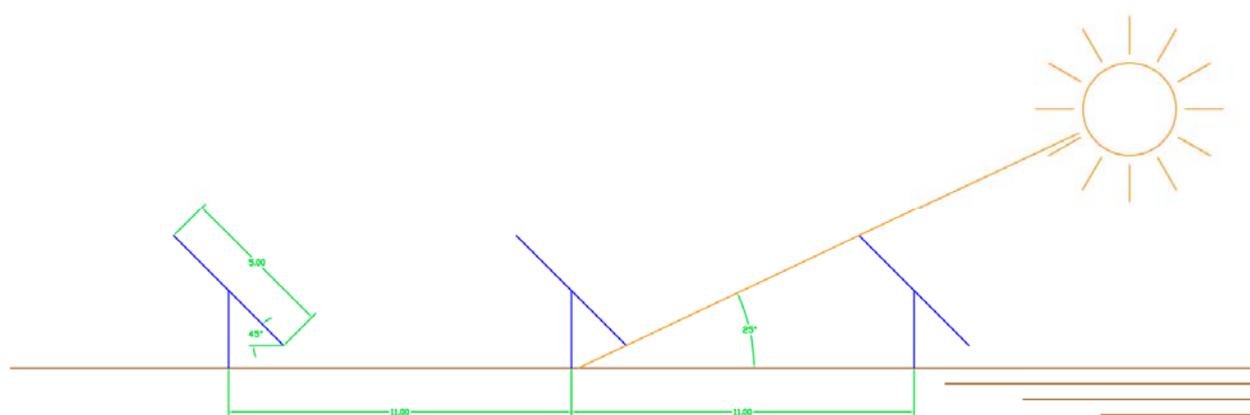


Figura – Pitch di  $11^\circ$  nelle zone pianeggianti

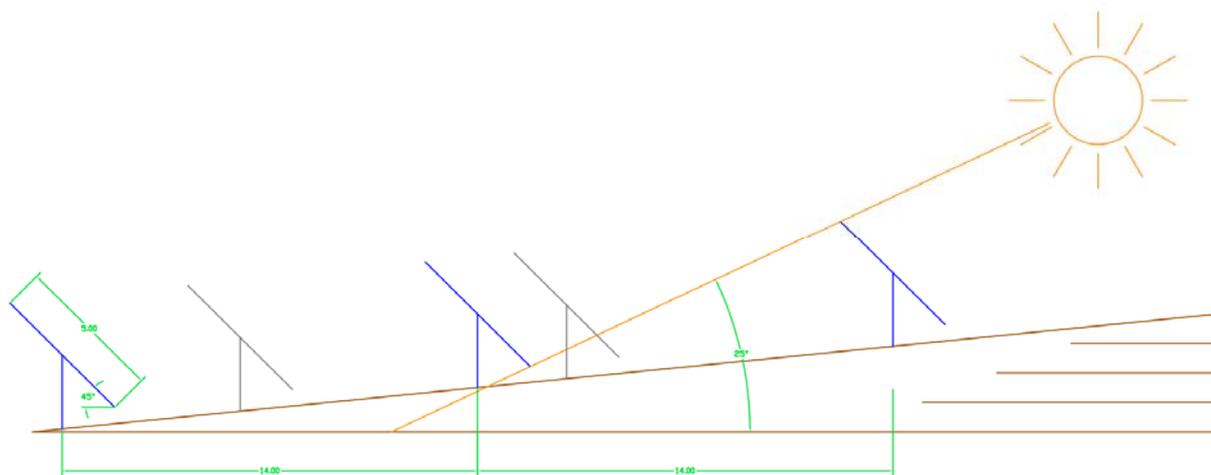


Figura – Pitch di 14° nelle zone più pendenti – rappresentazione del terreno con il 10% di pendenza

Le perdite per ombreggiamento sono state stimate pari al **4,8%** attraverso l'utilizzo del software PVsyst V7.3.4.

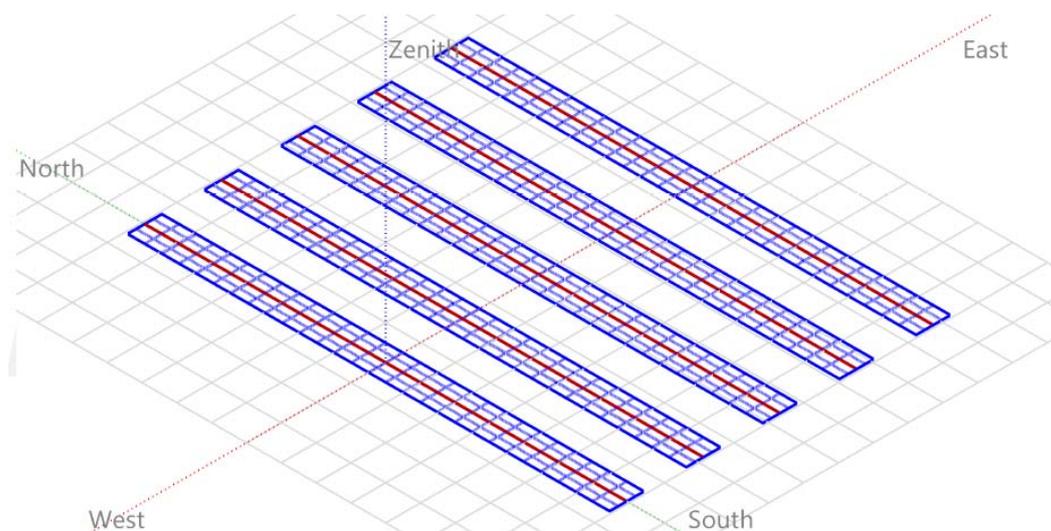


Figura - Analisi degli ombreggiamenti svolta attraverso il software PV-Syst V7.3.4

### Perdite per incompleto sfruttamento della radiazione solare e riflessione

Le perdite per incompleto sfruttamento della radiazione solare e per riflessione sono rispettivamente stimate in **1,6%** e **1,1%**.

### Perdite per elevata temperatura sui moduli

Le perdite dovute all'elevata temperatura sui moduli sono state calcolate con l'ausilio del software PVsyst V7.3.4, in considerazione delle condizioni ambientali e delle caratteristiche dei moduli, di seguito riportate in tabella.

Temperature coefficients of Pmax	-0.30%/°C
Temperature coefficients of Voc	-0.25%/°C
Temperature coefficients of Isc	0.046%/°C
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C

La temperatura media del modulo in funzione dell'irraggiamento è stata rappresentata nella prossima figura, mentre le perdite per elevata temperatura sono state calcolate pari al **7%**.

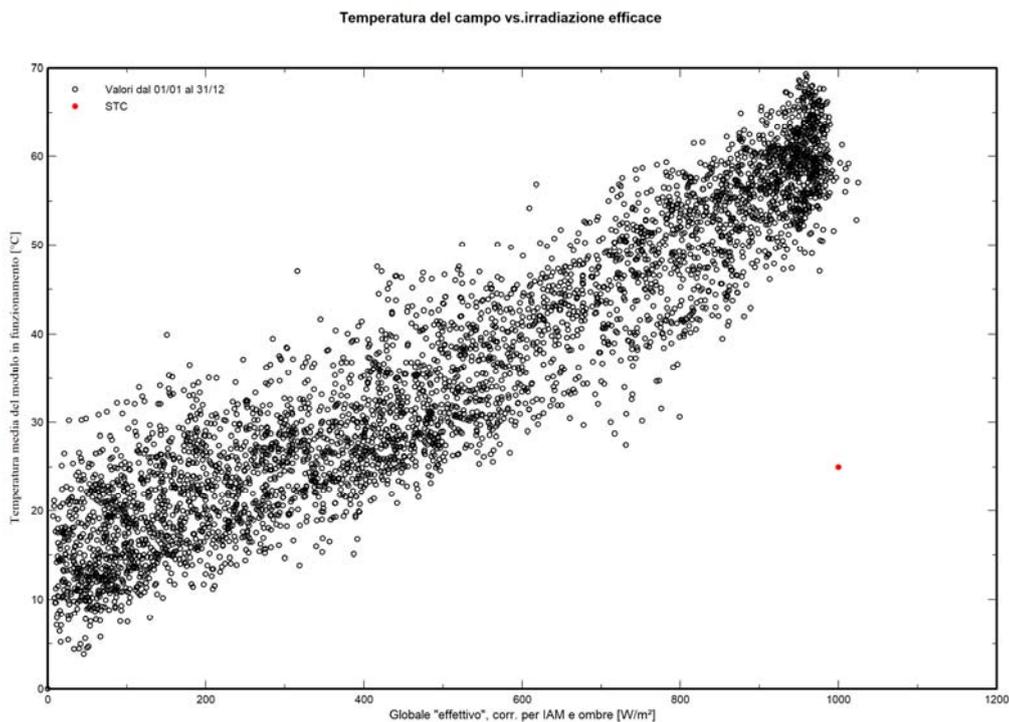


Figura – Nuvola di punti indicativi delle diverse temperature dei moduli in funzione dell'irraggiamento presente

### Perdite per mismatch

Le perdite per mismatch sono le perdite dovute alla non perfetta omogeneità di funzionamento delle stringhe ed anche queste sono state calcolate con l'impiego del software PVsyst V7.3.4: tali perdite sono state stimate pari al **2,9%**.

La prossima figura sviluppa in un grafico corrente-tensione le perdite per elevata temperatura sui moduli e per mismatch.

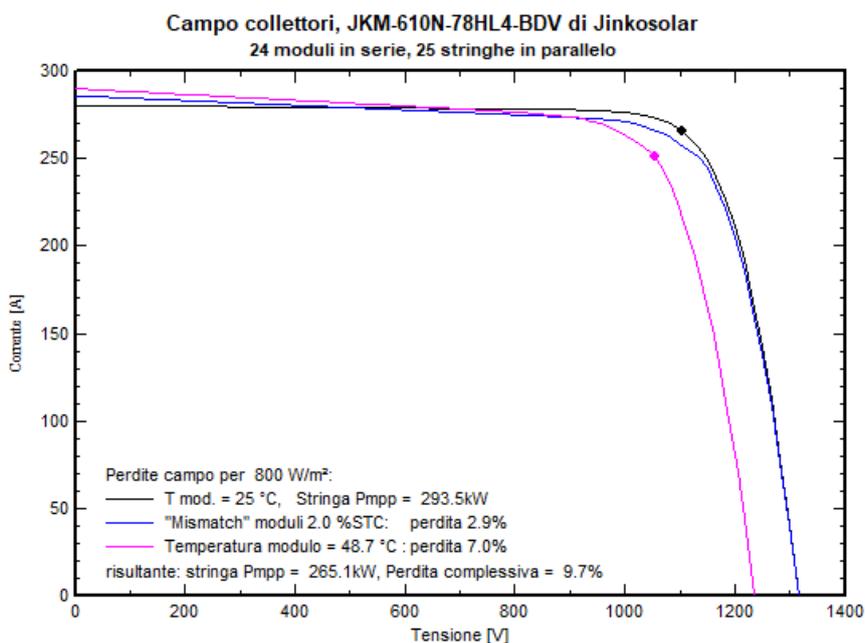


Figura - grafico corrente-tensione le perdite per elevata temperatura sui moduli e per mismatch

## Perdite per sporcizia

Le perdite per sporcizia vengono stimate pari allo **0,5%**.

### Perdite ohmiche sui cablaggi in corrente continua

La caduta di tensione sui cablaggi in corrente continua è data da:

$$\Delta V = 2 * L * R * I = 2 * L * \rho / s * (P/V)$$

Dove:

L = lunghezza della linea;

R = resistenza unitaria, pari al rapporto tra la resistività ( $\rho$ ) e la sezione del cavo (s);

I = corrente di impiego nella linea, anche esprimibile come il rapporto tra potenza (P) e tensione (V).

La sezione del cavo solare, modello H1Z2Z2-K prescelto, è stata individuata pari a 6 mm<sup>2</sup>, che corrisponde ad una resistività pari a 0,02034  $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ .

La lunghezza media della linea è stata misurata pari a 55 metri.

La potenza della stringa è di 14640 W (24 moduli \* 610 W) e la tensione Vmp in condizioni STC è pari a 1095 V (45,6 V \* 24 moduli).

In condizioni NOCT, la potenza della stringa e la tensione variano rispettivamente in 11016W e 1016V.

Ne segue che la caduta di tensione in condizioni NOCT è pari a:

$$\Delta V = 2 * 55 * 0,02034 / 6 * (11016/1016) = 4 \text{ V}$$

In termini percentuali avremo:

$$\% \Delta V = \Delta V / V = 4 / 1016 = \mathbf{0,4\%}$$

### Perdite per rendimento di conversione dell'inverter

Il modello di inverter individuato è il SG350HX, marca Sungrow, che ha un rendimento europeo pari al 98,8%, si stimano pertanto perdite sulla conversione di corrente da continua ad alternata pari all'**1,2%**.

### Perdite ohmiche sui cablaggi in corrente alternata inverter-cabine di parallelo

La perdita sui cablaggi in corrente alternata tra inverter e cabine di parallelo è data da:

$$\Delta P = \sqrt{3} * I * \Delta V = 3 * I^2 * r * L$$

Dove:

L = lunghezza della linea;

r = resistenza chilometrica del cavo;

I = corrente di impiego nella linea, pari a 254 A.

Nell'ipotesi di utilizzare un cavo in alluminio 3x185 mm<sup>2</sup> la resistenza assume il valore di 0,21  $\Omega/\text{km}$  e considerando una lunghezza media della linea inverter-cabina di parallelo pari a 0,141 chilometri, desumibile dalle tabelle sotto riportate che individuano la lunghezza di ciascuna linea, si ricava un  $\Delta P$  uguale a 5,74 kW, ovvero dividendo per 320 kW (potenza in uscita dall'inverter), una perdita del **1,8%**.

	Inverter lxx.Cyy	Lunghezza cavo in pianta	Lungh. extra sali/scendi	Lunghezza totale
1	01.01	56	10	66
2	02.01	127	10	137
3	03.01	197	10	207
4	04.01	156	10	166
5	05.01	268	10	278
6	06.01	227	10	237
7	01.02	50	10	60
8	02.02	104	10	114
9	03.02	26	10	36
10	04.02	97	10	107
11	05.02	131	10	141
12	06.02	157	10	167
13	01.03	212	10	222
14	02.03	149	10	159
15	03.03	78	10	88
16	04.03	156	10	166
17	05.03	257	10	267
18	06.03	143	10	153
19	01.04	112	10	122
20	02.04	40	10	50
21	03.04	36	10	46
22	04.04	145	10	155
23	05.04	146	10	156
24	06.04	125	10	135
25	01.05	31	10	41
26	02.05	49	10	59
27	03.05	110	10	120
28	04.05	126	10	136
29	05.05	197	10	207
30	06.05	120	10	130
31	01.06	41	10	51
32	02.06	84	10	94
33	03.06	82	10	92
34	04.06	159	10	169
35	05.06	209	10	219
36	06.06	281	10	291
37	01.07	44	10	54
38	02.07	154	10	164
39	03.07	77	10	87
40	04.07	173	10	183
41	05.07	168	10	178
42	06.07	133	10	143
43	01.08	56	10	66
44	02.08	130	10	140
45	03.08	190	10	200
46	04.08	176	10	186
47	05.08	161	10	171
48	06.08	217	10	227
49	01.09	31	10	41
50	02.09	56	10	66
51	03.09	52	10	62
52	04.09	69	10	79
53	05.09	127	10	137
54	06.09	139	10	149
55	01.10	129	10	139
56	02.10	138	10	148
57	03.10	168	10	178
58	04.10	182	10	192
59	05.10	103	10	113
60	06.10	175	10	185

	Inverter lxx.Cyy	Lunghezza cavo in pianta	Lungh. extra sali/scendi	Lunghezza totale
61	01.11	71	10	81
62	02.11	66	10	76
63	03.11	171	10	181
64	04.11	198	10	208
65	05.11	137	10	147
66	06.11	127	10	137
67	01.12	111	10	121
68	02.12	178	10	188
69	03.12	244	10	254
70	04.12	131	10	141
71	05.12	88	10	98
72	06.12	159	10	169
73	01.13	216	10	226
74	02.13	144	10	154
75	03.13	146	10	156
76	04.13	102	10	112
77	05.13	92	10	102
78	06.13	185	10	195
79	01.14	46	10	56
80	02.14	56	10	66
81	03.14	51	10	61
82	04.14	34	10	44
83	05.14	74	10	84
84	06.14	132	10	142
85	01.15	94	10	104
86	02.15	114	10	124
87	03.15	177	10	187
88	04.15	161	10	171
89	05.15	228	10	238
90	06.15	282	10	292
91	01.16	13	10	23
92	02.16	67	10	77
93	03.16	134	10	144
94	04.16	138	10	148
95	05.16	237	10	247
96	06.16	209	10	219
97	01.17	89	10	99
98	02.17	48	10	58
99	03.17	65	10	75
100	04.17	162	10	172
101	05.17	136	10	146
102	06.17	207	10	217
103	01.18	24	10	34
104	02.18	74	10	84
105	03.18	100	10	110
106	04.18	184	10	194
107	05.18	113	10	123
108	06.18	171	10	181
109	01.19	81	10	91
110	02.19	36	10	46
111	03.19	62	10	72
112	04.19	71	10	81
113	05.19	142	10	152
114	06.19	210	10	220
115	01.20	134	10	144
116	02.20	169	10	179
117	03.20	54	10	64
118	04.20	67	10	77
119	05.20	62	10	72
120	06.20	99	10	109

	Inverter lxx.Cyy	Lunghezza cavo in pianta	Lungh. extra sali/scendi	Lunghezza totale
121	01.21	170	10	180
122	02.21	112	10	122
123	03.21	173	10	183
124	04.21	175	10	185
125	05.21	191	10	201
126	06.21	244	10	254
127	01.22	176	10	186
128	02.22	249	10	259
129	03.22	309	10	319
130	04.22	211	10	221
131	05.22	273	10	283
132	06.22	334	10	344
133	01.23	8	10	18
134	02.23	92	10	102
135	03.23	189	10	199
136	04.23	137	10	147
137	05.23	93	10	103
138	06.23	135	10	145
139	01.24	41	10	51
140	02.24	117	10	127
141	03.24	192	10	202
142	04.24	12	10	22
143	05.24	72	10	82
144	06.24	147	10	157
145	01.25	75	10	85
146	02.25	28	10	38
147	03.25	88	10	98
148	04.25	76	10	86
149	05.25	135	10	145
150	06.25	204	10	214
151	01.26	68	10	78
152	02.26	44	10	54
153	03.26	84	10	94
154	04.26	97	10	107
155	05.26	147	10	157
156	06.26	158	10	168
157	01.27	27	10	37
158	02.27	39	10	49
159	03.27	92	10	102
160	04.27	105	10	115
161	05.27	156	10	166
162	06.27	166	10	176
163	01.28	18	10	28
164	02.28	88	10	98
165	03.28	174	10	184
166	04.28	86	10	96
167	05.28	157	10	167
168	06.28	241	10	251
169	01.29	75	10	85
170	02.29	76	10	86
171	03.29	143	10	153
172	04.29	95	10	105
173	05.29	162	10	172
174	06.29	181	10	191
175	01.30	62	10	72
176	02.30	75	10	85
177	03.30	8	10	18
178	04.30	84	10	94
179	05.30	63	10	73
180	06.30	68	10	78

	Inverter lxx.Cyy	Lunghezza cavo in pianta	Lungh. extra sali/scendi	Lunghezza totale
181	01.31	248	10	258
182	02.31	177	10	187
183	03.31	314	10	324
184	04.31	243	10	253
185	05.31	139	10	149
186	06.31	191	10	201
187	01.32	194	10	204
188	02.32	124	10	134
189	03.32	98	10	108
190	04.32	169	10	179
191	05.32	32	10	42
192	06.32	102	10	112
193	01.33	43	10	53
194	02.33	39	10	49
195	03.33	60	10	70
196	04.33	74	10	84
197	05.33	44	10	54
198	06.33	114	10	124
199	01.34	114	10	124
200	02.34	128	10	138
201	03.34	239	10	249
202	04.34	125	10	135
203	05.34	140	10	150
204	06.34	222	10	232
205	01.35	7	10	17
206	02.35	23	10	33
207	03.35	35	10	45
208	04.35	97	10	107
209	05.35	5	10	15
210	06.35	105	10	115
211	01.36	37	10	47
212	02.36	74	10	84
213	03.36	57	10	67
214	04.36	88	10	98
215	05.36	128	10	138
216	06.36	158	10	168
217	01.37	16	10	26
218	02.37	86	10	96
219	03.37	76	10	86
220	04.37	141	10	151
221	05.37	165	10	175
222	06.37	166	10	176
223	01.38	30	10	40
224	02.38	42	10	52
225	03.38	90	10	100
226	04.38	102	10	112
227	05.38	124	10	134
228	06.38	184	10	194
229	01.39	33	10	43
230	02.39	119	10	129
231	03.39	83	10	93
232	04.39	82	10	92
233	05.39	106	10	116
234	06.39	163	10	173
235	01.40	4	10	14
236	02.40	68	10	78
237	03.40	75	10	85
238	04.40	120	10	130
239	05.40	165	10	175
240	06.40	80	10	90

	Inverter lxx.Cyy	Lunghezza cavo in pianta	Lungh. extra sali/scendi	Lunghezza totale
241	01.41	24	10	34
242	02.41	26	10	36
243	03.41	82	10	92
244	04.41	37	10	47
245	05.41	75	10	85
246	06.41	191	10	201
247	01.42	15	10	25
248	02.42	36	10	46
249	03.42	75	10	85
250	04.42	162	10	172
251	05.42	149	10	159
252	06.42	142	10	152
253	01.43	99	10	109
254	02.43	81	10	91
255	03.43	106	10	116
256	04.43	161	10	171
257	05.43	177	10	187
258	06.43	232	10	242
259	01.44	161	10	171
260	02.44	232	10	242
261	03.44	216	10	226
262	04.44	287	10	297
263	05.44	274	10	284
264	06.44	345	10	355
265	01.45	204	10	214
266	02.45	145	10	155
267	03.45	258	10	268
268	04.45	199	10	209
269	05.45	316	10	326
270	06.45	257	10	267
271	01.46	33	10	43
272	02.46	103	10	113
273	03.46	174	10	184
274	04.46	89	10	99
275	05.46	158	10	168
276	06.46	229	10	239
277	01.47	129	10	139
278	02.47	166	10	176
279	03.47	133	10	143
280	04.47	58	10	68
281	05.47	45	10	55
282	06.47	86	10	96
283	01.48	72	10	82
284	02.48	103	10	113
285	03.48	79	10	89
286	04.48	128	10	138
287	05.48	58	10	68
288	06.48	78	10	88
289	01.49	14	10	24
290	02.49	75	10	85
291	03.49	117	10	127
292	04.49	207	10	217
293	05.49	200	10	210
294	06.49	270	10	280
295	01.50	37	10	47
296	02.50	96	10	106
297	03.50	242	10	252
298	04.50	187	10	197
299	05.50	313	10	323
300	06.50	258	10	268

	Inverter lxx.Cyy	Lunghezza cavo in pianta	Lungh. extra sali/scendi	Lunghezza totale
301	01.51	39	10	49
302	02.51	117	10	127
303	03.51	199	10	209
304	04.51	181	10	191
305	05.51	271	10	281
306	06.51	252	10	262
307	01.52	49	10	59
308	02.52	50	10	60
309	03.52	128	10	138
310	04.52	118	10	128
311	05.52	167	10	177
312	06.52	238	10	248
313	01.53	15	10	25
314	02.53	68	10	78
315	03.53	168	10	178
316	04.53	153	10	163
317	05.53	239	10	249
318	06.53	224	10	234
319	01.54	7	10	17
320	02.54	75	10	85
321	03.54	92	10	102
322	04.54	133	10	143
323	05.54	165	10	175
324	06.54	174	10	184
325	01.55	77	10	87
326	02.55	131	10	141
327	03.55	147	10	157
328	04.55	187	10	197
329	05.55	176	10	186
330	06.55	257	10	267
331	01.56	292	10	302
332	02.56	287	10	297
333	03.56	311	10	321
334	04.56	287	10	297
335	05.56	216	10	226
336	06.56	278	10	288
337	01.57	257	10	267
338	02.57	201	10	211
339	03.57	157	10	167
340	04.57	191	10	201
341	05.57	123	10	133
342	06.57	50	10	60
343	01.58	88	10	98
344	02.58	132	10	142
345	03.58	165	10	175
346	04.58	200	10	210
347	05.58	222	10	232
348	06.58	265	10	275
349	01.59	227	10	237
350	02.59	199	10	209
351	03.59	183	10	193
352	04.59	73	10	83
353	05.59	44	10	54
354	06.59	66	10	76
355	01.60	45	10	55
356	02.60	92	10	102
357	03.60	117	10	127
358	04.60	149	10	159
359	05.60	65	10	75
360	06.60	91	10	101

## Perdite nei trasformatori

Si stima una perdita nei trasformatori 0,8/36 kV pari all'**1,5%**.

## Perdite ohmiche sui cablaggi in corrente alternata cabine di parallelo e di raccolta

Si riporta di seguito il dettaglio del calcolo delle perdite sui cablaggi in corrente alternata cabine di parallelo – cabine di raccolta.

Utilizzando un cavo 3x1x300 in alluminio ne risulta una perdita arrotondata ad una cifra decimale pari allo **0,2%**.

### CABLE VERIFICATION SHEET

Tag	ANELLO R6	Also valid for:	R1-R2-R3-R4-R5-R7-R8	(1)
Service Descr.	ANELLO CABINE DI PARALLELO - CASO PEGGIORE			
Rated KW	14400			
Rated Current (A)	256,9			
FEEDING PANEL	ANELLO CABINE DI RACCORDO			
Tag				
Service Descr.				
Voltage (V)	36000			
SC (kAms)	10			
SC (kApk)	25			
PF	0,90			
PF-start	NA			Motors only
Base Load (kW)	14400			Line Load before starting largest load
Largest Load (kW)	1800			Largest load started on base load
Largest load PF	0,9			PF of largest load started on base load
PF - start of largest load	NA			
Ist/In - start of largest load	NA			
Cable Size	3x1x	300		
# of parall. Cables		1		
Install Derating factor		0,74		
Resistance @ 90 C (Ohm/km)		0,132	(2)	
Reactance @ 50Hz (Ohm/km)		0,111	(2)	
Current Capacity		424	(2)	
Let-through energy withstand		6,81E+08	(3)	
Length (m)		3640		
Total current capacity (A)		313,76		
Protective device maker	TBD			
Protective device type	TBD			
In(A)		630		
Ith(A)		260	(4)	
Im(A)		1500	(4)	
Trip time (s)		0,5		
i <sup>2</sup> t		1,13E+06	(5)	
<b>Current carrying capacity</b>	313,76 A >	260 A >	256,90 A	<b>PASS</b>
<b>Static Voltage Drop</b>	270,79 V	0,75% <	1,0%	<b>PASS</b>
Base Load Current components		lx	ly	Ist
Starting Load Current Components		231	112	257
		0		0,90
		231	112	
<b>Dynamic voltage drop</b>	0 V	0,00% <	15%	<b>N.A.</b>
<b>End of Line fault - max length</b>	37108,5 m >	3640 m		<b>PASS</b>
<b>Min cable cross section (I<sup>2</sup>t)</b>	7 mm <sup>2</sup> <	300 mm <sup>2</sup>		<b>PASS</b>
Notes:				
(1) Other TAGS have same cables whose length is equal or shorter, therefore the cable sizing is valid for all the loads.				
(2) From cable catalogue				
(3) per cable value				
(4) Setting values				
(5) =I <sup>2</sup> t, conservative assumption				
<b>Losses</b>	26,14 kW	0,1815 %		

## Perdite ohmiche sui cablaggi in corrente alternata cabine di raccolta – cabine di consegna

Si riporta di seguito il dettaglio del calcolo delle perdite sui cablaggi in corrente alternata cabine di raccolta – cabina di consegna.

Utilizzando un cavo 3x1x240 in alluminio ne risulta una perdita arrotondata ad una cifra decimale pari allo **0,6%**.

### CABLE VERIFICATION SHEET

Tag	ANELLO R1-R2-R3	Also valid for:	R4, R5-R6, R7-R8	(1)
Service Descr.	ANELLO CABINE DI RACCORDO - CASO PEGGIORE			
Rated KW	39600			
Rated Current (A)	706,5			
<b>FEEDING PANEL</b>	<b>CABINA DI CONSEGNA</b>			
Tag				
Service Descr.				
Voltage (V)	36000			
SC (kArms)	10			
SC (kApk)	25			
PF	0,90			
PF-start	NA			
Base Load (kW)	39600			
Largest Load (kW)	14400			
Largest load PF	0,9			
PF - start of largest load	NA			
Ist/In - start of largest load	NA			
Cable Size	3x1x	240		
# of parall. Cables	3			
Install Derating factor	0,74			
Resistance @ 90 C (Ohm/km)	0,163 (2)			
Reactance @ 50Hz (Ohm/km)	0,115 (2)			
Current Capacity	374 (2)			
Let-through energy withstand	4,36E+08 (3)			
Length (m)	3930			
Total current capacity (A)	830,28			
Protective device maker	TBD			
Protective device type	TBD			
In(A)	1250			
Ith(A)	750 (4)			
Im(A)	1500 (4)			
Trip time (s)	0,5			
I <sup>2</sup> t	1,13E+06 (5)			
<b>Current carrying capacity</b>	830,28 A >	750 A >	706,49 A	<b>PASS</b>
<b>Static Voltage Drop</b>	315,52 V	0,88% <	1,0%	<b>PASS</b>
Base Load Current components	lx	ly	Ist	PFst
Starting Load Current Components	635	308	706	0,90
	0			
	635	308		
<b>Dynamic voltage drop</b>	0 V	0,00% <	15%	<b>N.A.</b>
<b>End of Line fault - max length</b>	96248,2 m >	3930 m		<b>PASS</b>
<b>Min cable cross section (I<sup>2</sup>t)</b>	7 mm <sup>2</sup> <	720 mm <sup>2</sup>		<b>PASS</b>
Notes:				
(1) Other TAGS have same cables whose length is equal or shorter, therefore the cable sizing is valid for all the loads.				
(2) From cable catalogue				
(3) per cable value				
(4) Setting values				
(5) =I <sup>2</sup> t, conservative assumption				
<b>Losses</b>	244,07 kW	0,616342 %		

## PERFORMANCE RATIO E PRODUCIBILITA'

Nella prossima tabella si riassumono i risultati dell'analisi energetica svolta nel paragrafo precedente. Ne deriva un rendimento lato DC (Rdc) pari a 88,6% e un rendimento lato AC (Rac) pari a 94,7%.

Descrizione perdite nell'impianto FV	
Maggior resa per effetto dei moduli bifacciali	-6,9%
Perdite per temperatura moduli FV	7,0%
Perdite per livello di irraggiamento sui moduli FV e ombreggiamenti dovuti all'orizzonte	1,6%
Perdite per riflessione	1,1%
Perdite per ombreggiamenti	4,8%
Perdite per sporcizia dei moduli	0,5%
Perdite per mismatch	2,9%
Perdite ohmiche sui cablaggi in continua	0,4%
Rendimento del generatore FV in continua (Rcc)	88,6%
Perdite per rendimento di conversione inverter	1,2%
Perdite ohmiche sui cablaggi in alternata inverter-cabine di parallelo	1,8%
Perdite nei trasformatori	1,5%
Perdite ohmiche sui cablaggi in alternata cabine di parallelo-cabine di raccolta	0,2%
Perdite ohmiche sui cablaggi in alternata cabine di raccolta-cabina di consegna	0,6%
Rendimento di conversione DC/AC e perdite in AC (Rca)	94,7%
<b>PERFORMANCE RATIO DEF (Rcc * Rca)</b>	<b>83,9%</b>

Il **Performance Ratio** dell'impianto, dato dal prodotto tra Rcc e Rca può essere pertanto stimato pari all' **83,9%**.

### PRODUCIBILITÀ ATTESA

La radiazione solare incidente sul piano dei moduli è stata calcolata pari a 2283 kWh/m<sup>2</sup>anno, dato corrispondente alle ore solari equivalenti (hs).

Dal prodotto delle ore solari equivalenti con il Performance Ratio è possibile calcolare le ore equivalenti di produzione del generatore alla sua potenza di picco (heq).

$$heq = hs * PR = 2283 * 0,839 = 1915$$

Considerando la potenza di picco dell'impianto pari a 132.126 kW, è possibile calcolare la producibilità dell'impianto come prodotto della potenza di picco per le ore equivalenti di produzione:

$$\text{Producibilità} = P_p * heq = 132.126 * 1915 = 253.021.290 \text{ kWh/anno} = \mathbf{253.021,29 \text{ MWh/anno}}$$

Carrara, 24 Aprile 2023

*Ing. Mattia Tartari*

*(documento informatico firmato digitalmente  
 ai sensi dell'art. 24 D.Lgs. 82/2005 e ss.mm.ii)<sup>1</sup>*

<sup>1</sup> Applicare la firma digitale in formato PAdES (PDF Advanced Electronic Signatures) su file PDF.