

PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN NUOVO IMPIANTO AGRIVOLTAICO  
E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RTN  
LOCALITA' MASSERIA BARONI  
COMUNE DI PRESICCE ACQUARICA (LE)  
DENOMINAZIONE IMPIANTO - PVA003 ACQUARICA MASSERIA BARONI  
POTENZA NOMINALE 24.0 MW

## PROGETTO DEFINITIVO - SIA

### PROGETTAZIONE E SIA

#### HOPE engineering

ing. Fabio PACCAPELO  
ing. Andrea ANGELINI  
arch. Andrea GIUFFRIDA  
arch. Gaetano FORNARELLI  
dott.ssa Anastasia AGNOLI

#### Studio ALAMI

Arch. Fabiano SPANO  
Arch. Valentina RUBRICHI  
Arch. Susanna TUNDO

### PROGETTAZIONE DEGLI IMPIANTI ELETTRICI

ing. Roberto DI MONTE

### AGRONOMIA E STUDI COLTURALI

dott. Donato RATANO

### STUDI SPECIALISTICI E AMBIENTALI

MICROCLIMATICA  
dott.ssa Elisa GATTO

ARCHEOLOGIA  
dott. Cristian NAPOLITANO

GEOLOGIA  
Apogeo Srl

ACUSTICA  
dott.ssa Sabrina SCARAMUZZI

### COLLABORAZIONE SCIENTIFICA

**UNIVERSITÀ CATTOLICA DEL SACRO CUORE**  
DIPARTIMENTO DI SCIENZE DELLE PRODUZIONI VEGETALI SOSTENIBILI  
prof. Stefano AMADUCCI

## R.1 RELAZIONI GENERALI E DI INSERIMENTO

### R.1.2 Relazione descrittiva

REV.	DATA	DESCRIZIONE
	10-23	prima emissione



<b>1</b>	<b>INTRODUZIONE</b>	<b>5</b>
1.1	GENERALITÀ SULL'IMPIANTO	5
1.2	IL SOGGETTO PROPONENTE	5
1.3	LOCALIZZAZIONE DELL'INTERVENTO	6
1.3.1	<i>Inquadramento generale</i>	6
1.3.2	<i>Inquadramento Catastale</i>	10
1.4	DESCRIZIONE GENERALE DELLE COMPONENTI D'IMPIANTO E POTENZA INSTALLATA	12
1.4.1	<i>Impianto di generazione</i>	12
1.4.2	<i>Componente agricola</i>	13
<b>2</b>	<b>PRINCIPALI CARATTERISTICHE DELL'IMPIANTO DI GENERAZIONE, DESCRIZIONE ANALITICA</b>	<b>16</b>
2.1	MODULI FOTOVOLTAICI	17
2.2	STRUTTURE DI SUPPORTO A INSEGUIMENTO BIASSIALE	18
2.3	AREE AGRIVOLTAICHE SPERIMENTALI	21
2.4	CABINE POWER SKIDS E CABINA DI RACCOLTA	23
2.5	SISTEMA DI ACCUMULO ENERGIA BESS	25
2.5.1	<i>Il pcs</i>	26
2.5.2	<i>Disposizione interna</i>	27
2.5.3	<i>Inserimento ambientale, visivo e funzionale del modulo integrato power skid + sistema BESS</i>	28
2.6	CAVIDOTTI INTERRATI BT	29
2.7	CAVIDOTTI INTERRATI MT	31
<b>3</b>	<b>PRINCIPALI CARATTERISTICHE DELLA COMPONENTE AGRICOLA, DESCRIZIONE ANALITICA</b>	<b>32</b>
3.1	L'IDEA PROGETTUALE	32
3.2	COLTURE IN PROGETTO	32
3.3	OTTIMIZZAZIONE DEL SISTEMA AGRIVOLTAICO	33
3.3.1	<i>La piattaforma di simulazione</i>	33
3.3.2	<i>Impianto agrivoltaico santa lucia e impianto agrivoltaico base</i>	35
3.3.3	<i>Assunti dello studio e modalità di valutazione</i>	36
3.3.4	<i>Criteri dello studio e parametri</i>	37
3.3.5	<i>Risultati dello studio e parametri ottimizzati dell'impianto santa lucia</i>	39
3.4	RISPONDEZZA ALLE LINEE GUIDA MINISTERIALI	40



<b>4</b>	<b>LE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RETE ELETTRICA DI TRASMISSIONE NAZIONALE</b>	<b>43</b>
4.1	LA SOLUZIONE TECNICA MINIMA GENERALE DI CONNESSIONE	43
4.2	IL CAVIDOTTO DI VETTORIAMENTO MT	44
4.2.1	<i>Inquadramento generale del cavidotto di Vettoriamento mt</i>	44
4.2.2	<i>Inquadramento catastale del cavidotto di vettoriamento mt</i>	45
4.2.2	<i>Il cavidotto di Vettoriamento MT sezioni tipiche e risoluzione delle interferenze</i>	47
4.3	LA SOTTOSTAZIONE DI TRASFORMAZIONE AT/MT	49
4.6	L'ELETTRODOTTO AT	50
4.6	NUOVO STALLO IN CABINA PRIMARIA	51
4.7	INQUADRAMENTO CATASTALE DELLA SOTTOSTAZIONE, DEL CAVIDOTTO AT E DALLA CABINA PRIMARIA	52
<b>5</b>	<b>MISURE E OPERE DI SCHERMATURA VISUALE E MITIGAZIONE DEGLI IMPATTI ATTESI</b>	<b>54</b>
5.1	CRITERI DI PROGETTAZIONE E OPERE PREVISTE	55
5.2	MANUTENZIONE	55
5.3	PERCORSI E FRUIZIONE	55
<b>6</b>	<b>COMPATIBILITÀ VINCOLISTICA E NORMATIVA DELL'IMPIANTO E DELLE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RTN</b>	<b>58</b>
6.1	NORMATIVA COMUNITARIA DI RIFERIMENTO IN MATERIA DI FER	58
6.2	NORMATIVA NAZIONALE DI RIFERIMENTO IN MATERIA DI FER	59
6.3	NORMATIVA REGIONALE DI RIFERIMENTO IN MATERIA DI FER	63
6.4	SINTESI DELLE PROCEDURE AUTORIZZATIVE NECESSARIE	64
6.5	PIANIFICAZIONE TERRITORIALE	64
6.5.1	<i>IL PPTR della Regione puglia – impianto e opere di connessione alla RTN</i>	66
6.5.2	<i>La pianificazione urbanistica comunale</i>	78
6.5.2.1	<i>Piani urbanistici – Presicce-Acquarica</i>	78
6.6	VERIFICA DELL'IDONEITÀ DELL'AREA AI SENSI DEL D.LGS 199/2021	80
6.7	NORMATIVA TECNICA DI RIFERIMENTO	82
<b>7</b>	<b>STIMA DELLA PRODUCIBILITÀ ELETTRICA DELL'IMPIANTO DI GENERAZIONE</b>	<b>86</b>
7.1	PREMESSA	86
7.2	CARATTERISTICHE DELLA FONTE UTILIZZATA	86
7.3	STIMA DELLA PRODUCIBILITÀ ELETTRICA DELL'IMPIANTO AGRIVOLTAICO SANTA LUCIA	88



7.4	VERIFICA DEL REQUISITO B.2 DELLE LINEE GUIDA MINISTERIALI	89
7.4.1	<i>Producibilità elettrica specifica di riferimento (FV<sub>standard</sub>)</i>	89
7.4.2	<i>Verifica analitica del requisito B.2</i>	91
8	FASI TEMPI E MODALITÀ DI ESECUZIONE DELLE OPERE	92
8.1	CRITERI PROGETTUALI E APPROCCIO METODOLOGICO	92
8.2	FASI DI CANTIERE	92
8.3	CRONOPROGRAMMA DEGLI INTERVENTI	94
8.4	SPECIFICHE SUL MONTAGGIO COMPONENTI ELETTRICI	96
8.5	COLLAUDO	96
8.5.1.1	<i>Prove di tipo</i>	96
8.5.1.2	<i>Prove di accettazione in officina</i>	96
8.5.1.3	<i>Verifiche in cantiere</i>	96
8.5.1.4	<i>Prove di accettazione in sito</i>	96
8.6	MESSA IN ESERCIZIO DELL'IMPIANTO DI GENERAZIONE	98
9	DISMISSIONE DELL'IMPIANTO E RIPRISTINO DELLO STATO DEI LUOGHI	99
9.1	PREMESSA	99
9.2	DISMISSIONE IMPIANTO FV	99
9.3	DISMISSIONE OPERE DI RETE – CAVIDOTTO MT	101
9.4	DISMISSIONE DELLA STAZIONE ELETTRICA	101
9.5	MODALITÀ DI DEMOLIZIONE, RECUPERO E SMALTIMENTO	102
9.5.1	<i>Generalità</i>	102
9.5.2	<i>Pannelli fotovoltaici (codice c.e.r. 16.02.14)</i>	103
9.5.3	<i>Inverter (CODICE C.E.R. 16.02.14)</i>	104
9.5.4	<i>Strutture di sostegno (C.E.R. 17.04.02 alluminio; C.E.R. 17.04.04 ferro e acciaio)</i>	105
9.5.5	<i>Impianto elettrico (C.E.R. 17.04.01 rame – 17.00.00 operazioni di demolizione)</i>	105
9.5.6	<i>Locali prefabbricati, quadri elettrici e cabine di consegna/utente (C.E.R. 17.01.01 cemento)</i>	105
9.5.7	<i>Recinzione area (C.E.R. 17.04.02 alluminio – C.E.R. 17.04.04 ferro e acciaio – C.E.R. 17.02.01 legno)</i>	105
9.5.8	<i>Viabilità interna ed esterna</i>	105
10	CONSIDERAZIONI DI NATURA ECONOMICA	107
10.1	STIMA DEI COSTI DELL'IMPIANTO E DEI COSTI DI DISMISSIONE E RIPRISTINO	107
11	ANALISI DELLE RICADUTE SOCIALI E OCCUPAZIONALI	108
11.1	ANALISI DELLE RICADUTE OCCUPAZIONALI DELL'IMPIANTO DI GENERAZIONE	108
11.2	ANALISI DELLE RICADUTE OCCUPAZIONALI DELLA COMPONENTE AGRICOLA	109
12	CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE	111



<b>13 ALLEGATI</b>	<b>112</b>
<b>13.1 VISURA CAMERALE DEL SOGGETTO PROPONENTE</b>	<b>112</b>



## 1 INTRODUZIONE

### 1.1 GENERALITÀ SULL'IMPIANTO

La società Santa Lucia Energia S.r.L., con sede in Milano, via Lanzone n31, intende realizzare un impianto agrivoltaico della potenza nominale pari a circa **24 MWp**, in un sito a destinazione agricola ricadente sul territorio comunale di Presicce-Acquarica nella Provincia di Lecce. Il progetto definitivo comprende le opere necessarie alla connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale, progettate in base alla **STMG** rilasciata da E-distribuzione S.p.A con preventivo di connessione del 07/07/2023 codice di rintracciabilità **369200082** e regolarmente accettata dal Proponente.

Con il termine “**agrivoltaico**” si intende un sistema che coniuga la produzione agricola con la produzione di energia elettrica mediante impianto fotovoltaico, ospitando le due componenti nel medesimo terreno; pertanto, si tratta della convivenza, sul medesimo sito della conduzione delle colture agricole unitamente alla produzione di energia elettrica mediante l'installazione di pannelli fotovoltaici su apposite strutture di supporto, le caratteristiche di tali strutture dovranno essere compatibili con il regolare svolgimento dell'attività agricola e il transito dei mezzi agricoli necessari alla stessa.

L'impianto è denominato “PVA003 – Acquarica Masseria Baroni”

### 1.2 IL SOGGETTO PROPONENTE

Committente:	SANTA LUCIA ENERGIA S.r.l.
Sede legale e amministrativa	Via Lanzone, 31 - 20123 Milano
Codice fiscale e partita iva	12421150967

Il Soggetto Responsabile è il Rappresentante Legale della società **SANTA LUCIA ENERGIA S.r.l.**, con sede in Milano via Lanzone, 31. La società si avvale dell'esperienza tecnologica di progettisti di alto profilo, esperti di impianti da Fonti di Energia Rinnovabile (FER). La società Proponente fa parte del Gruppo Hope.

**Gruppo Hope** è una piattaforma societaria, con base operativa a Bari, in Puglia: la sua attività principale è l'integrazione della filiera rinnovabile con la produzione d'idrogeno verde, driver ritenuto indispensabile per l'incremento della penetrazione delle fonti rinnovabili nel mercato elettrico.

L'attuale pipeline in sviluppo da parte del Gruppo Hope supera già i quattro gigawatt di potenza ed è costituita da impianti onshore e offshore eolici nonché fotovoltaici con particolare riferimento agli impianti su cave dismesse e agrivoltaici.

Il soggetto Proponente vanta dunque una buona esperienza nel campo della produzione di energia da fonti rinnovabili, con particolare riferimento al settore fotovoltaico e agrivoltaico,



avvalendosi di consulenze importanti estese all'ambito dell'università e della ricerca e alla redazione di contributi specialistici da parte di società di consulenza dall'elevato profilo.

Gli effetti specifici dell'iniziativa in questione e le ricadute in ambito comunale e regionale possono sintetizzarsi in:

- produzione di energia elettrica da cedere alla rete di distribuzione dell'energia elettrica, generata da fonte rinnovabile, priva di immissione di inquinanti diretta o derivata nell'ambiente, con specifico effetto di riduzione delle emissioni di gas serra;
- cessione di parte dell'energia prodotta per il suo utilizzo nell'ambito delle lavorazioni agricole;
- installazione di un impianto agrivoltaico multi-megawatt in un'area caratterizzata come agricola nel Comune di Presicce-Acquarica;
- diffusione di know-how in materia di produzione di energia elettrica da fonte solare;
- formazione di tecnici specializzati nell'esercizio e nella manutenzione ordinaria e straordinaria degli impianti fotovoltaici.

Si allega a questa relazione il Certificato Camerale aggiornato della Società Proponente.

Nell'ambito del contesto normativo italiano l'impianto agrivoltaico Santa Lucia si vuole collocare tra gli impianti agrivoltaici di grandi dimensioni, pensati per il rilancio delle aziende agricole e per l'ottenimento degli obiettivi comunitari di cui al DL 119/2021, che prevedono la produzione di energia da fonti rinnovabili pari al 32% dell'intero fabbisogno nazionale entro il 2030.

L'impianto grazie alla sua concezione, alle tipologie di strutture utilizzate e alle caratteristiche del sistema di monitoraggio vuole **collocarsi tra i progetti agrivoltaici innovativi e in grado di accedere agli incentivi previsti dal PNRR.**

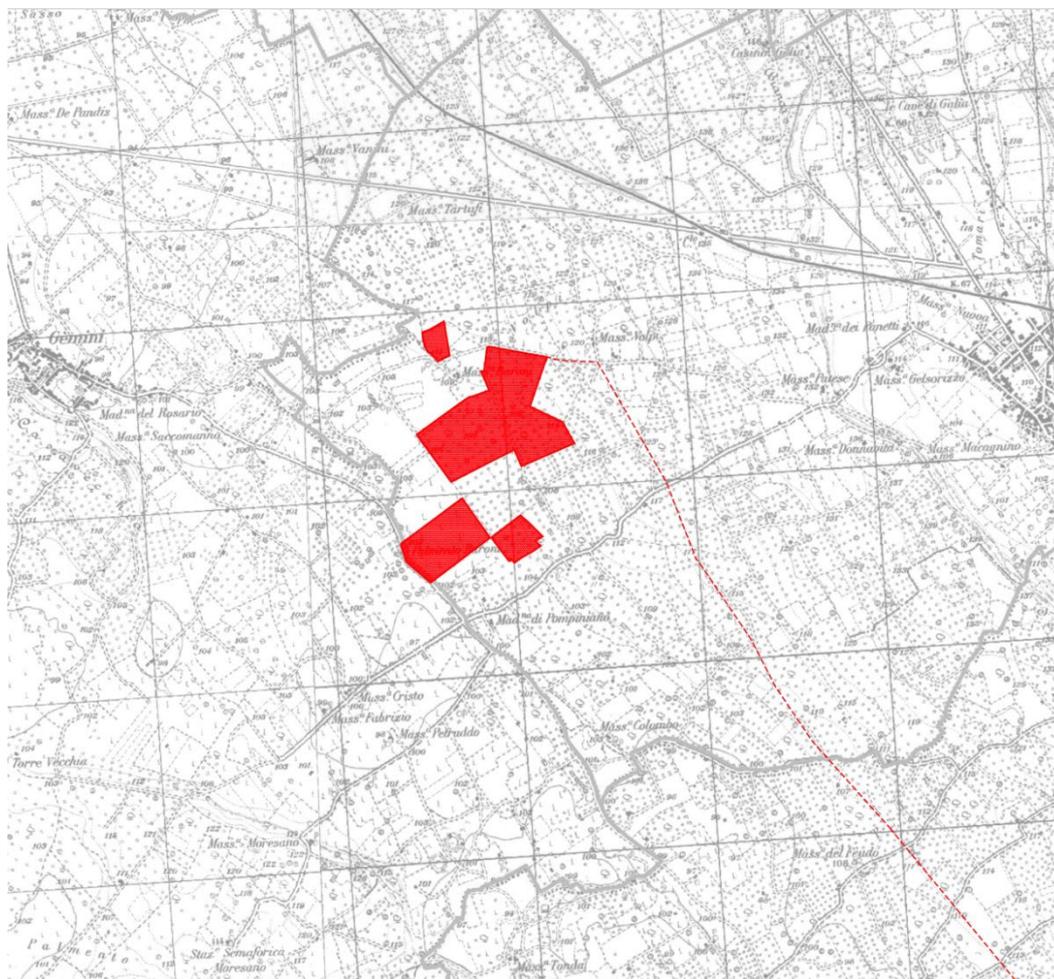
La potenza installata sarà superiore ai 24 MW, pertanto, ai sensi del DL 77/2021 l'impianto Santa Lucia sarà sottoposto alla procedura di VIA presso il MASE ed alla successiva Autorizzazione Unica ai sensi del D.Lgs 387/2003 presso gli enti locali designati.

## 1.3 LOCALIZZAZIONE DELL'INTERVENTO

### 1.3.1 INQUADRAMENTO GENERALE

L'impianto agrivoltaico PVA003 Acquarica Masseria Baroni è situato a ovest del comune di Presicce-Acquarica, nella provincia di Lecce, in località Masseria Baroni e confina ad Ovest con il Comune di Ugento.





*Localizzazione dell'intervento su cartografia IGM*

Le aree di installazione ricadono tra le aree di proprietà della Santa Lucia Energia srl. L'estensione complessiva dei possedimenti della Santa Lucia Energia srl è di circa 70 ha. Di queste aree la porzione destinata al progetto di agrivoltaico è pari a 48 ha circa. Le aree di proprietà della Santa Lucia Energia sono per la maggior parte destinate a uliveto. Una porzione limitata dell'uliveto è in buono stato di conservazione ed è stato pertanto preservato e non sarà interessato dall'installazione dell'impianto agrivoltaico. Nella maggior parte dei terreni, pari a 48 ha circa, invece la coltivazione ad uliveto è completamente compromessa dalla diffusione del batterio *Xylella Fastidiosa*, che ha portato al completo disseccamento degli ulivi. È pertanto in corso un'attività di espanto delle piante oggetto di disseccamento.

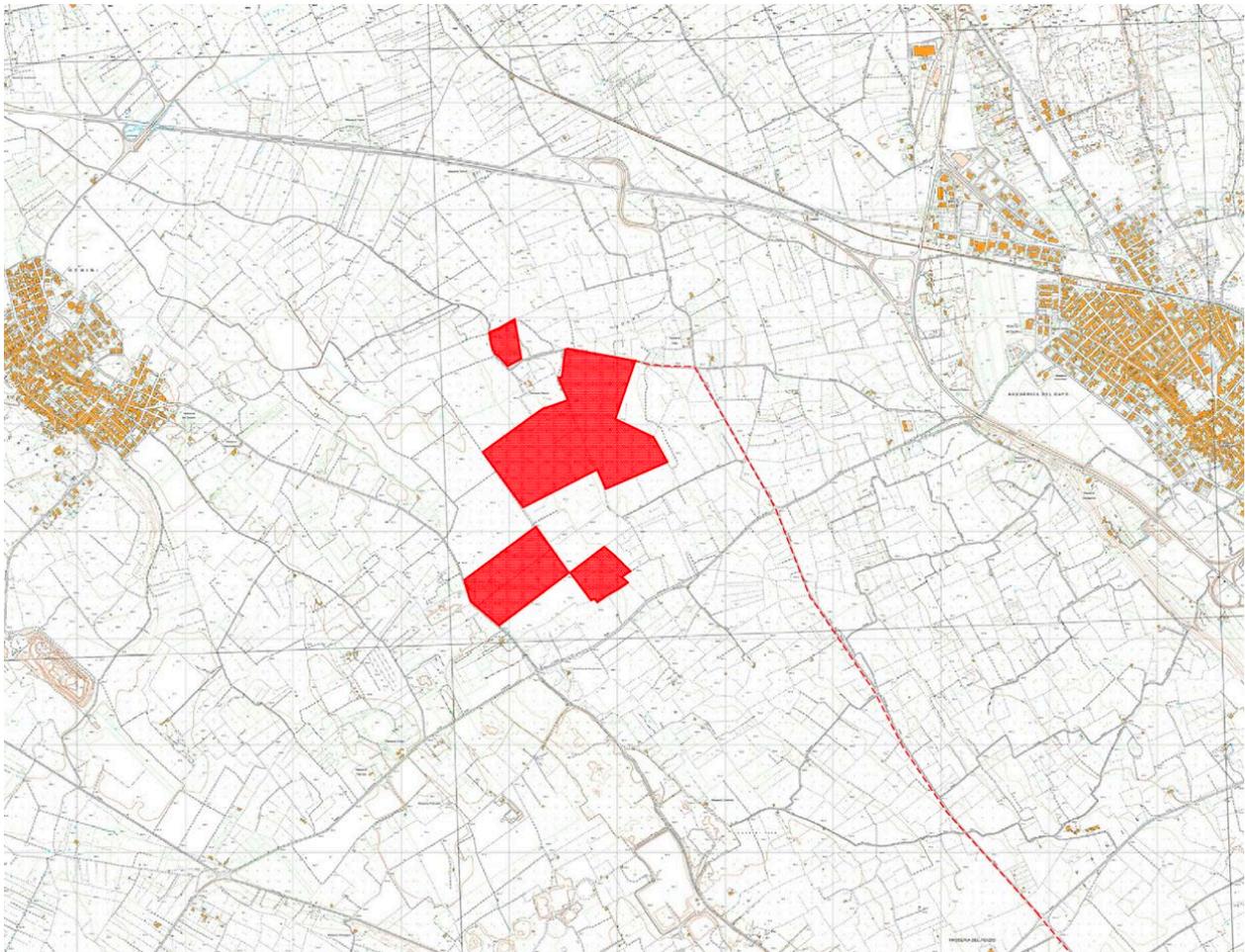
Su queste aree verrà realizzato l'impianto agrivoltaico con contestuale impianto di uliveto superintensivo della specie FS17.

L'intervento pertanto rappresenta un approccio innovativo e integrato alla rigenerazione dei territori colpiti dalla *Xylella Fastidiosa*, permettendo sia la ripresa dell'attività agricola e della filiera connessa, sia la produzione integrata di energia da fonte fotovoltaica.





*Vista a volo d'uccello – Stato dei luoghi attuale*

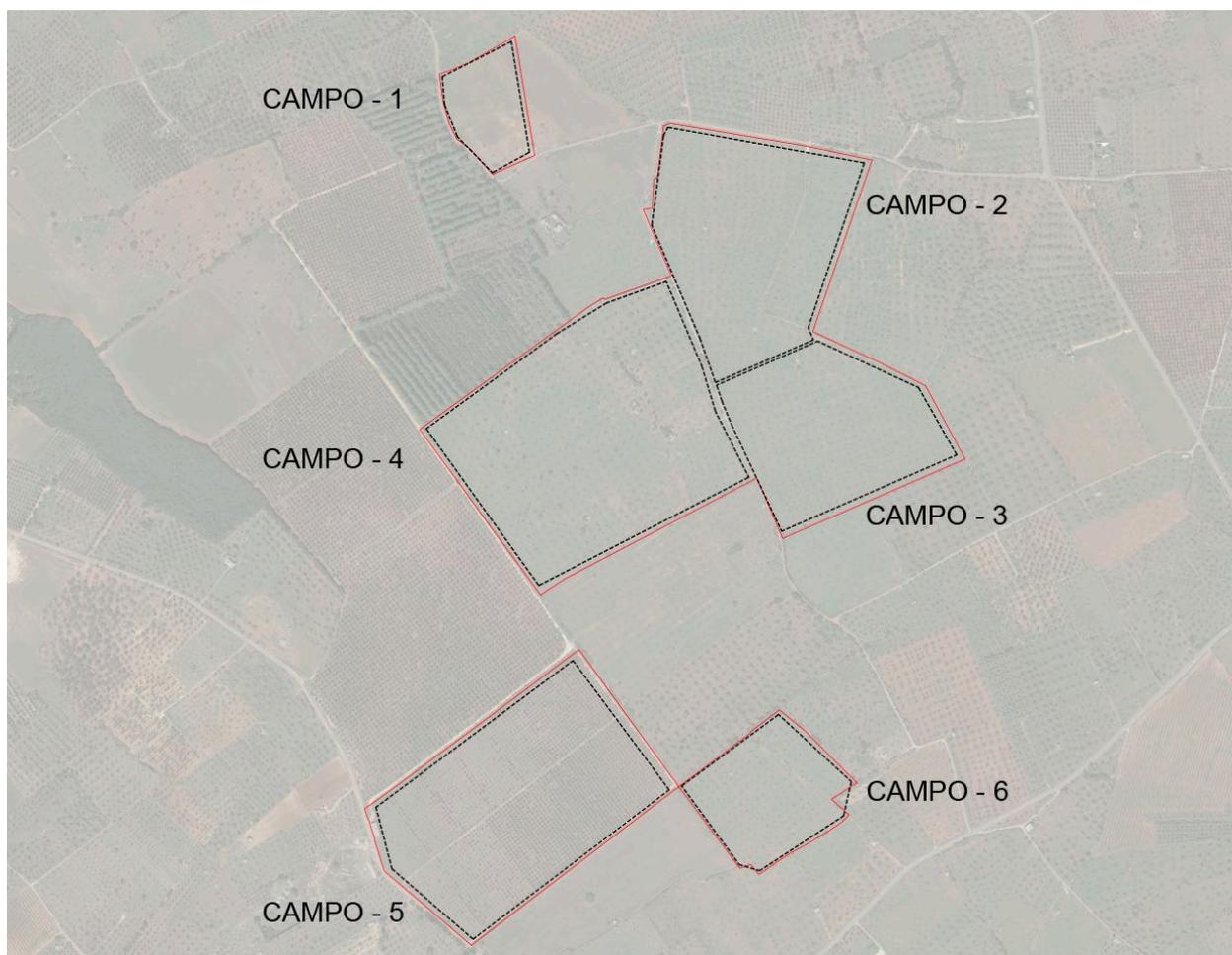


*Localizzazione dell'intervento su base CTR, in ROSSO le aree di PROGETTO*



DENOMINAZIONE CAMPI			
Lotto	superficie catastale (ha)	superficie impianto (ha)	Potenza (mWp)
CAMPO 1	10,58	1,77	0,98
CAMPO 2	9,58	8,85	4,53
CAMPO 3	7,17	6,78	4,19
CAMPO 4	14,54	13,96	6,92
CAMPO 5	11,95	10,27	5,90
CAMPO 6	4,05	3,61	2,04
	<b>57,87</b>	<b>45,24</b>	<b>24,56</b>

*Tabella delle superfici occupate*



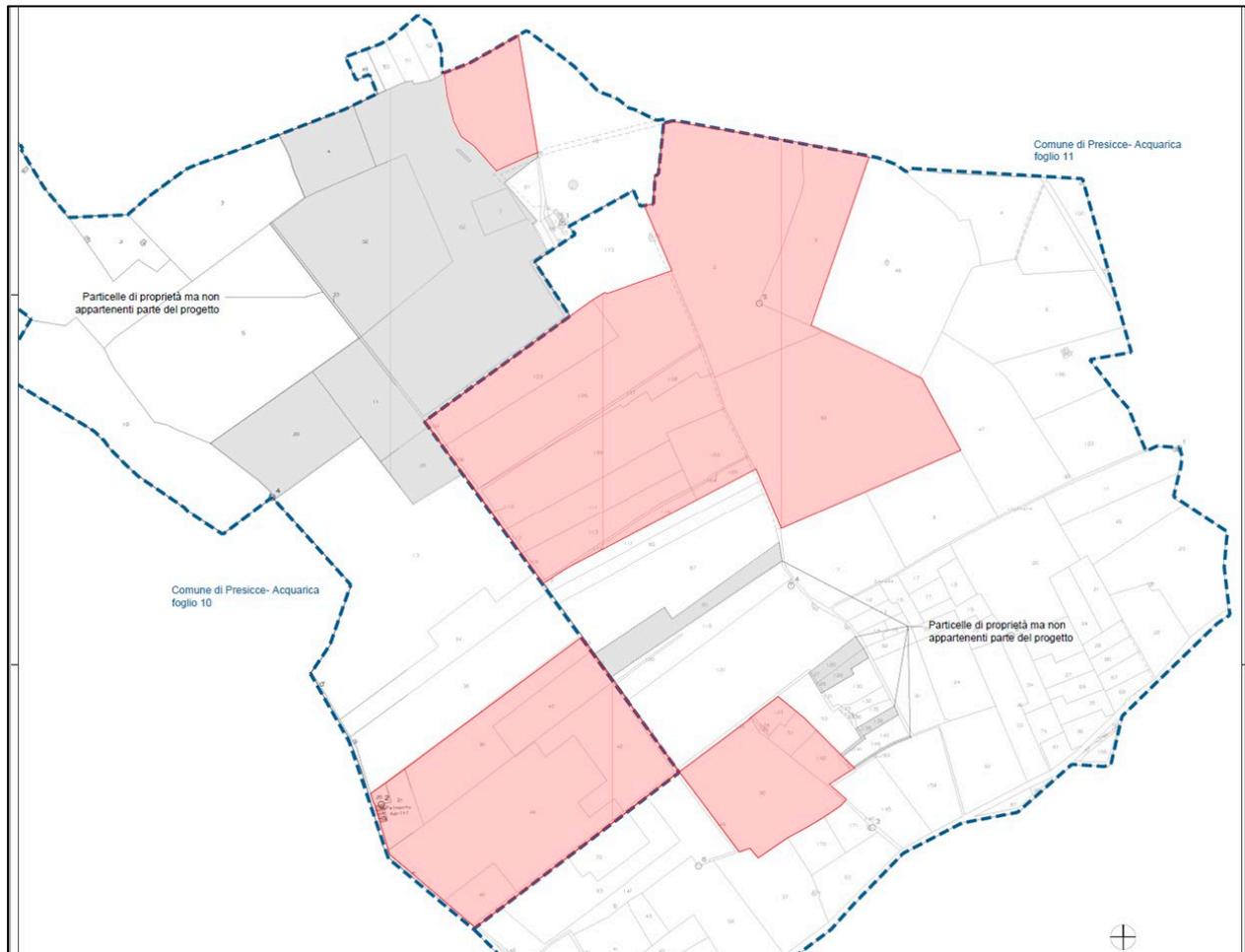
*Schema suddivisione campi*

L'intera area nella disponibilità del Proponente è stata suddivisa in 6 Campi per lo più coincidenti con le campagne di installazione, denominati "Campo 1-2-3-4-5-6"



### 1.3.2 INQUADRAMENTO CATASTALE

L'area di sedime dell'impianto è la risultante dell'aggregazione di più particelle, tutte di proprietà della Santa Lucia Energia srl, l'inquadramento cartografico sui fogli di mappa catastali delle aree occupate dall'impianto evidenzia come l'intera superficie recintata e le aree destinate a fasce di naturalità e schermatura visuale, interessino particelle catastali afferenti a 2 fogli di mappa catastali, appartenenti al Comune di Presicce-Acquarica



*Inquadramento delle aree di impianto su fogli di mappa catastali*



Le tabelle che seguono identificano le particelle interessate dall'agrivoltaico, dalle cabine e dai cavidotti interrati MT, suddivise per i singoli lotti.

PARTICELLE CATASTALI INTERESSATE			
FOGLIO 10			
COMUNE	FOGLIO	PARTICELLA	SUPERFICIE CATASTALE (mq)
PRESICCE-ACQUARICA	10	4	13.300
PRESICCE-ACQUARICA	10	7	3.900
PRESICCE-ACQUARICA	10	11	17.020
PRESICCE-ACQUARICA	10	20	24.240
PRESICCE-ACQUARICA	10	21	5.180
PRESICCE-ACQUARICA	10	26	740
PRESICCE-ACQUARICA	10	28	8.460
PRESICCE-ACQUARICA	10	32	46.020
PRESICCE-ACQUARICA	10	33	700
PRESICCE-ACQUARICA	10	38	20.457
PRESICCE-ACQUARICA	10	39	83
PRESICCE-ACQUARICA	10	40	11.440
PRESICCE-ACQUARICA	10	41	300
PRESICCE-ACQUARICA	10	42	21.242
PRESICCE-ACQUARICA	10	43	1.218
PRESICCE-ACQUARICA	10	44	48.814
PRESICCE-ACQUARICA	10	45	636
PRESICCE-ACQUARICA	10	46	5.856
PRESICCE-ACQUARICA	10	47	264
PRESICCE-ACQUARICA	10	54	edificio
PRESICCE-ACQUARICA	10	55	edificio
PRESICCE-ACQUARICA	10	60	2.611
PRESICCE-ACQUARICA	10	62	105.789
<b>TOTALE</b>	<b>TOTALE</b>		<b>338.270</b>



FOGLIO 11			
COMUNE	FOGLIO	PARTICELLA	SUPERFICIE CATASTALE (mq)
PRESICCE-ACQUARICA	11	2	71.730
PRESICCE-ACQUARICA	11	3	24.110
PRESICCE-ACQUARICA	11	30	30.460
PRESICCE-ACQUARICA	11	51	2.750
PRESICCE-ACQUARICA	11	81	12.410
PRESICCE-ACQUARICA	11	90	71.730
PRESICCE-ACQUARICA	11	103	19.550
PRESICCE-ACQUARICA	11	104	250
PRESICCE-ACQUARICA	11	105	44.136
PRESICCE-ACQUARICA	11	106	415
PRESICCE-ACQUARICA	11	107	1.163
PRESICCE-ACQUARICA	11	108	5.256
PRESICCE-ACQUARICA	11	109	32.140
PRESICCE-ACQUARICA	11	110	560
PRESICCE-ACQUARICA	11	111	14.357
PRESICCE-ACQUARICA	11	112	233
PRESICCE-ACQUARICA	11	113	11.275
PRESICCE-ACQUARICA	11	114	678
PRESICCE-ACQUARICA	11	115	3.267
PRESICCE-ACQUARICA	11	116	280
PRESICCE-ACQUARICA	11	123	1.981
PRESICCE-ACQUARICA	11	124	129
PRESICCE-ACQUARICA	11	125	400
PRESICCE-ACQUARICA	11	126	2.005
PRESICCE-ACQUARICA	11	127	105
PRESICCE-ACQUARICA	11	128	1.561
PRESICCE-ACQUARICA	11	129	89
PRESICCE-ACQUARICA	11	138	1.030
PRESICCE-ACQUARICA	11	139	95
PRESICCE-ACQUARICA	11	142	4.109
PRESICCE-ACQUARICA	11	143	139
PRESICCE-ACQUARICA	11	144	312
PRESICCE-ACQUARICA	11	163	8.712
PRESICCE-ACQUARICA	11	164	318
PRESICCE-ACQUARICA	11	165	2.770
TOTALE			<b>370.505</b>
TOTALE PROPRIETA			<b>708.775</b>
TOTALE PARTICELLE IMPIANTO			<b>578.540</b>
TOTALE PARTICELLE NON INTERESSATE DAL PROGETTO			<b>130.235</b>

*Tabelle indicanti i mappali interessati dall'installazione dell'impianto*

## 1.4 DESCRIZIONE GENERALE DELLE COMPONENTI D'IMPIANTO E POTENZA INSTALLATA

### 1.4.1 IMPIANTO DI GENERAZIONE

Riguardo alla **componente fotovoltaica**, questa sarà nel complesso suddivisa in 6 campi, per lo più coincidenti con le campagne di installazione e denominati lotti, lo schema tabellare che segue descrive il quantitativo di strutture il numero dei moduli e la potenza dei singoli lotti.

SCHEMA POTENZE DI CAMPO						
	strutture	moduli	potenza modulo	potenza lotto kW	cabine power skids 4,0 MW	Moduli BESS 2 Mwh
CAMPO 1	57	1.368	0,715	978	-	-
CAMPO 2	264	6.336	0,715	4.530	3	6
CAMPO 3	244	5.856	0,715	4.187	-	-
CAMPO 4	403	9.672	0,715	6.915	1	2
CAMPO 5	344	8.256	0,715	5.903	2	4
CAMPO 6	119	2.856	0,715	2.042	-	-
<b>TOTALE</b>	<b>1431</b>	<b>34.344</b>		<b>24.556</b>	<b>6</b>	<b>12</b>

I **moduli** che si prevede di installare saranno del tipo bifacciale prodotti dalla Huasun, modello Himalaia G12 DS715, da 132 Celle, con potenza del singolo modulo pari a 715 W. I moduli previsti hanno dimensione di 2384x1303 mm.

Con l'obiettivo di combinare nel giusto modo la produzione agricola e la produzione di energia, per l'impianto fotovoltaico Santa Lucia si è scelto di utilizzare particolari **strutture di supporto**, sviluppate da una azienda leader nel settore, la Rem Tec, il modello selezionato è denominato tracker 3D T2.1, l' inseguitore solare ha un funzionamento del tipo biassiale gestito da un sistema di controllo Tracking e backtracking secondo calendario solare; la struttura selezionata, è composta da sotto moduli in acciaio zincato a caldo della lunghezza di 14 metri, infissi nel terreno in maniera amovibile e legati tra loro con un sistema a tensostruttura, ogni sotto modulo è in grado di ospitare e movimentare 24 pannelli fotovoltaici, corrispondenti alla "stinga" del sistema elettrico.

Le **cabine di campo, anche denominate Power Skids**, raccoglieranno l'energia prodotta in ogni sottocampo, convogliandola attraverso cavidotti MT opportunamente dimensionati, fino al punto di raccolta e poi alla rete.

I **Power Skids** selezionati sono prodotti dalla SMA, i modelli della linea MV Power Station saranno individuati in base alle potenze del sottocampo che vanno a servire e potranno variare tra il modello SMA SC 2660 UP e il modello SMA SC 4000 UP. Ogni singolo Power Skids è un elemento prefabbricato delle dimensioni di 6x2.9x2.4 metri che contiene al suo interno l'inverter, il trasformatore i quadri di campo e tutte le componenti del BoS (Balance of System) necessarie per la trasformazione e l'innalzamento della corrente continua, in una configurazione ready to use.

Si rimanda alle relazioni specialistiche e agli elaborati grafici del progetto definitivo per gli approfondimenti necessari.

## 1.4.2 COMPONENTE AGRICOLA

### ULIVETO SUPERINTENSIVO

La componente agricola prevalente del progetto è costituita da un impianto di uliveto semi-intensivo della cultivar FS-17 Favolosa. Tale è impianto è da intendersi come un intervento di rigenerazione agricola dei suoli interessati. Questi stessi suoli infatti risultavano già piantumati ad uliveto, delle varietà autoctone prevalenti Ogliarola Salentina e Cellina di Nardò.

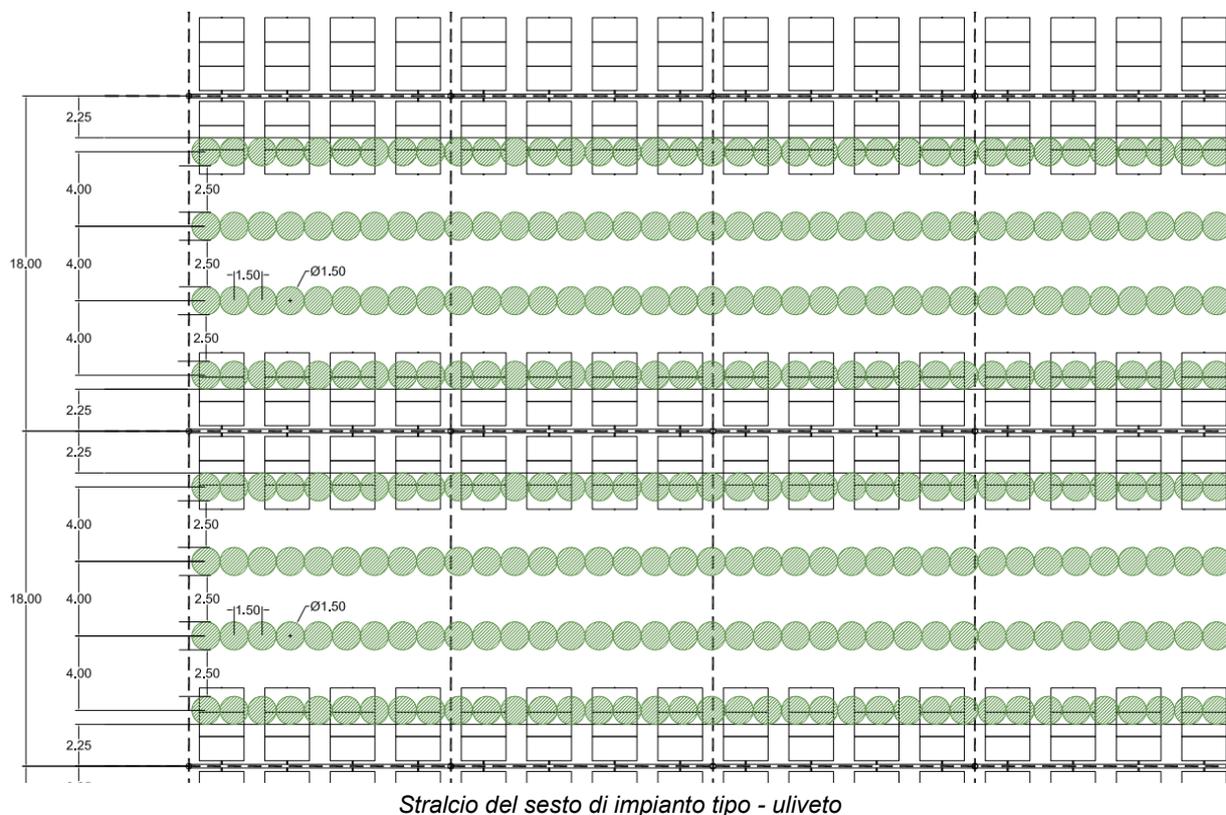
Tuttavia questo uliveto, al pari degli altri di questo areale è stato oggetto di attacco da parte del batterio di quarantena Xylella Fastidiosa , che ne ha portato il disseccamento e il conseguente stato di abbandono.

Allo stato attuale su parte dei suoli è stato già effettuato l'espianto delle piante infette.



Altri suoli invece saranno oggetto di espianto, preliminarmente all'avvio delle attività di rimpianto dell'uliveto della cultivar resistente FS-17 Favolosa.

La componente di uliveto superintensivo copre una superficie di circa 30 ha.



### AGRICOLTURA ALTERNATIVA

Un tratto distintivo di questo progetto è l'accostamento alla coltura superintensiva di uliveto la destinazione di un'area di agricoltura alternativa, dell'estensione di 9 ha.

Quest'area è distribuita in tutto il lotto ed è localizzata prevalentemente lungo le fasce perimetrali dei campi.

La decisione di spostare le strade di manutenzione perimetrali dei campi agrivoltaici all'interno del perimetro dell'impianto stesso ha determinato la formazione di fasce di terreno di dimensioni importanti, che permettono forme di agricoltura alternativa.

Questa forma di agricoltura è condotta con un basso livello di meccanizzazione e con una maggiore varietà di specie.

Lo scopo è quello di generare un sistema agricolo complesso, maggiormente ricco di biodiversità e dal grande valore paesaggistico e ambientale.

In queste aree agricole infatti troveranno posto specie quali frutti antichi, piante erbacee in consociazione, aloe vera.

L'associazione delle fasce di agricoltura alternativa a quelle di mitigazione e rinaturalizzazione genera diverse tipologie di bordi verdi con una dimensione consistente e un importante ruolo ecologico.





Configurazione tipo con uliveto intensivo e fasce di agricoltura alternativa e rinaturalizzazione

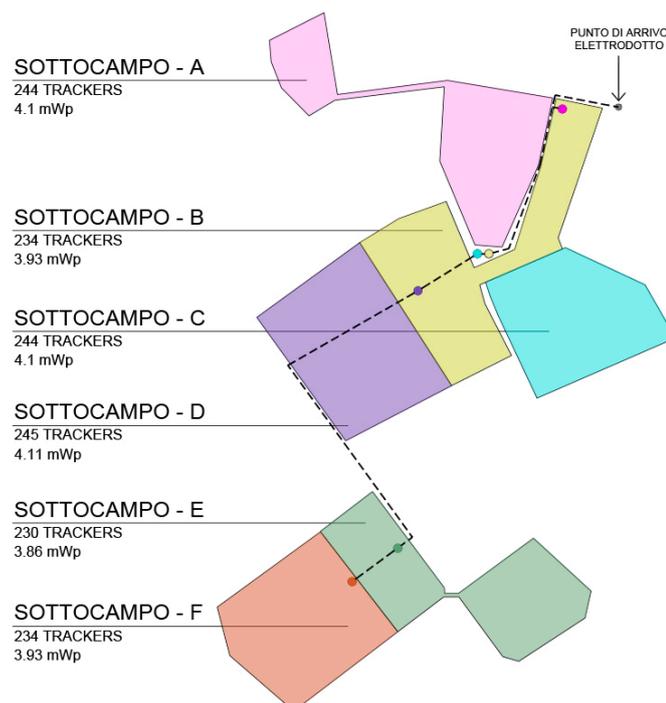


## 2 PRINCIPALI CARATTERISTICHE DELL'IMPIANTO DI GENERAZIONE, DESCRIZIONE ANALITICA

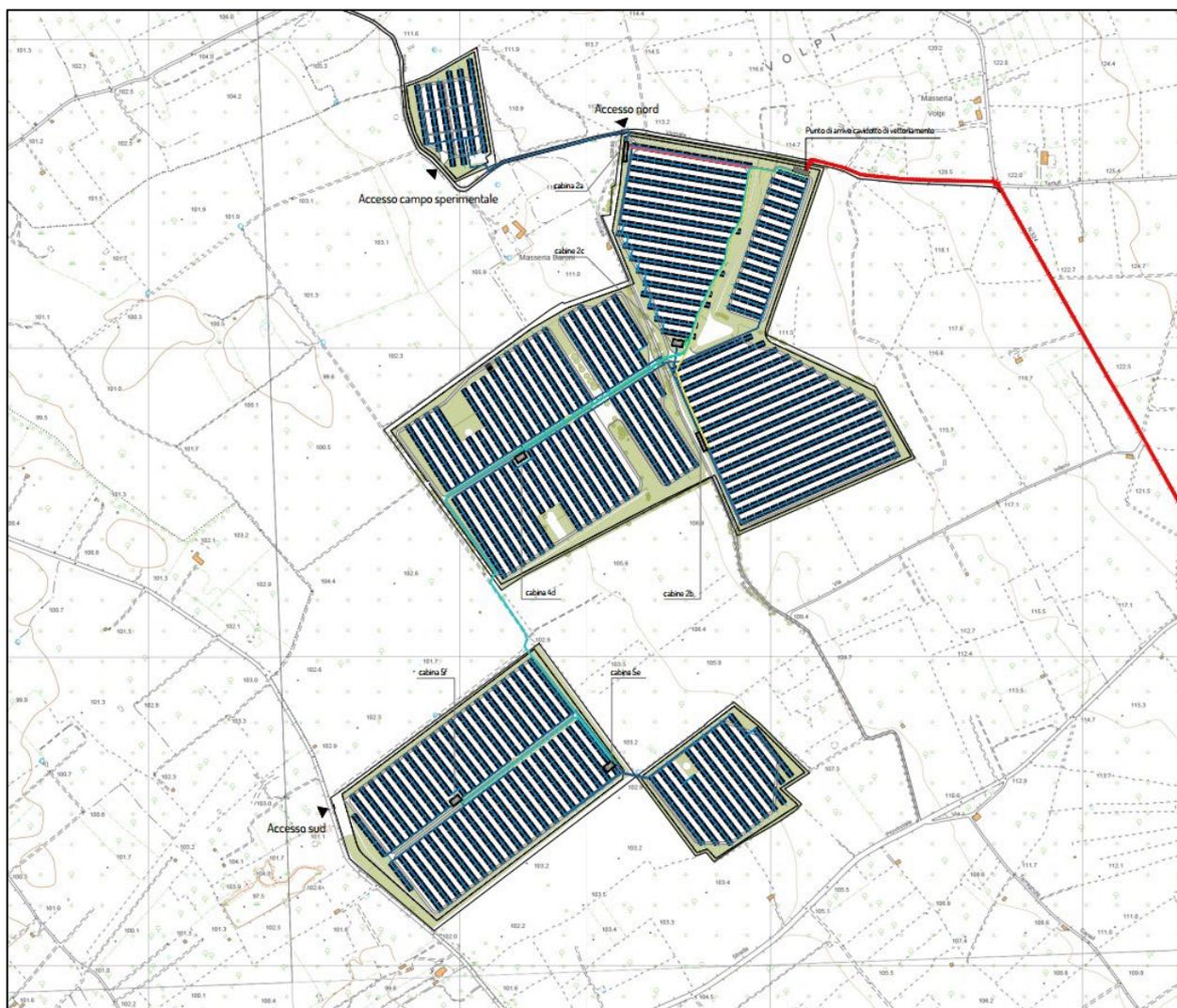
Il generatore fotovoltaico dell'impianto agrivoltaico Santa Lucia sarà composto da 34.344 moduli fotovoltaici bifacciali al silicio, installati su strutture ad inseguimento di tipo biassiale ancorate nel terreno. Il layout complessivo dell'impianto è stato progettato per massimizzare la potenza installata e la produzione agricola sottostante, cercando di valutare tutte le alternative possibili e trovare soluzioni di compromesso che ottimizzino entrambe le produzioni.

Per quanto riguarda il Balance Of System (BoS), i paragrafi seguenti descrivono le principali componenti e le scelte tecnologiche effettuate per l'impianto agrivoltaico. È importante sottolineare che i criteri adottati per la suddivisione delle strutture di supporto e delle cabine di campo sono stati pensati per consentire lo svolgimento corretto delle attività agricole e garantire un accesso adeguato ai singoli sottocampi. Il layout generale, diviso in 5 lotti come già menzionato, è stato progettato tenendo conto delle dimensioni delle macchine agricole più ingombranti necessarie per la raccolta (ad esempio, una mietitrebbia con barra di taglio di 6 metri) e della loro accessibilità ai campi agricoli. Per quanto riguarda il posizionamento dei principali cavidotti e delle cabine di campo, è stata scelta la strategia di utilizzare gli assi stradali esistenti e di posizionare tutte le strutture lungo la rete viaria, in modo da agevolarne la manutenzione ed evitare l'introduzione di elementi estranei nell'ambiente agricolo che potrebbero interferire con le operazioni agricole.

SCHEMA POTENZE DI CAMPO							
	strutture	moduli	potenza modulo	potenza lotto kW	cabine power skids 4,0 MW	Moduli BESS 2 Mwh	
SOTTOCAMPO - A	244	5856	0,715	4187	1	2	
SOTTOCAMPO - B	235	5640	0,715	4033	1	2	
SOTTOCAMPO - C	244	5856	0,715	4187	1	2	
SOTTOCAMPO - D	245	5880	0,715	4204	1	2	
SOTTOCAMPO - E	230	5520	0,715	3947	1	2	
SOTTOCAMPO - F	233	5592	0,715	3998	1	2	
<b>TOTALE</b>	<b>1431</b>	<b>34.344</b>		<b>24.556</b>	<b>6</b>	<b>12</b>	



Il sistema ad inseguimento biassiale offre il vantaggio di consentire un orientamento delle strutture e della griglia dei pilastri di supporto che rispetti la conformazione e la disposizione delle aree interessate, senza dover seguire un orientamento fisso est-ovest o nord-sud tipico delle strutture di supporto tradizionali. Questa flessibilità ha permesso di massimizzare la potenza installata e, allo stesso tempo, migliorare l'efficienza delle operazioni agricole sui terreni interessati.



*Il layout di impianto*

## 2.1 MODULI FOTOVOLTAICI

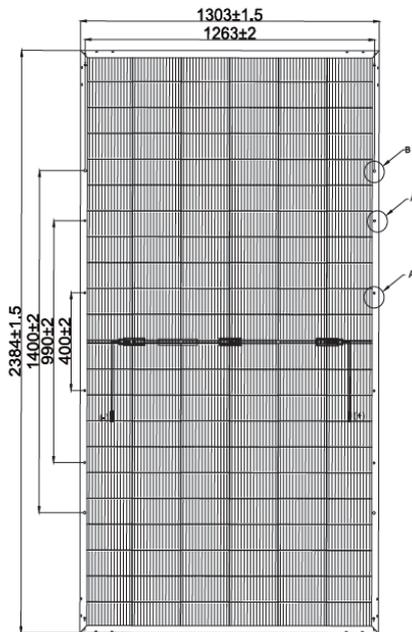
Il modulo fotovoltaico scelto è in silicio monocristallino Huasun, modello Himalaia G12 DS715, da 132 Celle, con potenza del singolo modulo pari a 715 W. I moduli sono del tipo "bifacciali", cioè in grado di convertire in energia elettrica anche la radiazione solare riflessa dall'ambiente circostante e incidente sul retro dei moduli. Si rimanda all'elaborato "disciplinare descrittivo degli elementi tecnici" per maggiori specifiche.

Si riporta di seguito un estratto della scheda tecnica con le principali caratteristiche del modulo utilizzato.



## Engineering Drawings

Unit: mm



Dimensioni del modulo

## Electrical Characteristics (STC\*)

HS-210-B132-DS715

Maximum Power	(Pmax)	715W
Module Efficiency	(%)	23.02%
Optimum Operating Voltage	(Vmp)	41.38V
Optimum Operating Current	(Imp)	17.28A
Open Circuit Voltage	(Voc)	49.63V
Short Circuit Current	(Isc)	17.62A
Operating Module Temperature		-40 to +85 °C
Maximum System Voltage		DC1500V (IEC)
Maximum Series Fuse		30A
Power Tolerance		0~+5W
Bifaciality		80% ± 5%

\*STC: Irradiance 1000 W/m<sup>2</sup>, cell temperature 25 °C, AM=1.5, Tolerance of Pmax is within +/- 3%,

Principali caratteristiche elettriche del modulo fotovoltaico

## 2.2 STRUTTURE DI SUPPORTO A INSEGUIMENTO BIASIALE

L'impianto in esame è stato concepito utilizzando strutture di supporto dotate di inseguitori solari biassiali ovvero ampi pannelli montati su supporti metallici infissi nel terreno, senza necessità di alcun basamento con plinti di cemento, posti in filari paralleli e distribuiti nell'ambito di una determinata superficie. I pannelli, opportunamente comandati tramite specifici software, ruotano progressivamente su due assi ortogonali seguendo istantaneamente la posizione del sole onde assorbire la massima quantità di energia.

L'altezza da terra, pari a circa 5 m al mozzo degli inseguitori biassiali, consente il passaggio di qualsiasi tipologia di mezzo agricolo, l'interdistanza di 18 metri a cui sono posti i filari determina una interferenza trascurabile rispetto a qualsiasi attività agricola che si intende svolgere. Nel caso specifico in esame l'utilizzo di tali strutture è certamente la soluzione che garantisce la massima integrazione tra impianto e attività agricole: le colture estensive che si svolgeranno nei terreni in questione, infatti, richiedono l'utilizzo di macchine agricole di grandi dimensioni, situazione non certamente compatibile con l'utilizzo di normali tracker monoassiali. Questi ultimi, infatti, oltre a non essere normalmente installati su strutture di altezza così elevata, devono essere necessariamente disposti in direzione nord-sud per massimizzare la produzione, mentre il sistema di inseguitori biassiali adottato consente una installazione libera nel campo agricolo, rispettando l'attuale sistema di coltivazione.

Uno dei principali produttori che ha immesso sul mercato strutture di questo tipo è l'azienda REM Tec, che ha sviluppato e brevettato una serie di soluzioni innovative per combinare energia e agricoltura.

### L'azienda

-  Fondata nel 2015, e basata su una tecnologia sviluppata nel 2009
-  Realizziamo impianti agrivoltaici dal 2011, con oltre 10 anni di esperienza nella coltivazione al di sotto degli impianti, su circa 45 ettari di terreno
-  Tecnologia sviluppata in 4 Stati differenti su diverse culture in diverse zone climatiche
-  Costante innovazione che ha portato a 10 brevetti ed il marchio

**Agrovoltaico**

### I nostri obiettivi

-  Produzione elettrica sostenibile e carbon-free per supportare la transizione energetica della società
-  Conservazione della realtà agricola e del terreno per la produzione di cibo
-  Integrazione tra produzione elettrica e agricola, creando una situazione favorevole per tutti i soggetti coinvolti



#### Vantaggi dei sistemi Rem Tec

Nel dimensionamento dell'impianto sono state utilizzate le caratteristiche di base fornite da REM TEC in base agli accordi commerciali e tecnici stabiliti. Sul punto si precisa che nella fase di progettazione esecutiva saranno definite nel dettaglio le strutture di supporto, analizzando tutte le soluzioni disponibili in quel momento sul mercato aderenti a quella rappresentata nel presente progetto definitivo.

La tecnologia selezionata per l'impianto agrivoltaico Santa Lucia fa riferimento al tracker 3D T2.1, l'immagine seguente ne descrive le principali caratteristiche e i vantaggi.

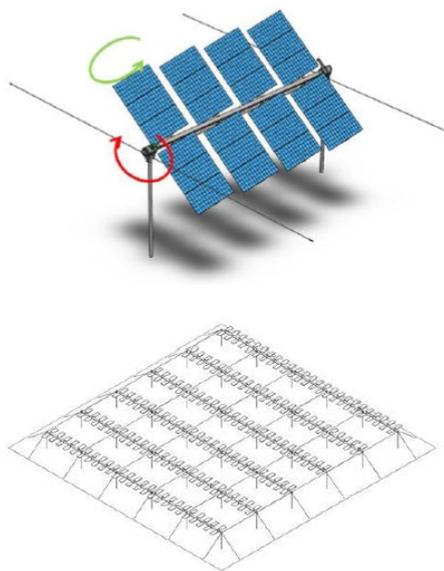


**Focus tecnologia Tracker 2.1:** la seconda generazione di tracker Agrovoltaiico® comprende tracker mono - o biassiali progettato per creare un'ombra dinamica e controllata sul terreno

Agrovoltaiico® T2.1 è un sistema di inseguimento ad asse singolo o doppio, studiato per essere utilizzato nei seguenti casi d'uso:

- Grandi colture/superfici
- Gestione delle ombre precisa e dinamica, che consente una crescita e una resa delle piante ottimizzate
- Occupazione di suolo minima rispetto ad altre tecnologie concorrenti in campo agrivoltaiico
- È possibile l'uso di macchine e attrezzature agricole con campata fino a 18 m
- Alta efficienza (fino al 45% di energia in più rispetto a un impianto fisso)
- Alta disponibilità e bassi costi di O&M
- Struttura ad alta resistenza al vento e ai terremoti

### AGROVOLTAICO® T2.1 Illustrazione



### AGROVOLTAICO® T2.1 Specifiche tecniche

- Altezza: 4.5 m o più, per permettere il passaggio dei macchinari agricoli.
- Struttura di supporto: 2 pali verticali distanziati 14 m
- Rotazione: profilo orizzontale in acciaio, in grado di ruotare sul proprio asse lungo 14 m (tracker)
- Profili: 4 profili secondari montati perpendicolari all'asse orizzontale, in grado di ruotare sul proprio asse;
- Moduli FV: 24 moduli fotovoltaici 78/132/144/156 celle bifacciali installati per ogni tracker corrispondenti ad una potenza variabile fra 13 e 17 kWp per tracker a seconda della potenza dei moduli;
- Distanza fra le file: 12 - 18 m
- Ombreggiamento: ombra dinamica e controllata per ridurre lo stress idrico della piantagione sottostante
- Topografia del terreno: ideale per terreni pianeggianti con pendenza massima del 3%

#### *Tracker T2.1 caratteristiche principali*

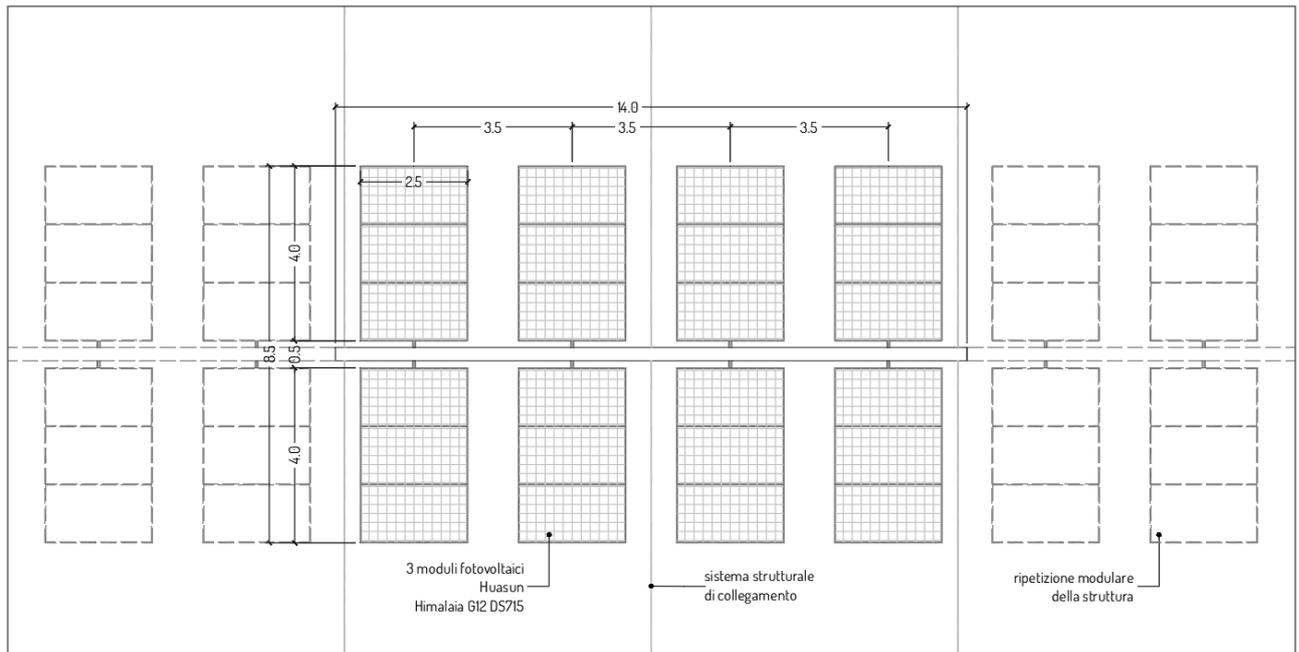
Il modulo base della struttura a inseguimento è un elemento in acciaio zincato a caldo della lunghezza di 14 metri sul quale saranno installati 24 moduli bifacciali corrispondenti alla stringa base del BOS.

Ogni elemento è dotato di motori elettrici che ne consentono la rotazione lungo l'asse primario e secondario, il tracker è fissato al suolo tramite fondazioni a vite o a palo infisso a seconda delle caratteristiche del terreno, i singoli tracker verranno sistemati lungo filari e legati tra loro tramite una tensostruttura a tendone, con tiranti infissi. Questo sistema consente un distanziamento tra le file di tracker compreso tra i 12 e i 18 metri.

Nell'ambito dello sviluppo del progetto si è svolta una ottimizzazione dell'interdistanza tra le file basata su una stima modellistica degli ombreggiamenti sulle colture sottostanti per massimizzare i livelli di produzione agricola, in base ai risultati della ottimizzazione si è scelta una distanza massima tra le file di supporti verticali pari a 18 metri in tutto l'impianto. In base alle caratteristiche dei mezzi agricoli da utilizzare si è inoltre individuata l'altezza al mozzo delle strutture dell'impianto agrivoltaiico Santa Lucia, che sarà pari a 5 metri.

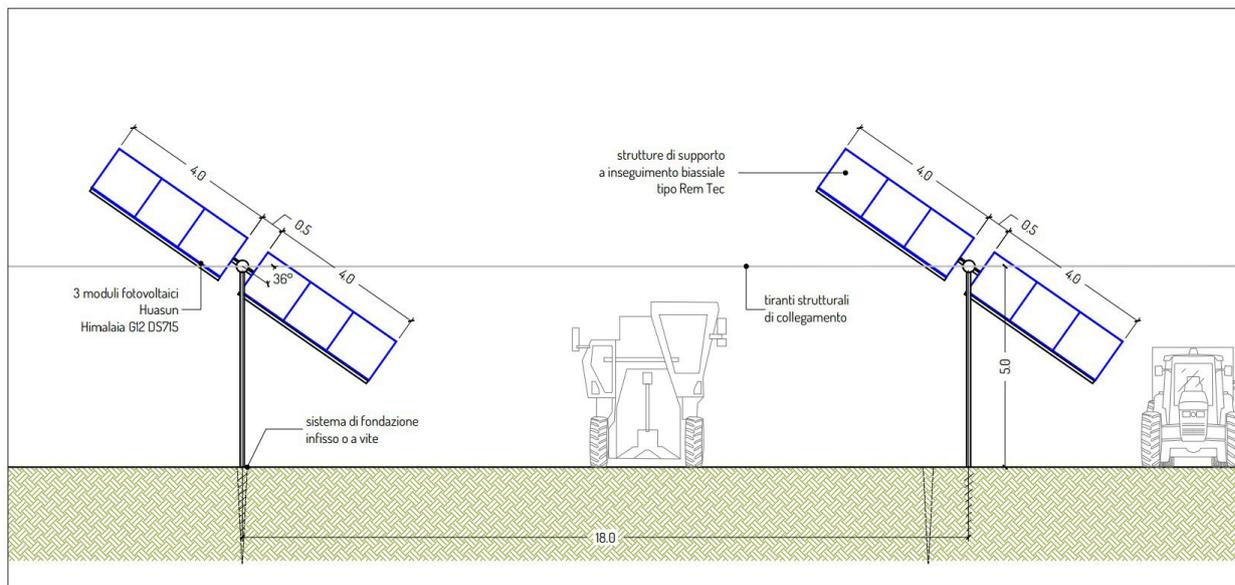
Si rimanda agli elaborati specialistici e allo Studio di Impatto Ambientale per i dettagli sugli studi agronomici e modellistici condotti.

La scelta di questa struttura particolarmente vantaggiosa e tecnologica è favorita anche dall'orografia del suolo, pressoché pianeggiante e con pendenze mai superiori all'1%.



Tipico delle strutture di inseguimento biassiale pianta scala 1:100

### La struttura a inseguimento dimensioni



Sezione trasversale tipica

## 2.3 AREE AGRIVOLTAICHE SPERIMENTALI

Nel progetto dell'impianto agrivoltaico si è scelto di destinare una specifica area, il Campo 1 ad attività agricole di tipo sperimentale.

L'agrivoltaico, infatti, può giocare un ruolo determinante nello sviluppo di un modello nuovo di sviluppo agricolo, in virtù anche dei cambiamenti climatici in atto.

Tuttavia, allo stato attuale esistono limitate sperimentazioni sul territorio e campi realizzati e funzionanti.



La destinazione di quest'area alla sperimentazione è volta proprio a colmare questo gap di conoscenza sul campo.

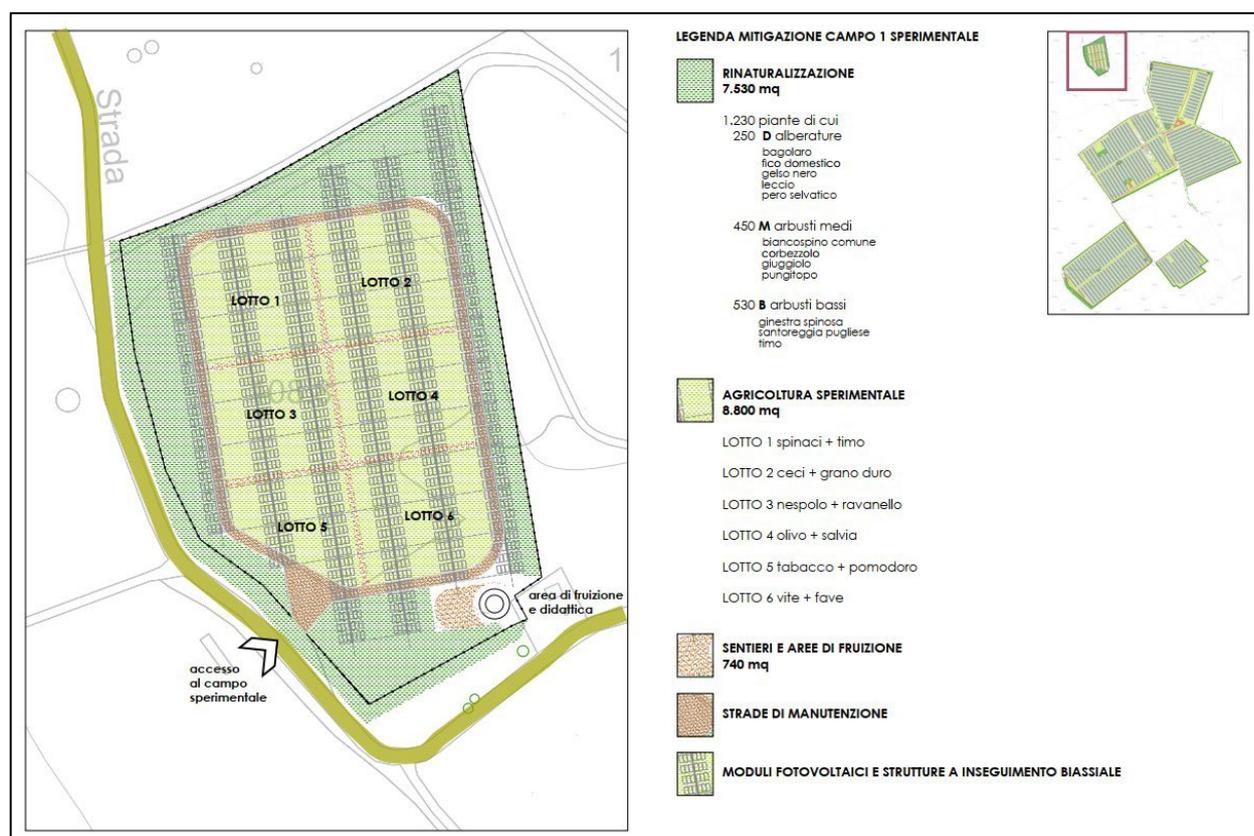
In quest'area si intende testare dal punto di vista scientifico, biologico e agronomico l'andamento di diverse colture, per valutarne la compatibilità con l'agrivoltaico in un contesto mediterraneo a rischio.

Lo scopo primario sarà valutare quali colture avranno una compatibilità migliore con l'agrivoltaico, con una particolare attenzione alle specie in pericolo a causa dei cambiamenti climatici e che quindi corrono il rischio di scomparire da questo territorio.

Il campo sperimentale ha una configurazione in 6 lotti, di dimensione idonea ad effettuare le attività colturali e le attività di monitoraggio.

Saranno previste al di fuori dall'area sperimentale, in campo aperto ulteriori 6 aree di controllo sulle quali effettuare le misurazioni e i monitoraggi comparativi.

Per quanto riguarda le cultivar riferite alla **componente agricola** (produzione interfilare), per la sperimentazione è stata scelto di destinare 1 lotto su 6 alla coltivazione di vite e fave, ed applicare una rotazione colturale annuale sui restanti 5 lotti, di diversi tipi di consociazione secondo lo schema di seguito rappresentato:



Schema grafico area sperimentale

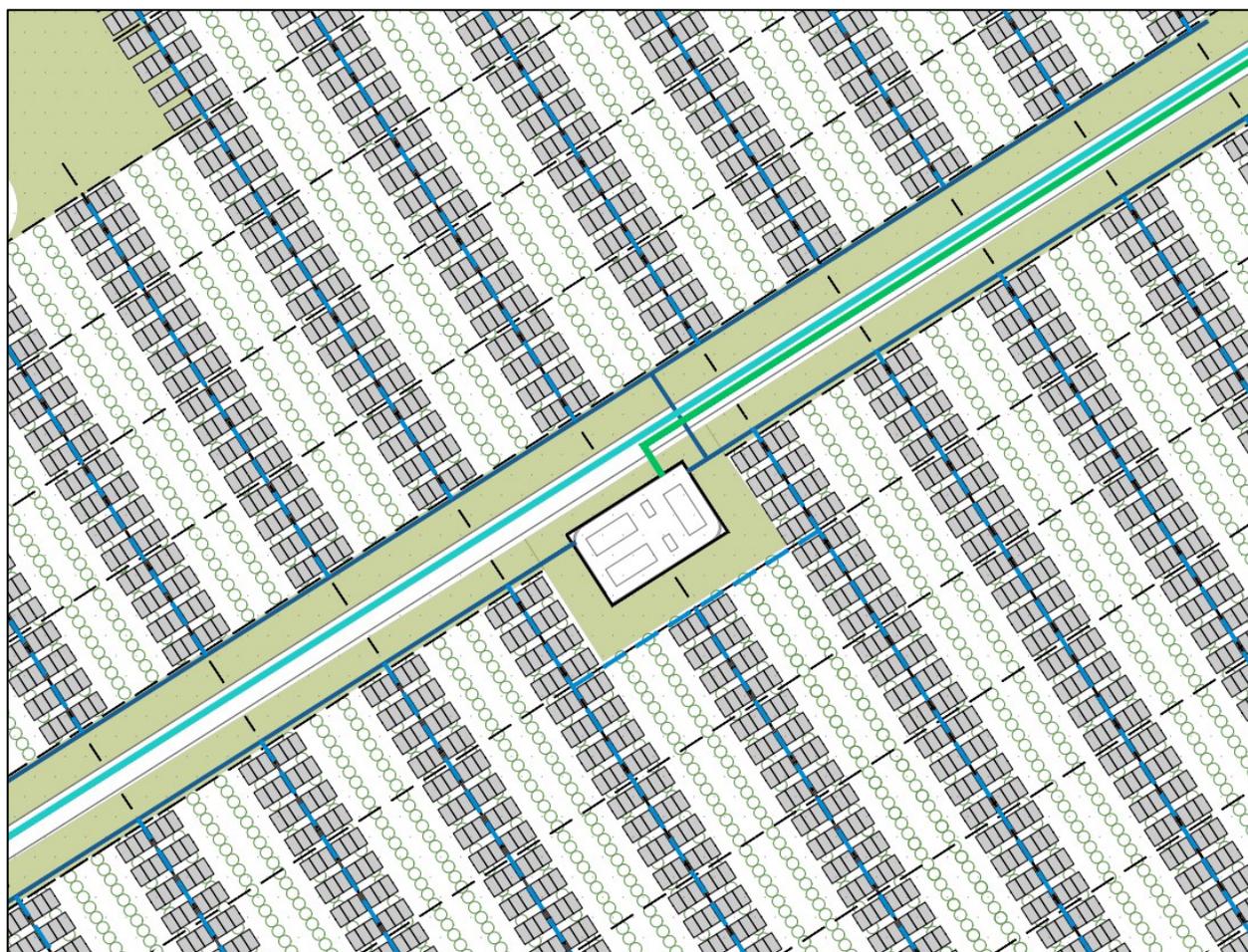
Il monitoraggio in situ riguarderà i seguenti fattori:

- Consumo d'acqua
- Consumo energetico per unità di prodotto (applicazione LCA)

- C. Misurazione dell'albedo
- D. Valutazione dell'ombreggiatura
- E. Misurazione Evapotraspirazione, Umidità del terreno, Temperatura, Anemometria ed Incremento S.O.

## 2.4 CABINE POWER SKIDS E CABINA DI RACCOLTA

I **Power Skids** selezionati sono prodotti dalla SMA, i modelli della linea MV Power Station saranno individuati in base alle potenze del sottocampo che vanno a servire e potranno variare tra il modello SMA SC 2660 UP e il modello SMA SC 4000 UP. Ogni singolo Power Skids è un elemento prefabbricato delle dimensioni di 6x2.9x2.4 metri che contiene al suo interno l'inverter, il trasformatore i quadri di campo e tutte le componenti del BoS (Balance of System) necessarie per la trasformazione e l'innalzamento della corrente continua, in una configurazione ready to use.



Come accennato nella descrizione del layout, i Power Skids saranno collocati lungo le strade principali esistenti all'interno dell'azienda agricola; questo posizionamento consentirà di migliorare l'inserimento ambientale degli elementi e di minimizzare la lunghezza dei cavidotti interrati MT che convoglieranno l'energia prodotta fino alla cabina di raccolta e monitoraggio.



SCHEMA CABINE		
LOTTO	NOME CABINA	POTENZA kW
Campo 2	C2_A	4000
Campo 2	C2_B	4000
Campo 2	C2_C	4000
Campo 4	C4_D	4000
Campo 5	C5_E	4000
Campo 5	C5_F	4000

Denominazione delle cabine di campo



Immagine del modulo SMA Powerstation

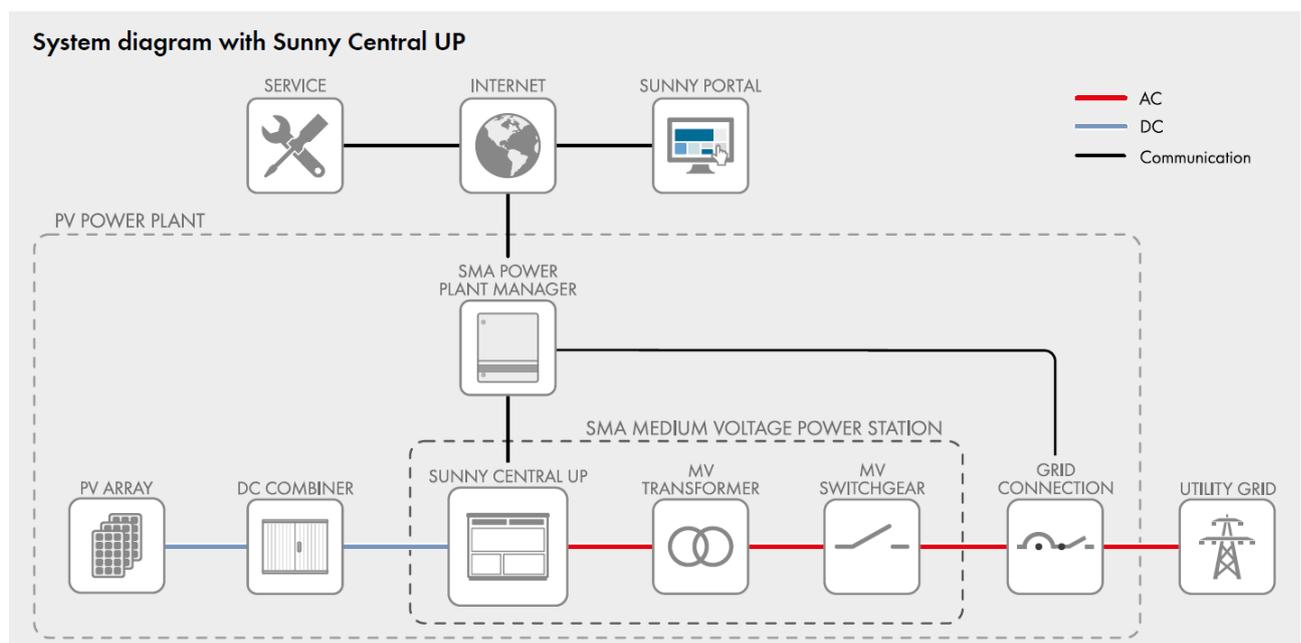
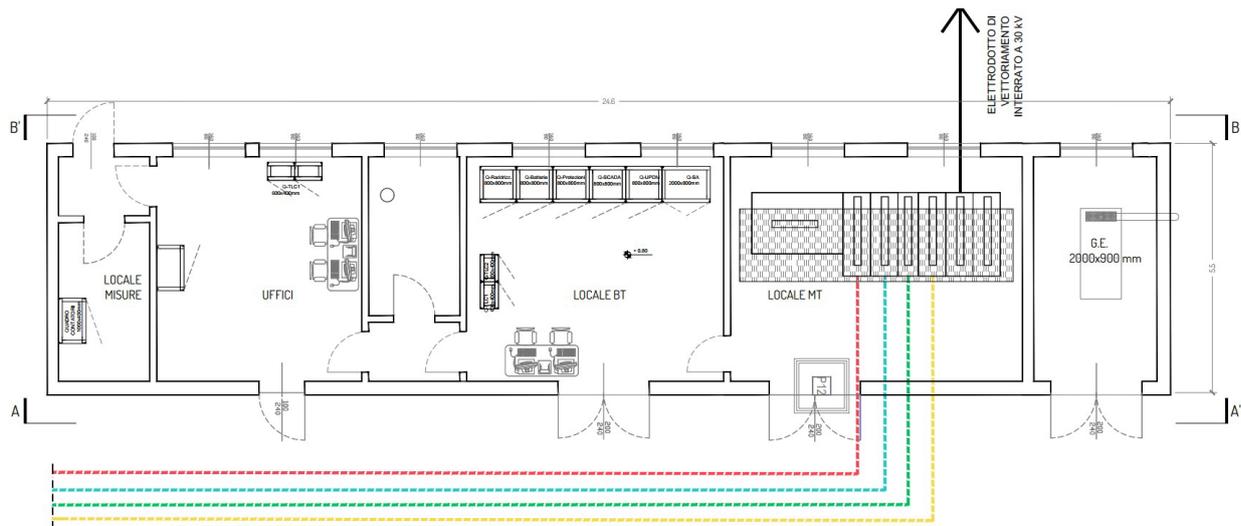


Diagramma elettrico dell'elemento SMA Powerstation



La **Cabina di Raccolta e monitoraggio** è anch'essa un elemento prefabbricato posta in prossimità dell'ingresso al campo agrivoltaico, questo piccolo edificio avrà il compito di raccogliere tutte le linee provenienti dai Power Skids tramite stalli arrivo linea e di convogliarle nel Cavidotto di vettoriamento tramite stallo partenza linea per la connessione alla rete. Al suo interno sono inoltre posizionati i quadri relativi alla fornitura di energia elettrica per i servizi ausiliari dell'impianto, necessari ad esempio alla movimentazione dei tracker, il trasformatore per i servizi ausiliari ed i sistemi di monitoraggio e controllo per la verifica dell'impatto sulle colture, risparmio idrico, produttività agricola e recupero della fertilità del suolo.



*Cabina di Raccolta, posizionamento e partenza del cavidotto MT di Vettoriamento*

## 2.5 SISTEMA DI ACCUMULO ENERGIA BESS

Si prevede l'integrazione di un sistema di accumulo elettrico (BESS – Battery Energy Storage System) all'interno dell'impianto fotovoltaico per stabilizzare l'immissione di energia in Rete nonostante le fluttuazioni della risorsa primaria e i necessari servizi di manutenzione. Inoltre, un sistema di accumulo di energia fornisce capacità di stoccaggio con dispacciabilità controllata, in cui l'energia immagazzinata viene rilasciata quando i prezzi sul mercato spot raggiungono una certa soglia.

L'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico sarà accumulata nelle ore di picco ed immessa nella RTN durante le ore di bassa produzione. Non si prevede accumulo di energia prelevata dalla rete. La potenza del sistema di accumulo elettrochimico non andrà ad incidere sulla potenza totale in immissione atteso che questo funzionerà quando l'impianto fotovoltaico immetterà in Rete una potenza inferiore a quella nominale.

La tecnologia più promettente, per le applicazioni di accumulo distribuito di taglia medio-grande, è quella delle batterie agli ioni di litio che presenta una vita attesa molto lunga (fino a 5000 cicli di carica/ scarica a DOD 80%), un rendimento energetico significativamente alto (generalmente superiore al 90%) con elevata energia specifica. Esse sono adatte ad applicazioni di potenza, sia tradizionali, sia quelle a supporto del sistema elettrico. Le caratteristiche delle batterie litio-ioni in termini di prestazioni relative alla potenza specifica,



energia specifica, efficienza e durata, rendono queste tecnologie di accumulo particolarmente interessanti per le applicazioni “in potenza” e per il settore dell’automotive.

Nel caso specifico saranno utilizzati accumulatori a ioni di litio (LFP: litio-ferro-fosfatato) che permettono di ottenere elevate potenze specifiche in rapporto alla capacità nominale.

Le batterie sono alloggiare all’interno di container e sono raggruppate in stringhe. Le stringhe vengono messe in parallelo e associate a ciascun PCS attraverso un Box di parallelo che consente l’interfaccia con il PCS.

Le batterie sono di tipo ermetico e sono in grado di resistere, ad involucro integro, a sollecitazioni termiche elevate ed alla fiamma diretta. Esse non costituiscono aggravio al carico di incendio.

Di seguito si riportano i dati della singola cella:



Battery Pack		
General		
Model	LUNA2000-2.0MWH-1H0	LUNA2000-2.0MWH-2H1
Cell Material	LFP	LFP
Pack Configuration	16S 1P	18S 1P
Rated Voltage	51.2 V	57.6 V
Nominal Capacity	320 Ah / 16.38 kWh	280 Ah / 16.13 kWh
Supported Charge & Discharge Rate	≤ 1 C	≤ 0.5 C
Weight	≤ 140 kg	≤ 140 kg
Dimensions (W x H x D)	442 x 307 x 660 mm	442 x 307 x 660 mm

Le celle sono collegate in serie (16 oppure 18) per raggiungere la tensione massima in corrente continua al PCS (inverter bidirezionali CC/CA) e parallelati per raggiungere la potenza e la capacità di progetto (2 MWh per Container)

### 2.5.1 IL PCS

Il PCS (Power Conversion System), oltre alle batterie di accumulo elettrochimico, è un componente fondamentale per il sistema di accumulo, esso fa da “ponte” tra gli accumulatori e la rete elettrica.

Il PCS serve per controllare e gestire i flussi bidirezionali di energia permettendo alle batterie di caricarsi o scaricarsi secondo le diverse esigenze, attraverso le conversioni AC/DC e viceversa.

Il PCS nel caso specifico sarà formato da 5 inverter bidirezionali montati su un BOX DC di parallelo dove il lato CC sarà collegato alle batterie e l’altra parte in AC sarà collegata al quadro di parallelo BT prima della trasformazione BT/MT e il collegamento alla rete.



	<p>LUNA2000-200KTL-H0 Technical Specifications</p>																																																																																																																								
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Electrical</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Max. Input Voltage</td><td>1,500 V</td></tr> <tr><td>Nominal Input Voltage</td><td>1,200 V</td></tr> <tr><td>Max. Branch Current for Battery Rack Side</td><td>321 A</td></tr> <tr><td>Max. Branch Current for PCS Side</td><td>193 A</td></tr> <tr><td>Number of DC Circuit Breaker</td><td>14</td></tr> <tr><td>Max. Input Number of Battery Rack</td><td>9</td></tr> <tr><td>Max. Input Number of PCS</td><td>5</td></tr> <tr><td>Max. Convergence Capacity</td><td>5 x 193 A</td></tr> </tbody> <thead> <tr> <th colspan="2">Protection</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>DC Overcurrent Protection</td><td>Yes</td></tr> </tbody> <thead> <tr> <th colspan="2">Environment</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Operating Temperature Range</td><td>-30°C – 60°C</td></tr> <tr><td>Relative Humidity</td><td>0 – 100%</td></tr> <tr><td>Max. Operating Altitude</td><td>4,000 m</td></tr> </tbody> <thead> <tr> <th colspan="2">General</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Cable Entries</td><td>Top in for PCS &amp; Bottom in for Battery Rack</td></tr> <tr><td>Dimensions (W x H x D)</td><td>2,040 x 1,415 x 975 mm</td></tr> <tr><td>Weight (Without Smart PCS)</td><td>≤ 750 kg</td></tr> <tr><td>DC Connector / AC Connector</td><td>OT Terminal</td></tr> <tr><td>Protection Degree</td><td>IP55</td></tr> <tr><td>Installation Options</td><td>Grounding</td></tr> </tbody> </table>	Electrical		Max. Input Voltage	1,500 V	Nominal Input Voltage	1,200 V	Max. Branch Current for Battery Rack Side	321 A	Max. Branch Current for PCS Side	193 A	Number of DC Circuit Breaker	14	Max. Input Number of Battery Rack	9	Max. Input Number of PCS	5	Max. Convergence Capacity	5 x 193 A	Protection		DC Overcurrent Protection	Yes	Environment		Operating Temperature Range	-30°C – 60°C	Relative Humidity	0 – 100%	Max. Operating Altitude	4,000 m	General		Cable Entries	Top in for PCS & Bottom in for Battery Rack	Dimensions (W x H x D)	2,040 x 1,415 x 975 mm	Weight (Without Smart PCS)	≤ 750 kg	DC Connector / AC Connector	OT Terminal	Protection Degree	IP55	Installation Options	Grounding	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Efficiency</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Max. Efficiency</td><td>99.0%</td></tr> </tbody> <thead> <tr> <th colspan="2">DC Side</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Rated DC Voltage</td><td>1,180 V</td></tr> <tr><td>Max. DC Voltage</td><td>1,500 V</td></tr> <tr><td>Operating DC Voltage Range</td><td>1,180 V – 1,500 V</td></tr> <tr><td>Max. DC Current</td><td>207.6 A</td></tr> <tr><td>Max. Number of Inputs</td><td>1</td></tr> </tbody> <thead> <tr> <th colspan="2">AC Side</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Rated AC Active Power</td><td>200,000 W @40°C</td></tr> <tr><td>Rated AC Voltage</td><td>800 V</td></tr> <tr><td>Rated AC Grid Frequency</td><td>50 Hz / 60 Hz</td></tr> <tr><td>Max. AC Current</td><td>173.2 A</td></tr> <tr><td>Adjustable Power Factor Range</td><td>-1 – +1</td></tr> <tr><td>Max. Total Harmonic Distortion</td><td>&lt;3%</td></tr> </tbody> <thead> <tr> <th colspan="2">Protection</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Anti-islanding Protection</td><td>Yes</td></tr> <tr><td>AC Overcurrent Protection</td><td>Yes</td></tr> <tr><td>DC Reverse-polarity Protection</td><td>Yes</td></tr> <tr><td>Insulation Resistance Detection</td><td>Yes</td></tr> <tr><td>Residual Current Protection</td><td>Yes</td></tr> <tr><td>DC Surge Protection<sup>1</sup></td><td>Type II</td></tr> <tr><td>AC Surge Protection<sup>2</sup></td><td>Type II</td></tr> </tbody> <thead> <tr> <th colspan="2">Communication</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Display</td><td>LED Indicators, WLAN + APP</td></tr> <tr><td>USB</td><td>Yes</td></tr> <tr><td>Ethernet</td><td>Yes</td></tr> </tbody> <thead> <tr> <th colspan="2">General</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Dimensions (W x H x D)</td><td>875 x 620 x 365 mm</td></tr> <tr><td>Weight</td><td>&lt; 95 kg</td></tr> <tr><td>Operating Temperature Range</td><td>-25°C – 60°C</td></tr> <tr><td>Cooling Method</td><td>Smart Air Cooling</td></tr> <tr><td>Max. Operating Altitude without Derating</td><td>4,000 m</td></tr> <tr><td>Relative Humidity</td><td>0 – 100%</td></tr> <tr><td>DC Connector</td><td>OT/DT Terminal</td></tr> <tr><td>AC Connector</td><td>OT/DT Terminal</td></tr> <tr><td>Protection Degree</td><td>IP66</td></tr> <tr><td>Topology</td><td>Transformerless</td></tr> </tbody> </table>	Efficiency		Max. Efficiency	99.0%	DC Side		Rated DC Voltage	1,180 V	Max. DC Voltage	1,500 V	Operating DC Voltage Range	1,180 V – 1,500 V	Max. DC Current	207.6 A	Max. Number of Inputs	1	AC Side		Rated AC Active Power	200,000 W @40°C	Rated AC Voltage	800 V	Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz	Max. AC Current	173.2 A	Adjustable Power Factor Range	-1 – +1	Max. Total Harmonic Distortion	<3%	Protection		Anti-islanding Protection	Yes	AC Overcurrent Protection	Yes	DC Reverse-polarity Protection	Yes	Insulation Resistance Detection	Yes	Residual Current Protection	Yes	DC Surge Protection <sup>1</sup>	Type II	AC Surge Protection <sup>2</sup>	Type II	Communication		Display	LED Indicators, WLAN + APP	USB	Yes	Ethernet	Yes	General		Dimensions (W x H x D)	875 x 620 x 365 mm	Weight	< 95 kg	Operating Temperature Range	-25°C – 60°C	Cooling Method	Smart Air Cooling	Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m	Relative Humidity	0 – 100%	DC Connector	OT/DT Terminal	AC Connector	OT/DT Terminal	Protection Degree	IP66	Topology	Transformerless
Electrical																																																																																																																									
Max. Input Voltage	1,500 V																																																																																																																								
Nominal Input Voltage	1,200 V																																																																																																																								
Max. Branch Current for Battery Rack Side	321 A																																																																																																																								
Max. Branch Current for PCS Side	193 A																																																																																																																								
Number of DC Circuit Breaker	14																																																																																																																								
Max. Input Number of Battery Rack	9																																																																																																																								
Max. Input Number of PCS	5																																																																																																																								
Max. Convergence Capacity	5 x 193 A																																																																																																																								
Protection																																																																																																																									
DC Overcurrent Protection	Yes																																																																																																																								
Environment																																																																																																																									
Operating Temperature Range	-30°C – 60°C																																																																																																																								
Relative Humidity	0 – 100%																																																																																																																								
Max. Operating Altitude	4,000 m																																																																																																																								
General																																																																																																																									
Cable Entries	Top in for PCS & Bottom in for Battery Rack																																																																																																																								
Dimensions (W x H x D)	2,040 x 1,415 x 975 mm																																																																																																																								
Weight (Without Smart PCS)	≤ 750 kg																																																																																																																								
DC Connector / AC Connector	OT Terminal																																																																																																																								
Protection Degree	IP55																																																																																																																								
Installation Options	Grounding																																																																																																																								
Efficiency																																																																																																																									
Max. Efficiency	99.0%																																																																																																																								
DC Side																																																																																																																									
Rated DC Voltage	1,180 V																																																																																																																								
Max. DC Voltage	1,500 V																																																																																																																								
Operating DC Voltage Range	1,180 V – 1,500 V																																																																																																																								
Max. DC Current	207.6 A																																																																																																																								
Max. Number of Inputs	1																																																																																																																								
AC Side																																																																																																																									
Rated AC Active Power	200,000 W @40°C																																																																																																																								
Rated AC Voltage	800 V																																																																																																																								
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz																																																																																																																								
Max. AC Current	173.2 A																																																																																																																								
Adjustable Power Factor Range	-1 – +1																																																																																																																								
Max. Total Harmonic Distortion	<3%																																																																																																																								
Protection																																																																																																																									
Anti-islanding Protection	Yes																																																																																																																								
AC Overcurrent Protection	Yes																																																																																																																								
DC Reverse-polarity Protection	Yes																																																																																																																								
Insulation Resistance Detection	Yes																																																																																																																								
Residual Current Protection	Yes																																																																																																																								
DC Surge Protection <sup>1</sup>	Type II																																																																																																																								
AC Surge Protection <sup>2</sup>	Type II																																																																																																																								
Communication																																																																																																																									
Display	LED Indicators, WLAN + APP																																																																																																																								
USB	Yes																																																																																																																								
Ethernet	Yes																																																																																																																								
General																																																																																																																									
Dimensions (W x H x D)	875 x 620 x 365 mm																																																																																																																								
Weight	< 95 kg																																																																																																																								
Operating Temperature Range	-25°C – 60°C																																																																																																																								
Cooling Method	Smart Air Cooling																																																																																																																								
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m																																																																																																																								
Relative Humidity	0 – 100%																																																																																																																								
DC Connector	OT/DT Terminal																																																																																																																								
AC Connector	OT/DT Terminal																																																																																																																								
Protection Degree	IP66																																																																																																																								
Topology	Transformerless																																																																																																																								
<i>Dati PCS con n. 5 inverter</i>	<i>Dati Inverter</i>																																																																																																																								

LUNA2000-2.0MWH-1H0/2H1  
Smart String ESS



-   
**More Energy**
-   
**Optimal Investment**
-   
**Simple O&M**
-   
**Safe & Reliable**

Battery Container		
Model	LUNA2000-2.0MWH-1H0	LUNA2000-2.0MWH-2H1
DC Rated Voltage	1,200 V	1,250 V
DC Max. Voltage	1,500 V	1,500 V
Nominal Energy Capacity	2,064 kWh	2,032 kWh
Rated Power	344 kW * 6	338.7 kW * 3
Container Configuration (W x H x D)	6,058 x 2,896 x 2,438 mm	6,058 x 2,896 x 2,438 mm
Container Weight	≤ 30 t	≤ 30 t
Operation Temperature Range	-30°C – 55°C	-30°C – 55°C
Storage Temperature Range	-40°C – 60°C	-40°C – 60°C
Operation Humidity Range	0 – 100% (Without Condensation)	0 – 100% (Without Condensation)
Max. Operating Altitude	4,000 m	4,000 m
Cooling Method	Smart Air Cooling	Smart Air Cooling
Configuration of HVAC	8 HVACs	6 HVACs
Fire Suppression Agent	FM-200 / Novec 1230™	FM-200 / Novec 1230™
Communication Interface	Ethernet / SFP	Ethernet / SFP
Communication Protocol	Modbus TCP / IEC104	Modbus TCP / IEC104
Protection Degree	IP55	IP55
<b>Certificates (more available upon request)</b>		
Environment	RoHS6	
Safety & Electrical	IEC62477-1, IEC62040-1, IEC61000-6-2, EN55011, UL9540A, IEC62619, UN3536, etc.	

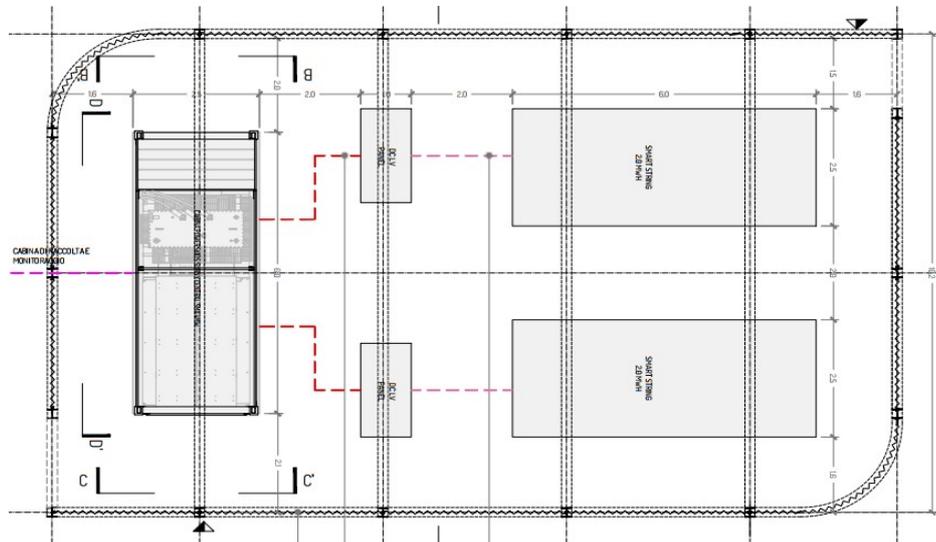
*Dati Accumulo Container*

**2.5.2 DISPOSIZIONE INTERNA**

L'impianto di accumulo sarà costituito da 12 Container Batteria ognuno di capacità pari a 2 MWh e 12 DC -DC Converter di potenza pari a 500 kW disposti ed assemblati nei 6 sottocampi per dare una potenza complessiva pari a 6 MW.



In particolare, si realizzeranno delle piazzole aventi potenza totale di 1 MW composte da 2 DC – DC Converter collegati a 2 Container batteria per ogni sottocampo. Ogni DC – DC Converter sarà collegato all'ingresso CC batterie dell'Inverter posizionato all'interno del sottocampo di appartenenza.



*Schema a blocchi del sistema di accumulo BESS con componenti principali di impianto*

### **2.5.3 INSERIMENTO AMBIENTALE, VISIVO E FUNZIONALE DEL MODULO INTEGRATO POWER SKID + SISTEMA BESS**

Come esplicitato nel capitolo precedente, si è optato per la scelta progettuale di distribuire nei campi dei moduli integrati, che ospitano sia le cabine Power skid, sia i moduli BESS, in modo da avere dei manufatti di dimensioni più contenute e più facilmente integrabili a livello spaziale.

Ciò rende possibile la creazione di “stanze verdi” a schermatura di questi moduli integrati, che pertanto risulteranno completamente integrati nel paesaggio agricolo ed eviteranno l'effetto detrattore dato dall'inserimento di elementi industriali prefabbricati, avulsi da tale contesto.

La schermatura visiva di questi moduli integrati è realizzata mediante una struttura metallica, in tubolare di ferro zincato, alla quale è ancorata una rete di supporto per del verde rampicante.

Al raggiungimento di un opportuno livello di accrescimento delle specie rampicanti l'effetto visivo d'insieme sarà pertanto di una “stanza verde”, che schizzerà completamente la vista dei manufatti al suo interno.

Gli spazi di accesso, sicurezza e di manutenzione intorno ai componenti del sistema sono stati dimensionati in modo opportuno, al fine di garantire tali requisiti senza ricorrere a operazioni di smontaggio e rimontaggio delle schermature, salvo casi eccezionali.





*Rendering del gruppo cabine BESS schermate con parete verde*

## 2.6 CAVIDOTTI INTERRATI BT

I cavidotti BT interni all'impianto agrivoltaico consentono il collegamento dei moduli in serie a formare le stringhe ed il raggruppamento di queste ultime fino agli ingressi in corrente continua dell'inverter. Il numero dei cavidotti BT è contenuto e viaggeranno per la maggior parte del tragitto sulle strutture adibite al sostegno dei tracker.



*Percorso cavi solari BT di stringa su strutture di supporto dei tracker installati*



I cavidotti solari saranno del tipo flessibile unipolare stagnato e guaina realizzati con mescola elastomerica senza alogeni non propagante la fiamma siglati H1Z2Z2-K per il cablaggio delle stringhe dei moduli fotovoltaici, tensione massima 1.800 V in corrente continua, temperatura massima di esercizio 90°C; e nei tratti interrati viaggeranno in sezioni così suddivise:

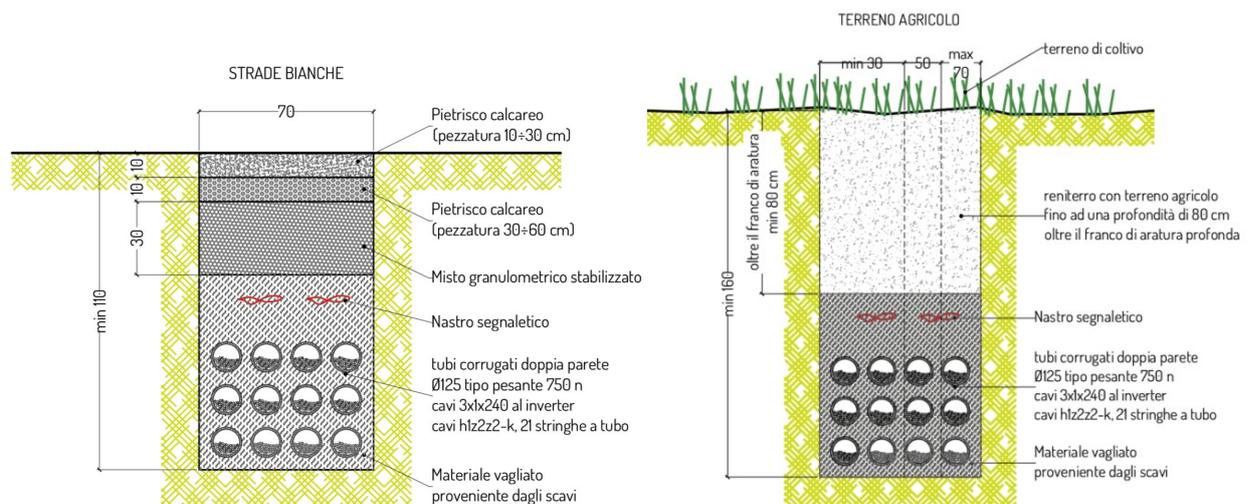
- strade bianche aventi sezione di scavo minima di 110 cm composta da materiale vagliato proveniente dagli scavi, misto granulometrico stabilizzato (30 cm) e pietrisco calcareo;
- terreno agricolo in campo con sezione approfondita rispetto alla prima, composta da materiale vagliato proveniente dagli scavi e una sezione di rinterro con terreno agricolo fino ad una profondità di 80 cm oltre il franco di aratura profonda;

I cavidotti BT del sistema di accumulo servono al collegamento degli inverter del PCS (Power Conversion System) alla cabina di trasformazione e saranno del tipo multipolare per energia isolato in gomma etilenpropilenica, ad alto modulo di qualità G16 sotto guaina termoplastica di qualità M16, con particolari caratteristiche di reazione al fuoco e rispondente al Regolamento Prodotti da Costruzione (CPR) con sigla FG16OM16 1x3x120 mmq.

Le sezioni minime previste per i conduttori di bassa tensione utili ai servizi ausiliari d'utenza saranno:

- 2,5 mm<sup>2</sup> per le linee di distribuzione F.M.
- 1,5 mm<sup>2</sup> per le linee di distribuzione luce
- 0,5 mm<sup>2</sup> per i circuiti di comando e segnalazione;

Nei circuiti trifase i conduttori di neutro potranno avere sezione inferiore a quella dei corrispondenti conduttori di fase, con il minimo di 16mm<sup>2</sup> purché il carico sia sostanzialmente equilibrato ed il conduttore di neutro sia protetto per un cortocircuito in fondo alla linea; in tutti gli altri casi al conduttore di neutro verrà data la stessa sezione dei conduttori di fase.



Sezioni tipiche dei cavidotti BT

## 2.7 CAVIDOTTI INTERRATI MT

I cavidotti interrati MT collegheranno i Power Skid , localizzati nel 6 sottocampi alla cabina di raccolta e monitoraggio localizzata a nord-est del campo agrivoltaico.

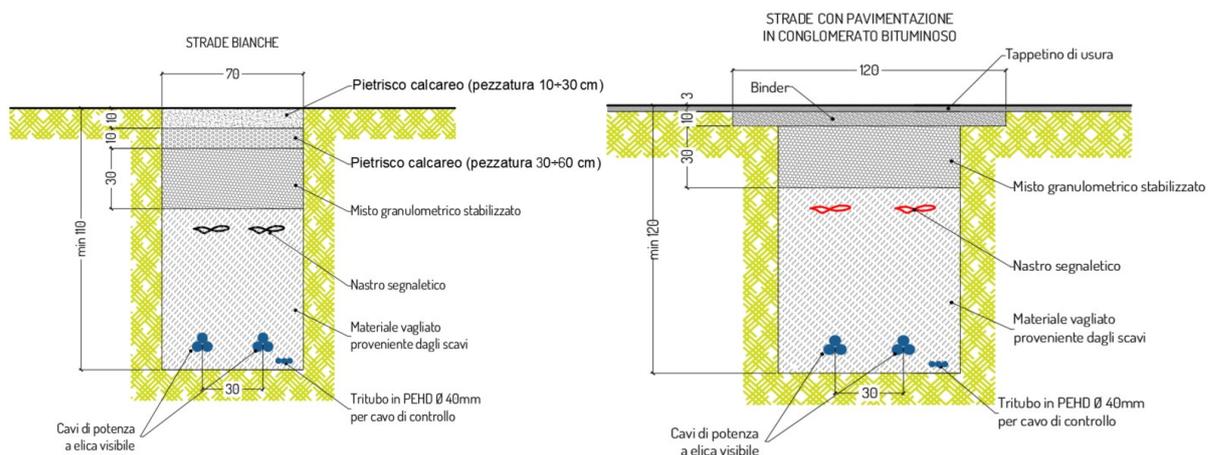
Questi cavidotti sono stati posizionati in via prevalente lungo strade bianche di manutenzione, interne ai campi.

Tale scelta progettuale minimizza i rischi derivanti da interferenza con le attività agricole.

Tutti i cavidotti MT interni al campo agrivoltaico saranno interrati ad una profondità non inferiore a 1,10 m.

I cavi saranno posati su un letto di terreno vegetale oppure di terreno vagliato rinveniente dallo stesso scavo in modo tale da avere una resistenza pari a 1 K·m/W. Verranno posati anche i nastri segnalatori disposti superiormente ai cavi ad almeno 30 cm.

Gli scavi ed i ripristini sulle eventuali carreggiate stradali saranno eseguiti secondo le modalità descritte nelle tavole del progetto esecutivo civile.



Tipico del cavidotto interrato MT su strada bianca

Tipico del cavidotto interrato MT su strada asfaltata

### **3 PRINCIPALI CARATTERISTICHE DELLA COMPONENTE AGRICOLA, DESCRIZIONE ANALITICA**

#### **3.1 L'IDEA PROGETTUALE**

L'idea progettuale alla base della componente agricola è fondata sui seguenti principi :

- la rigenerazione dei territori ad uliveto colpiti dal batterio della Xylella Fastidiosa, mediante l'espianto delle piante infette e la ripiantumazione di un uliveto superintensivo di FS17, specie maggiormente resistente ;
- realizzazione di aree di agricoltura alternativa, dalla maggior varietà e complessità , con lo scopo di accrescere la biodiversità e migliorare l'impatto paesaggistico del sistema ;

#### **3.2 COLTURE IN PROGETTO**

##### ULIVETO SUPERINTENSIVO

La componente agricola prevalente del progetto è costituita da un impianto di uliveto semi-intensivo della cultivar FS-17 Favolosa.

Tale impianto è da intendersi come un intervento di rigenerazione agricola dei suoli interessati.

Questi stessi suoli infatti risultavano già piantumati ad uliveto, delle varietà autoctone prevalenti Ogliarola Salentina e Cellina di Nardò.

Tuttavia questo uliveto, al pari degli altri di questo areale è stato oggetto di attacco da parte del batterio di quarantena Xylella Fastidiosa , che ne ha portato il disseccamento e il conseguente stato di abbandono.

Allo stato attuale su parte dei suoli è stato già effettuato l'espianto delle piante infette.

Altri suoli invece saranno oggetto di espianto, preliminarmente all'avvio delle attività di reimpianto dell'uliveto della cultivar resistente FS-17 Favolosa.

La componente di uliveto superintensivo copre una superficie di circa 30 ha

##### AGRICOLTURA ALTERNATIVA

Un tratto distintivo di questo progetto è l'accostamento alla coltura superintensiva di uliveto la destinazione di un'area di agricoltura alternativa, dell'estensione di 9 ha.

Quest'area è distribuita in tutto il lotto ed è localizzata prevalentemente lungo le fasce perimetrali dei campi.

La decisione di spostare le strade di manutenzione perimetrali dei campi agrivoltaici all'interno del perimetro dell'impianto stesso ha determinato la formazione di fasce di terreno di dimensioni importanti, che permettono forme di agricoltura alternativa.

Questa forma di agricoltura è condotta con un basso livello di meccanizzazione e con una maggiore varietà di specie.



Lo scopo è quello di generare un sistema agricolo complesso, maggiormente ricco di biodiversità e dal grande valore paesaggistico e ambientale.

In queste aree agricole infatti troveranno posto specie quali frutti antichi, piante erbacee in consociazione, aloe vera.

L'associazione delle fasce di agricoltura alternativa a quelle di mitigazione e rinaturalizzazione genera diverse tipologie di bordi verdi con una dimensione consistente e un importante ruolo ecologico.

### **3.3 OTTIMIZZAZIONE DEL SISTEMA AGRIVOLTAICO**

Lo studio brevemente descritto è stato condotto nell'ambito di una convenzione di ricerca con la Facoltà di Scienze Agrarie, Alimentari e Ambientali dell'Università Cattolica del Sacro Cuore, con sede a Piacenza, Dipartimento di Produzioni Vegetali Sostenibili (DI.PRO.VE.S) che ha una comprovata esperienza nei settori di ricerca relativi allo studio dei sistemi agrivoltaici.

Il responsabile e referente per le attività del DI.PRO.VE.S in quest'ambito è Stefano Amaducci, professore ordinario di Agronomia e Coltivazioni Erbacee, coordinatore del gruppo di ricerca Field Crops Group, presidente della società Citimap Scarl e membro del comitato direttivo del CRAFT e responsabile dell'area telerilevamento.

Relativamente alle attività su agrivoltaico il DI.PRO.VE.S, nella figura del Prof. Stefano Amaducci, ha sviluppato una piattaforma di calcolo che permette di simulare la risposta produttiva delle colture al variare delle caratteristiche dell'impianto agrivoltaico, oltre che alle condizioni agronomiche e ambientali (Amaducci et al., 2018 <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.03.081>).

Il lavoro descritto è stato realizzato, utilizzando la piattaforma di calcolo sviluppata presso il DI.PRO.VE.S, per ottimizzare le principali variabili progettuali dell'impianto agrivoltaico proposto, per stimare l'impatto dell'impianto sulla produzione agricola futura dell'area su cui insisterà l'impianto ed anche per fornire delle indicazioni su come gestire le coltivazioni agricole.

A questo scopo sono stati identificati e calcolati i principali KPI, utilizzati in letteratura per la caratterizzazione degli impianti agrivoltaici, per valutare un set di configurazioni dell'impianto proposto in confronto ad un impianto agrivoltaico base.

#### **3.3.1 LA PIATTAFORMA DI SIMULAZIONE**

Per simulare la crescita e la produzione di colture coltivate all'ombra di un sistema agrivoltaico, è stata utilizzata una piattaforma software sviluppata dall'Università Cattolica del Sacro Cuore, che accoppia un modello di radiazione e ombreggiamento ad un modello di simulazione di crescita colturale chiamato GECROS. Questa piattaforma calcola la radiazione diretta e diffusa a livello del suolo permettendo di identificare se una specifica porzione di suolo è ombreggiata o riceve radiazione diretta. Ciò implica che ogni volta che i pannelli proiettano un'ombra sul terreno, il sistema ne tiene conto. Per una data geo-localizzazione (latitudine e longitudine) e giorno dell'anno, viene utilizzata una procedura che calcola la posizione del sole e successivamente calcola l'azimut solare, l'elevazione, l'alba e il tramonto. Per i sistemi ad inseguimento solare, questa procedura calcola anche gli angoli di rotazione dell'asse



dell'impianto mentre per le simulazioni con impianti statici gli angoli vengono impostati come fissi. Le informazioni di radiazione diretta, diffusa e ombreggiamento simulati dal modello sotto l'impianto agrivoltaico vengono trasmesse al modello colturale GECROS che ne tiene conto per simulare la crescita della coltura. GECROS permette di stimare la produzione di biomassa e la resa delle colture in base ai fattori climatici (ad esempio radiazione, temperatura e velocità del vento) e alla quantità di acqua e azoto disponibile nel suolo. Il modello simula le risposte dei singoli processi fisiologici alle variabili ambientali, riproducendo i meccanismi che guidano le dinamiche di crescita delle colture. La combinazione di questi due modelli permette di simulare l'effetto di diverse configurazioni di impianti agrivoltaici nella produzione delle colture, permettendo l'ottimizzazione nella progettazione e nella gestione degli impianti agrivoltaici.

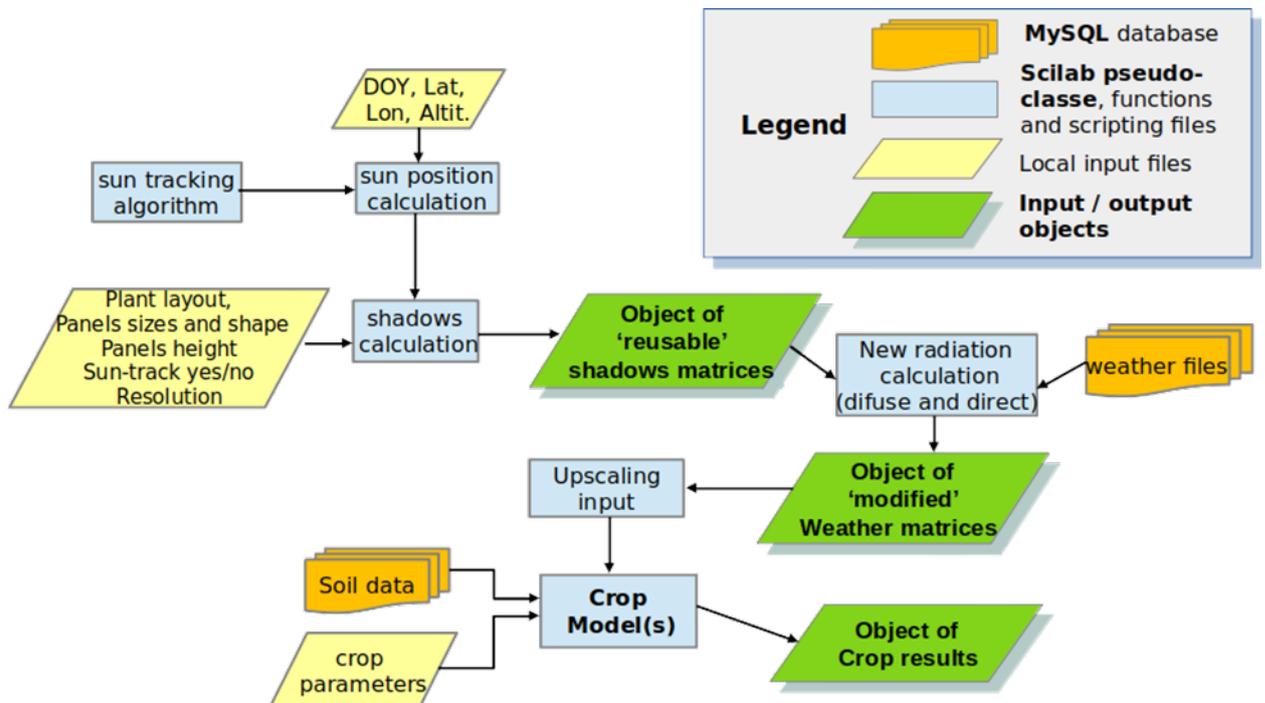
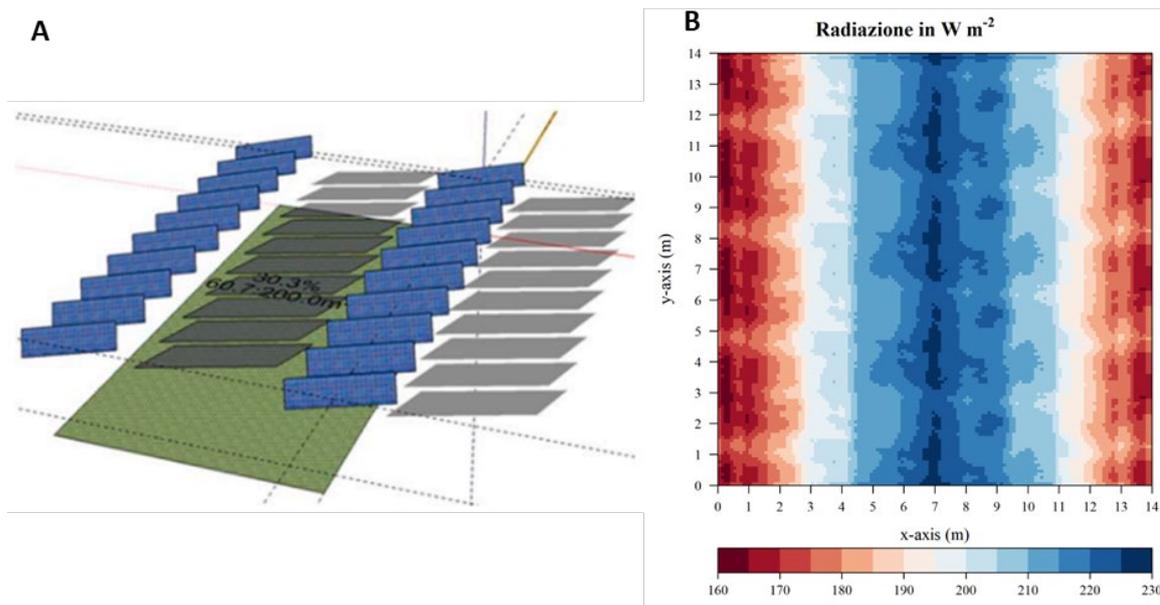


Diagramma della piattaforma GERCOS





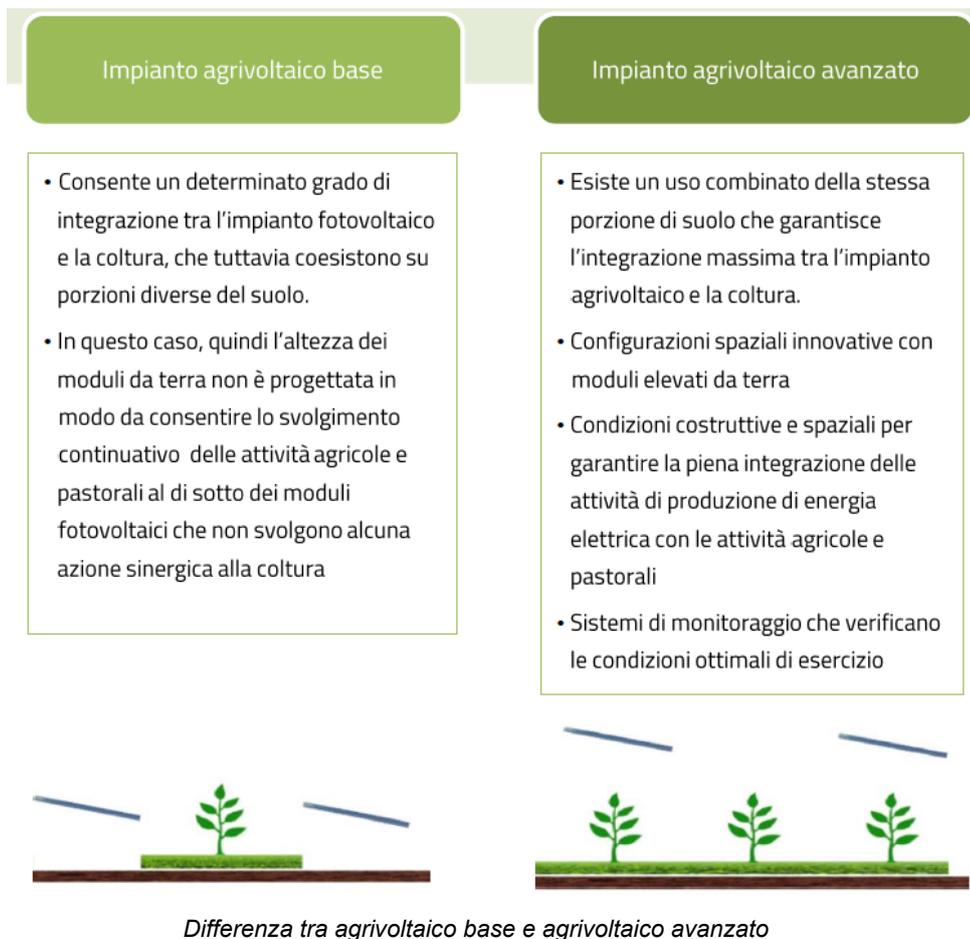
Rappresentazione della porzione compresa tra due filari di tracker di un sistema AV bi-assiale con proiezione delle ombre dei moduli sul suolo (A). Distribuzione della radiazione media incidente sul suolo dei 12 anni di simulazione considerati (B).

### 3.3.2 IMPIANTO AGRIVOLTAICO SANTA LUCIA E IMPIANTO AGRIVOLTAICO BASE

L'utilizzo della piattaforma di simulazione per la realizzazione di questo studio ha l'obiettivo di ottimizzare la progettazione e la gestione dell'impianto agrivoltaico per renderlo sostenibile e ben differenziato da impianti speculativi, scongiurando quindi il rischio di greenwashing, cioè di "lavare" con concetti green opere che effettivamente non presentano caratteristiche ambientali sostenibili. In ricerche preliminari sono stati individuati i criteri progettuali maggiormente coinvolti nell'ottimizzazione della produzione agricola e della produzione energetica. Tra questi i più rilevanti, e di maggior impatto pratico ai fini della progettazione, sono il pitch (distanza tra i tracker) e la tipologia di impianto agrivoltaico (ad esempio monoassiale o biassiale), e la combinazione tra questi due criteri. Il pitch, che indica la distanza tra le file di pannelli fotovoltaici, determina la quantità di radiazione che raggiunge le colture sotto i pannelli fotovoltaici. Il pitch ottimale dipende da vari fattori come il tipo di coltura, la posizione geografica, l'irradiazione solare e l'inclinazione dei pannelli. La scelta di un pitch adeguato nei sistemi agrivoltaici mira a trovare un equilibrio tra la massimizzazione della produzione energetica e il mantenimento di condizioni idonee per la crescita delle colture. La determinazione del pitch ottimale nei sistemi agrivoltaici richiede una pianificazione accurata, la modellazione e il monitoraggio per garantire i migliori risultati possibili in termini di produzione di energia e resa delle colture.

In questo studio di ottimizzazione è stato posto a confronto l'impianto biassiale elevato (agrivoltaico avanzato) proposto dal committente, con un impianto monoassiale basso (agrivoltaico base). Quest'ultimo rappresenta una tecnologia consolidata nel campo del fotovoltaico a terra che molte aziende stanno adattando per realizzare impianti agrivoltaici base, cioè non sopraelevati in cui la coltivazione è possibile solo nello spazio interfilare, mentre è possibile anche sotto i pannelli fotovoltaici nel caso dell'avanzato.





### 3.3.3 ASSUNTI DELLO STUDIO E MODALITÀ DI VALUTAZIONE

Nell'ambito dello studio di ottimizzazione, con qualche differenza rispetto ai dati elettrici del progetto, gli impianti sono stati orientati Nord-Sud, dotati di una vela larga 4.77 m e con moduli di una potenza di 650 W. L'asse principale di rotazione degli impianti è stato posto ad una altezza di 5.5 m nel biassiale mentre ad una altezza di 2.3 m per il monoassiale. Nel processo di ottimizzazione, per ognuna delle due tipologie di impianto sono stati valutati 3 valori di pitch: i 9 m, 11 m, e 13 m per il monoassiale e **14 m, 16 m, e 18 m per il biassiale**; a cui corrispondono Ground Cover Ratio (GCR) rispettivamente di 0.53, 0.43, 0.37, 0.34, 0.30, e 0.27. Esso rappresenta un criterio importante e che deve essere attentamente considerato durante la progettazione e la gestione degli impianti agrivoltaici. Ad esempio, un valore di GCR elevato (in questo studio un GCR=0.53 per il monoassiale a pitch 9 m) indica una alta densità di pannelli fotovoltaici per unità di suolo, il che può offrire diversi svantaggi per la crescita della coltura ed anche per l'accessibilità del campo al fine di realizzare le operazioni colturali.

La producibilità energetica delle diverse soluzioni agrivoltaiche oggetto di studio è stata confrontata con quella di un impianto fisso a terra caratterizzato da pannelli monofacciali, larghezza della vela di 2 m, pitch di 3.35 m, e GCR di 0.59. La produzione di energia degli impianti agrivoltaici è stata simulata utilizzando il software PVSol, specializzato per la progettazione e l'analisi di impianti fotovoltaici.



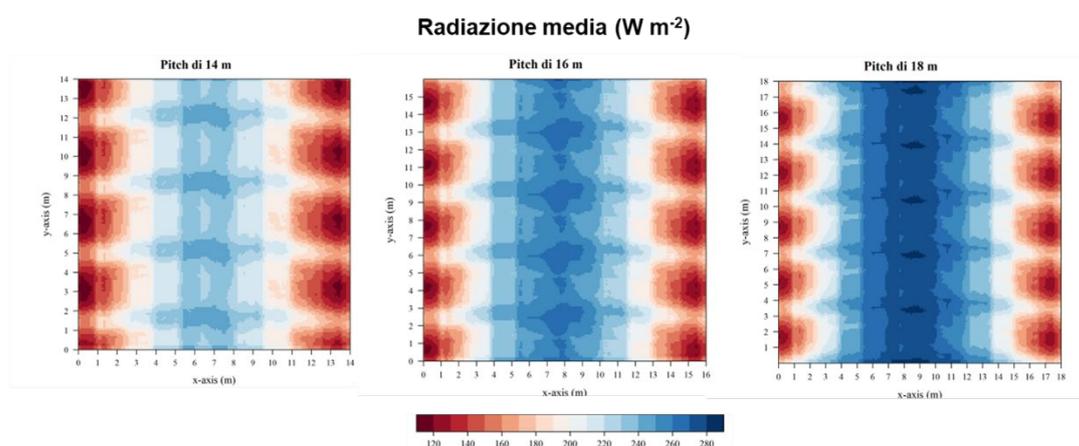
### 3.3.4 CRITERI DELLO STUDIO E PARAMETRI

La presenza degli impianti agrivoltaici riduce la radiazione solare incidente sulle colture, e il livello di ombreggiamento dipende principalmente dal tipo di impianto, dalla sua altezza e dall'orientamento e dall'angolazione dei pannelli solari. In condizioni di piena luce, la radiazione media in piena luce nei 5 anni valutati è stata pari a  $351.80 \pm 10.98$  ( $W m^{-2}$ ) mentre la radiazione ( $W m^{-2}$ ) e l'ombreggiamento (%) medi sotto gli impianti agrivoltaici simulati con la piattaforma sviluppata dall'Università Cattolica del Sacro Cuore sono riportati in Tabella. È stata utilizzata una serie di dati climatici di 5 anni scaricati da Agri4Cast (<https://agri4cast.jrc.ec.europa.eu/dataportal/>), per la località di interesse del committente, per mappare la radiazione solare incidente e la produzione di energia dei diversi scenari simulati.

*Media e deviazione standard della radiazione e dell'ombreggiamento nelle diverse configurazioni di pitch e di GCR.*

Pitch (m)	GCR (%)	Radiazione ( $W m^{-2}$ )	Ombreggiamento (%)
14	34	$194.59 \pm 36.68$	$44.64 \pm 10.37$
16	30	$210.50 \pm 41.88$	$40.11 \pm 11.83$
18	27	$224.98 \pm 45.29$	$35.99 \pm 12.79$

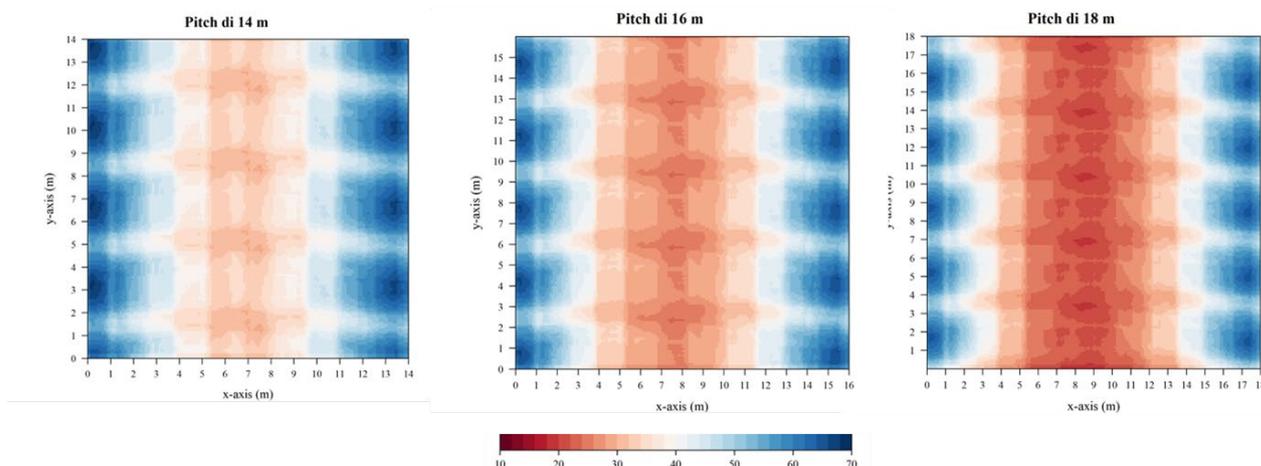
I dati riportati in Tabella sono la media dei 5 anni simulati e la deviazione standard rappresenta la variabilità tra gli anni. I risultati mostrano come la radiazione aumenta e l'ombreggiamento diminuisce all'aumentare del pitch e del GCR, con un ombreggiamento medio di 8.65 % in più nel pitch 14 m rispetto al pitch di 18 m. In realtà l'ambiente agrivoltaico non è efficacemente rappresentato da valori medi di radiazione e/o ombreggiamento in quanto questi cambiano dinamicamente (durante il giorno e in funzione dell'orientamento dei pannelli) e in funzione della posizione rispetto ai pannelli stessi



*Mappe della radiazione media nelle diverse configurazioni di pitch.*



### Ombreggiamento medio (%)



Mappe dell'ombreggiamento medio nelle diverse configurazioni di pitch.

La produzione di energia degli impianti agrivoltaici è stata simulata utilizzando il software PVSol, specializzato per la progettazione e l'analisi di impianti fotovoltaici. PVSol utilizza algoritmi avanzati per calcolare in modo accurato la produzione di energia solare in base alla disposizione dei moduli fotovoltaici, all'orientamento, all'inclinazione e all'ombreggiamento, permettendo di confrontare e valutare i risultati delle simulazioni di diverse tipologie e configurazioni di impianti agrivoltaici.

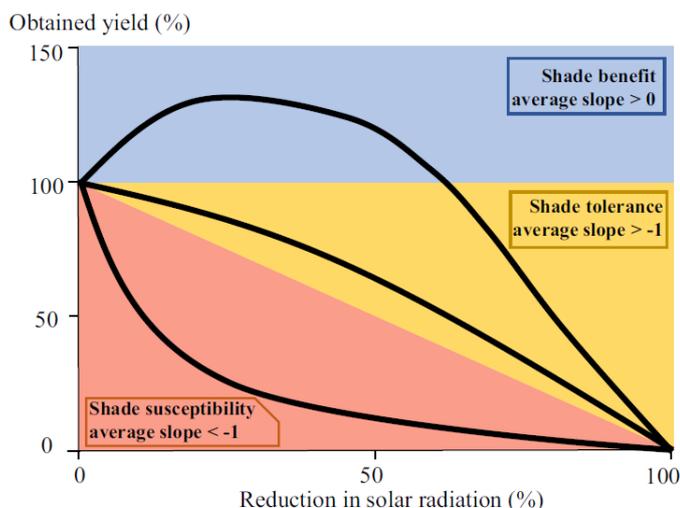
*Media e deviazione standard della produzione di energia degli impianti agrivoltaici nelle diverse configurazioni di pitch e di Ground Cover Ratio – GCR.*

Pitch (m)	GCR (%)	Produzione energetica (kWh kWp <sup>-1</sup> )	Produzione energetica (MWh ha <sup>-1</sup> )
14	34	1471.44 ± 24.53	1914.07 ± 31.91
16	30	1472.89 ± 24.54	1690.56 ± 28.17
18	27	1473.91 ± 24.56	1522.55 ± 25.37

La risposta delle colture all'ombreggiamento non è generalizzabile, in quanto vi sono colture sensibili all'ombreggiamento che subiscono forti contrazioni alla resa a fronte di limitate riduzioni di radiazione mentre altre che ne beneficiano e altre ancora che hanno comportamenti intermedi.

È possibile distinguere la risposta di diverse colture ai livelli crescenti di ombreggiamento (Laub et al.2022) in base alle curve di risposta produzione × livello di ombreggiamento. Le curve, realizzate confrontando le rese ottenute da colture ombreggiate rispetto a quelle in piena luce, hanno permesso di identificare le specie agrarie che, in funzione del livello di ombreggiamento, ne traggono beneficio, che lo tollerano o che ne sono suscettibili.





*Modello concettuale che mostra tre diverse risposte all'ombra delle colture: effetto positivo, tolleranza e suscettibilità. Le colture nell'area blu traggono beneficio dall'ombra anche a livelli elevati di ombreggiamento. Molte colture sono classificate nell'area di tolleranza all'ombra (zona gialla). Le colture nella zona arancione non tollerano l'ombra.*

### 3.3.5 RISULTATI DELLO STUDIO E PARAMETRI OTTIMIZZATI DELL'IMPIANTO SANTA LUCIA

Per l'impianto in nome è stata scelta la coltura dell'olivo, un tra le più importanti colture ampiamente coltivate nel bacino Mediterraneo.

L'olivo è una pianta eliofila che necessita di un livello radiativo compreso tra 500 e 800  $\mu\text{mol m}^{-2} \text{s}^{-1}$  per il raggiungimento della saturazione luminosa. L'insorgenza di fenomeni fotoinibitori è tuttavia possibile alle latitudini meridionali italiane in cui il livello medio della PAR si attesta tra i 500 e le 1000  $\mu\text{mol m}^{-2} \text{s}^{-1}$ . La fotoinibizione, insieme agli altri stress a cui può essere soggetta una coltura di olivo può riflettersi negativamente sulla produzione favorendo una più marcata alternanza produttiva tra le annate agricole contigue.

Tuttavia, una scarsa illuminazione può provocare una riduzione dell'allungamento della nuova vegetazione (da cui dipende la produttività dell'annata successiva), della quantità di gemme indotte a fiore, della percentuale di fiori allegati, della pezzatura dei frutti, del contenuto in olio e nell'aumento del fenomeno di aborto dell'ovario. Questo genere di effetti negativi è possibile anche a causa dell'auto-ombreggiamento che la chioma stessa esercita sulle parti più interne quando gli interventi di potatura non vengono eseguiti per l'ottimizzazione della penetrazione della luce. È necessario che non vi siano porzioni della chioma di ulivo che siano costantemente ombreggiate per non pregiudicare la produttività della pianta. Di contro, un'eccessiva penetrazione della luce all'interno della chioma può favorire lo sviluppo di gemme a legno avventizie che daranno vita successivamente a succhioni nelle branche e polloni a livello del piede della pianta. Sotto questo aspetto un giusto equilibrio nella gestione della chioma può determinare minori costi di gestione per quanto riguarda interventi di potatura ed una maggiore produzione.

In considerazione di queste caratteristiche della pianta di olivo, in ambito agrivoltaico, occorre favorire l'installazione di impianti agrivoltaici con pitch largo per favorire la penetrazione della luce all'interno dell'impianto congiuntamente ad una oculata gestione della chioma. Varietà contraddistinte da bassa vigoria condotte con sesto di impianto denso in una

coltivazione intensiva potrebbero mostrare il miglior adattamento a questa tipologia di sistemi agricoli.

Alcuni studi in merito al rapporto di resa/ volume di chioma, condotti in merito a impianti super intensivi di olivo, hanno riguardato piante di taglia ridotta disposte in filari continui. In queste tipologie di impianti la raccolta viene eseguita meccanicamente con macchine semoventi scavallartici che effettuano la raccolta in continuo (Lodolini et al., 2023). Rispetto ad impianti convenzionali dove la raccolta viene eseguita con macchine scuotitrici, portate o semoventi, queste necessitano di minor spazio per muoversi all'interno dell'impianto e ben si adattano agli impianti AV bi-assiali avanzati di altezza adeguata. Inoltre, gli impianti bi-assiali assicurano una buona distribuzione dinamica della radiazione luminosa all'interno dell'impianto assicurando che non vi siano porzioni delle chiome delle piante di ulivo esposte ad un continuo ombreggiamento così da non compromettere la produttività dell'impianto. Adottando un pitch per l'impianto agrivoltaico bi-assiale di 18 m, in riferimento alla figura 7, è possibile ottenere livelli di ombreggiamento che nelle fasce più centrali si mantengono ben al di sotto del 30% rispetto alla piena luce. Congiuntamente con la forma di allevamento a spalliera tipica degli impianti super intensivi e alla raccolta meccanica con macchina scavallatrice, questa ipotesi è quella che meglio si adatta alla coltivazione dell'olivo in sistema agricolo agrivoltaico. Con un pitch di 14 m, a causa delle fasce di sicurezza che devono essere previste per questi impianti non si riuscirebbe a sfruttare adeguatamente la superficie disponibile per la coltivazione con una contrazione della densità d'impianto. Invece adottando un sistema bi-assiale con pitch 16 m, pur non avendo una riduzione della densità di impianto si otterrebbe un ombreggiamento troppo elevato, oltre il 30%, che provocherebbe un decremento della produzione ed una maggiore disomogeneità della produzione nel corso degli anni.

Questo studio ha riportato l'esistenza di una relazione tra ombreggiamento e produzione dell'oliveto, ed in particolare, sebbene la produzione massima di energia elettrica sia stata ottenuta con un pitch di 14 m e con un GCR più alto rispetto agli altri scenari valutati, occorre progettare impianti agrivoltaici con pitch elevati e GCR bassi per massimizzare la produzione agricola ottenibile sotto gli impianti agrivoltaici. In base ai risultati di radiazione e ombreggiamento ottenuti dalla piattaforma di simulazione, il pitch ottimale che massimizza la produzione agricola, sia in termini di peso secco della drupa che di resa in olio, è risultato quello con pitch di 18 m. Questo diverso comportamento produttivo dell'olivo nei diversi scenari di pitch valutati è principalmente dovuto ad un diverso livello di ombreggiamento, infatti, l'impianto agrivoltaico con pitch di 18 m ha prodotto un valore medio di ombreggiamento di 35.99% rispetto a un pitch di 14 m che invece ha prodotto un ombreggiamento medio del 44,64%.

### **3.4 RISPONDEZA ALLE LINEE GUIDA MINISTERIALI**

Un impianto agrivoltaico per definirsi tale deve rispondere ad alcuni requisiti ai fini dell'accesso agli incentivi e contributi del PNRR ed alle semplificazioni autorizzative disposte dal DL 77/2021 tali requisiti sono stati definiti dalla Linee Guida emanate dal MiTE (ora MASE) il 06/06/2022.



**Requisito A:** Integrazione tra attività agricola e produzione elettrica.

- A.1: Almeno il 70% della superficie totale dell'impianto deve essere destinata all'attività agricola;
- A.2: La percentuale di superficie complessiva massima coperta dai moduli (LAOR) deve essere inferiore del 40% rispetto alla superficie agricola.

Rispetto a tali requisiti le tabelle seguenti mostrano i calcoli eseguiti per l'impianto agrivoltaico in oggetto:

superficie totale area impianto (aree recintate)	superficie agricola utilizzata (Superficie totale-10% dovuto all'installazione dei moduli, dei controventi ecc) (Stot) (ha)	SUP agricola impianto agrivoltaico/Stot (requisito A1)
45,2	39,6	88%
		superiore al 70%

*Rispondenza al requisito A.1*

superficie totale area impianto (aree recintate)	superficie agricola utilizzata (Superficie totale-10% dovuto all'installazione dei moduli, dei controventi ecc) (Stot) (ha)	LAOR (requisito A2)
45,2	39,6	27,1%
		inferiore al 40%

*Rispondenza al requisito A.2*

**Requisito B:** Continuità dell'attività agricola e pastorale, nonché di quella fotovoltaica.

- B.1: Esistenza e resa della coltivazione e mantenimento dell'indirizzo produttivo;
- B.2: Verifica della producibilità elettrica e quindi dell'efficienza dell'impianto agrivoltaico (quest'ultimo se correttamente progettato, deve garantire una producibilità non inferiore al 60% rispetto a quella di riferimento di un impianto fotovoltaico standard delle stesse dimensioni ed installato nello stesso sito;

L'analisi dei dati a disposizione permette di affermare che l'attività energetica non concorre o limita quella agricola, in quanto le strutture elevate permettono la completa usabilità dei suoli sottostanti.

Rispetto al requisito B.2, il paragrafo 7.4.2 intitolato "verifica analitica del requisito B.2" dimostra che la produzione dell'impianto agrivoltaico risulta essere maggiore del 35% rispetto alla produzione attesa da un impianto fotovoltaico standard; quindi, risulta essere non solo maggiore del parametro minimo richiesto, ma corrisponde a più del doppio di questo parametro.

**Requisito C:** Adozione di soluzioni integrate innovative per l'impianto agrivoltaico con moduli elevati da terra, volte a ottimizzare le prestazioni del sistema agrivoltaico sia in termini energetici che agricoli.



L'impianto in esame è stato concepito utilizzando strutture di supporto dotate di inseguitori solari biassiali ovvero ampi pannelli montati su supporti metallici infissi nel terreno. L'altezza da terra, pari a circa 5 m al mozzo degli inseguitori biassiali, consente il passaggio di qualsiasi tipologia di mezzo agricolo garantendo la massima integrazione tra impianto e attività agricole: le colture estensive che si svolgeranno nei terreni in questione, infatti, richiedono l'utilizzo di macchine agricole di grandi dimensioni, situazione non certamente compatibile con l'utilizzo di normali tracker monoassiali.

**Requisito D:** Sistemi di monitoraggio per la verifica dell'impatto sulle colture, risparmio idrico e produttività agricola.

Il risparmio idrico è uno dei principali vantaggi che l'adozione dei sistemi agrivoltaici può determinare per gli imprenditori agricoli. Tuttavia, al fine di poter quantificare questo risparmio è opportuno tenere traccia dei volumi irrigui impiegati durante il ciclo colturale. Le superfici contraddistinte da un maggior ombreggiamento medio durante l'anno necessiteranno di minori apporti irrigui per effetto della minore domanda evapotraspirativa determinata dalla minore radiazione incidente.

Inoltre, sarà redatta da un tecnico abilitato una relazione tecnico – agronomica con cadenza triennale che certifichi la continuità della coltivazione la produttività e il mantenimento dell'indirizzo produttivo.

**Requisito E:** Sistemi di monitoraggio per la verifica del recupero della fertilità del suolo.

L'impianto punta ad essere finanziato e ad usufruire dei contributi previsti dal PNRR, pertanto nella relazione di ottimizzazione dell'impianto, redatta dall'Università Cattolica di Piacenza, verranno descritti e studiati i criteri di monitoraggio per i seguenti parametri:

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



## 4 LE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RETE ELETTRICA DI TRASMISSIONE NAZIONALE

### 4.1 LA SOLUZIONE TECNICA MINIMA GENERALE DI CONNESSIONE

L'impianto sarà connesso alla Rete di Trasmissione Nazionale RTN tramite la costruzione di un impianto elettrico per la connessione.

La consistenza dell'impianto di connessione è determinata in base alle indicazioni del gestore di rete che in questo caso è E-Distribuzione, il quale invia al soggetto richiedente (Santa Lucia Energia srl) un preventivo di connessione contenente i costi di connessione e la Soluzione Tecnica Minima Generale per la connessione dell'impianto (STMG). La STMG rilasciata da E-distribuzione S.p.A con preventivo di connessione del 07/07/2023 codice di rintracciabilità 369200082, prevede che l'impianto agrivoltaico sarà connesso alla Rete di Trasmissione Nazionale mediante collegamento *in antenna AT 150 kV alla Cabina Primaria (CP) denominata "CASTRIGNANO DEL CAPO", subordinato alla realizzazione del nuovo stallo linea AT. Secondo tale STMG, l'impianto di rete per la connessione sarà costituito da stallo AT in aria in CP con consegna sullo stallo AT medesimo, mentre il nuovo elettrodotto in antenna a 150 kV per il collegamento del Vs. impianto alla Cabina Primaria "CASTRIGNANO DEL CAPO" costituisce impianto di utenza. La connessione è subordinata alle opere RTN indicate da TERNA nella STMG: - potenziamento/rifacimento della direttrice RTN a 150 kV "Gallipoli - Galatone - Galatina"; - potenziamento/rifacimento della line RTN a 150 kV "Castrignano del Capo - Tricase".*

Sul punto si precisa che nell'ambito del presente Studio di Impatto Ambientale e, più in generale, della procedura autorizzativa dell'impianto in esame, vengono ricomprese tutte le opere sopra riportate, specificando che il potenziamento degli elettrodotti, in accordo con quanto previsto dall'art.1 sexies comma 4-quinquies del DL 239/2003, che recita: *"Non richiedono alcuna autorizzazione gli interventi di manutenzione su elettrodotti esistenti, consistenti nella riparazione, nella rimozione e nella sostituzione di componenti di linea, quali, a titolo esemplificativo, sostegni, conduttori, funi di guardia, catene, isolatori, morsetteria, sfere di segnalazione, impianti di terra, con elementi di caratteristiche analoghe, anche in ragione delle evoluzioni tecnologiche"*.

Si dovrà pertanto realizzare un impianto di rete per la connessione costituito da un nuovo stallo linea AT in aria in CP con consegna sullo stallo AT medesimo ed un impianto di utenza per la connessione costituito, oltre che dall'elettrodotto AT 150 kV indicato dal gestore di rete, anche da una sottostazione necessaria per innalzare il livello di tensione dell'energia prodotta a 30 kV dall'impianto fotovoltaico fino a 150 kV come richiesto dalla STMG. Si è, inoltre, scelto di ubicare la sottostazione di utenza in prossimità della CP al fine di contenere al minimo la lunghezza dell'elettrodotto AT e pertanto si prevede anche la realizzazione di un elettrodotto di vettoriamento MT tra il campo agrivoltaico e la sottostazione elettrica.

In sintesi, le opere necessarie per connettere l'impianto agrivoltaico sono costituite da:

- Una cabina di raccolta a 30 kV



- un elettrodotto di vettoriamento interrato a 30 kV costituito da una doppia terna di cavi unipolari con posa ad elica visibile
- una sottostazione elettrica 30/150 kV
- un elettrodotto interrato a 150 kV
- un nuovo stallo in CP E-Distribuzione di Castrignano del Capo

## **4.2 IL CAVIDOTTO DI VETTORIAMENTO MT**

Nella scelta tecnica per la realizzazione del nuovo collegamento si è tenuto conto principalmente dei seguenti fattori:

- posizione del punto di inserimento;
- posizione e configurazione dell'impianto di connessione;
- minimizzare la costruzione di nuovi elettrodotti;
- ottimizzare i collegamenti elettrici utilizzando, per quanto possibile, tracciati più brevi, salvaguardando allo stesso tempo eventuali presenze di zone antropizzate;
- minimizzare l'impatto ambientale e le interferenze;
- utilizzare quanto più possibile la viabilità esistente.

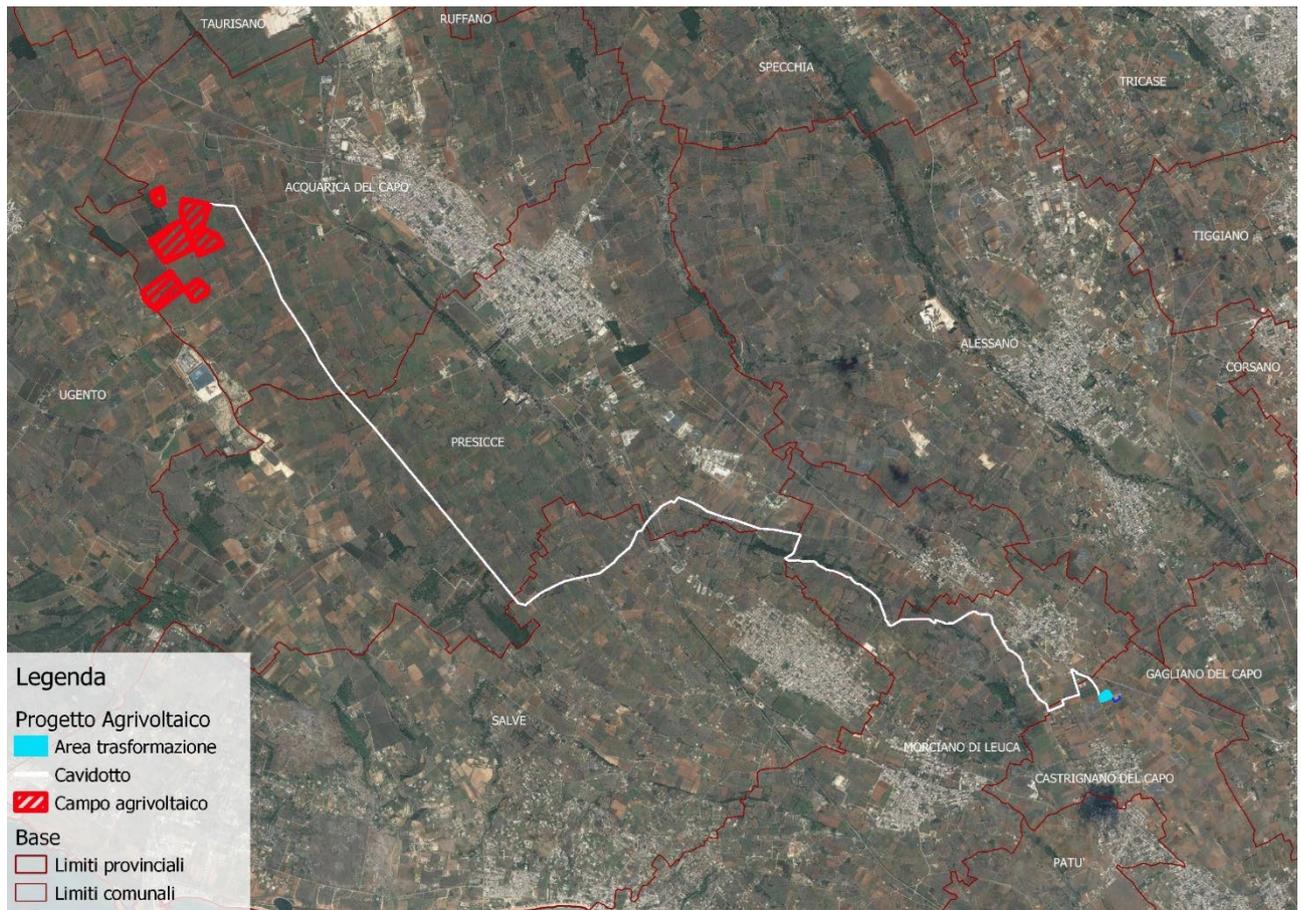
Alla luce di ciò, e vista la posizione scelta per la Sottostazione Elettrica, ubicata in prossimità Cabina Primaria di Castrignano del Capo, si è progettato un elettrodotto interrato che partirà dalla cabina di raccolta MT posta all'interno dell'impianto agrivoltaico, con lunghezza di c.a. 15 km, e si atterrerà nella sezione a 30 kV della Sottostazione (SE) di trasformazione della RTN che si raccorderà in antenna alla citata CP.

### **4.2.1 INQUADRAMENTO GENERALE DEL CAVIDOTTO DI VETTORIAMENTO MT**

Il cavidotto di Vettoriamento collegherà l'impianto agrivoltaico e la sottostazione di trasformazione sita nel territorio comunale di Castrignano del Capo (LE) e si snoda costantemente al disotto di viabilità esistente, salvo un breve tratto finale in cui attraversa un terreno agricolo, per una lunghezza di circa 15 km, con una sezione di scavo della profondità di circa 1.50 m ed una larghezza di circa 60 cm.

Il tracciato si sviluppa a un'altitudine compresa tra i 117 e i 170 metri sul livello del mare. Il percorso selezionato è stato scelto in base a considerazioni tecniche, in quanto si ritiene che sia il più adatto data la posizione della Cabina Primaria di Castrignano del Capo che sarà il punto di consegna finale dell'energia.

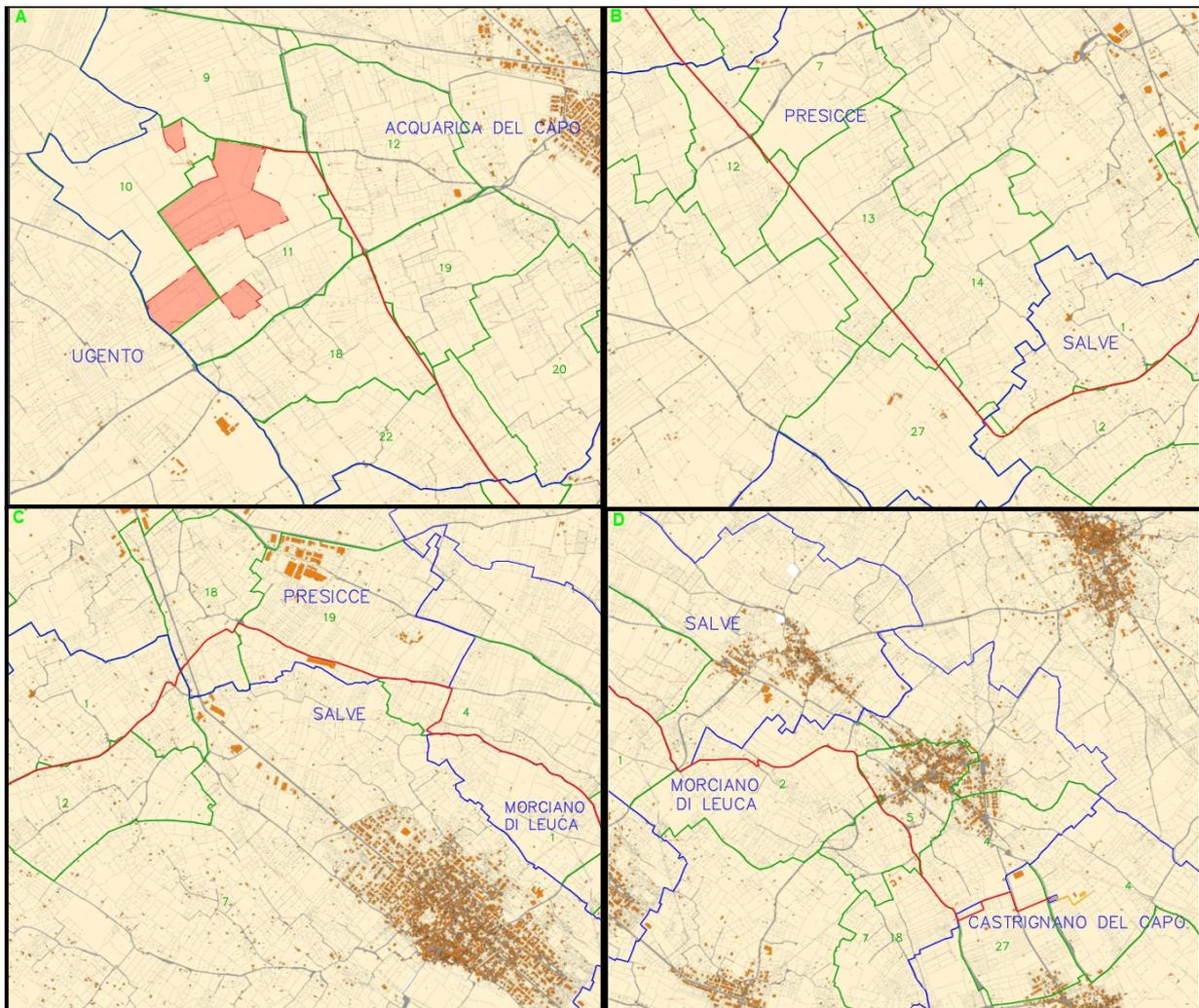




*Inquadramento del tracciato del cavidotto di vettoriamento MT*

#### 4.2.2 INQUADRAMENTO CATASTALE DEL CAVIDOTTO DI VETTORIAMENTO MT

Il cavidotto di vettoriamento a media tensione (MT) a 30 kV attraversa sia suoli privati che strade pubbliche appartenenti ai Comuni di Presicce - Acquarica, Salve, Morciano di Leuca e Castrignano del Capo, tutti nella provincia di Lecce. Questo è evidenziato nell'inquadramento catastale (vedi EG 4.14) di cui si riporta un estratto.



**LEGENDA:**

	Cavidotto di vettoriamento		Area impianto agrivoltaico
	Distanza di prima approssimazione (D.P.A.)		sottostazione di trasformazione AT/MT
	Confini Comunali		Nuovo Stallo linea AT E-distribuzione
	Fogli Catastali		

*Inquadramento delle opere di connessione su mappa catastale*

La tabella che segue identifica le particelle private (comprese quelle già di proprietà) interessate dal cavidotto di connessione:

OPERA	COMUNE	FOGLIO	PARTICELLA
PARTENZA CAVIDOTTO MT DI VETTORIAMENTO	ACQUARICA	11	3
CAVIDOTTO MT DI VETTORIAMENTO	CASTRIGNANO DEL CAPO	27	9
CAVIDOTTO MT DI VETTORIAMENTO	CASTRIGNANO DEL CAPO	27	164



CAVIDOTTO MT DI VETTORIAMENTO	CASTRIGNANO DEL CAPO	27	3
CAVIDOTTO MT DI VETTORIAMENTO	CASTRIGNANO DEL CAPO	27	4
CAVIDOTTO MT DI VETTORIAMENTO	CASTRIGNANO DEL CAPO	27	5
CAVIDOTTO MT DI VETTORIAMENTO	CASTRIGNANO DEL CAPO	27	6
CAVIDOTTO MT DI VETTORIAMENTO	CASTRIGNANO DEL CAPO	27	7
CAVIDOTTO MT DI VETTORIAMENTO	CASTRIGNANO DEL CAPO	27	217



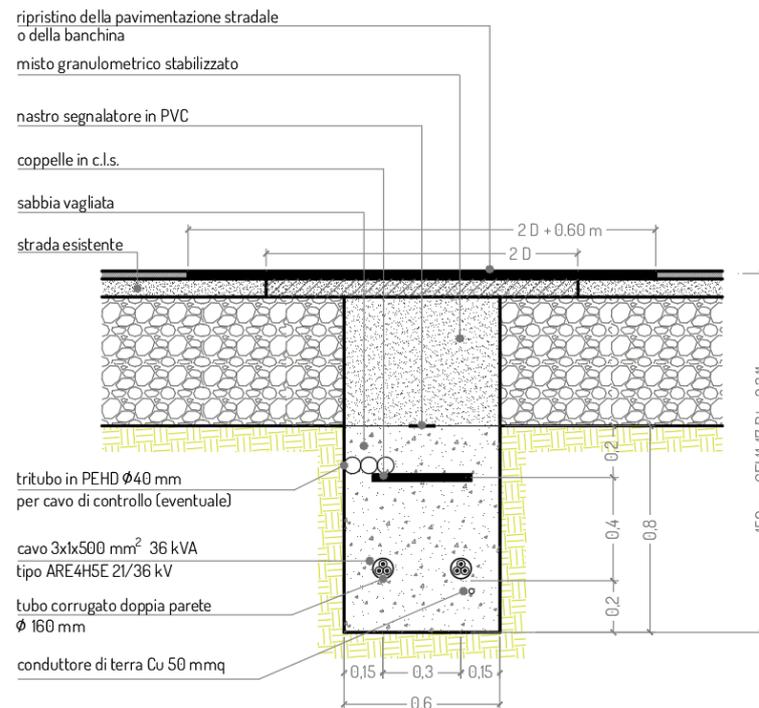
*Inquadramento del cavidotto di vettoriamento su mappa catastale – stralcio delle opere su suoli privati*

#### 4.2.2 IL CAVIDOTTO DI VETTORIAMENTO MT SEZIONI TIPICHE E RISOLUZIONE DELLE INTERFERENZE

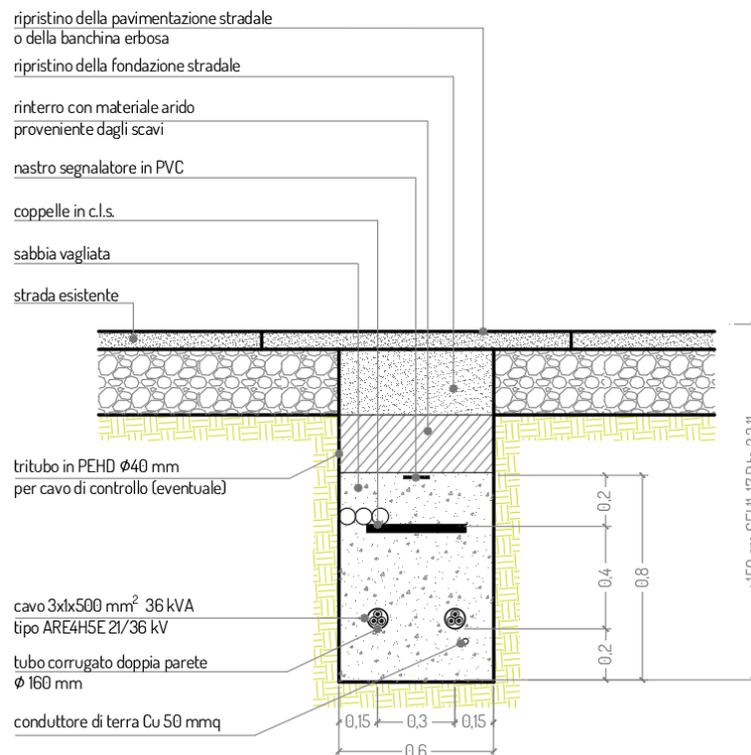
L'elettrodotto MT di Vettoriamento sarà in cavo interrato è costituito da n. 2 terne di cavi di sezione pari a 500 mm<sup>2</sup>, disposti ad elica visibile isolati in XLPE, sigla commerciale ARE4HEX 30 kV.

La profondità di interramento media è pari a 1.5 metri come indicato nelle sezioni tipiche riportate.





*Tipico della sezione di scavo su strada asfaltata*



*Tipico della sezione di scavo su strada bianca*

Si precisa che il cavidotto di Vettoramento sarà posizionato prevalentemente su infrastrutture già esistenti, in particolare su piani viabili esistenti. Pertanto, come indicato negli elaborati grafici sullo studio delle interferenze (vedi EG.4.15), per attraversare corsi d'acqua,



aree interessate dal PAI o da altre tipologie di vincoli, verrà adottata la tecnica della trivellazione orizzontale controllata (TOC), al fine di evitare qualsiasi interferenza idraulica o ambientale.

Tutti gli attraversamenti di sottoservizi esistenti avverranno nel rispetto dei parametri indicati dalla normativa di settore e dalle norme CEI specifiche per interferenze delle linee elettriche con altre reti, quali linee Gas, acquedotti o linee di telecomunicazione.

#### 4.3 LA SOTTOSTAZIONE DI TRASFORMAZIONE AT/MT

La società Santa Lucia Energia S.r.l. ha intenzione di realizzare una Sottostazione Elettrica di Trasformazione (SSE) 30/150 kV, atta a ricevere l'energia prodotta dall'impianto agrivoltaico. La planimetria elettromeccanica e l'ubicazione della sottostazione sono riportati negli elaborati grafici della sezione EG.7 OPERE DI CONNESSIONE. La Sottostazione sarà realizzata in prossimità della Cabina Primaria esistente di Castrignano del Capo (LE), alla quale sarà connessa in antenna tramite linea interrata in AT 150kV.



**LEGENDA:**

-  Cavidotto AT
-  sottostazione di trasformazione AT/MT
-  Nuovo Stallo linea AT in Cabina Primaria esistente di E-Distribuzione

*Inquadramento delle opere di connessione su mappa ortofoto*

All'interno della Sottostazione di trasformazione la tensione viene innalzata da 30 kV (tensione nominale del sistema di rete tra Power skids, cabina di raccolta ed elettrodotto di vettoriamento) a 150 kV e da qui si collega al nuovo stallo linea AT della Cabina Primaria di Castrignano del Capo (LE) di E-distribuzione.

La Sottostazione sarà composta da:

F. Uno stallo AT per il collegamento del Trasformatore, come di seguito specificato;

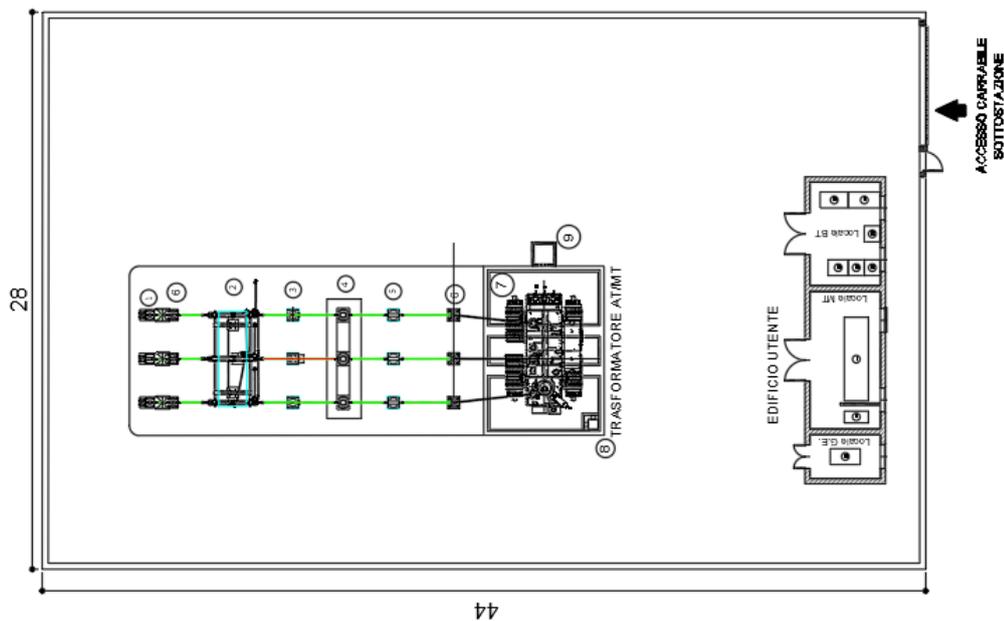


G. fabbricato quadri, come da elaborato grafico allegato, con i locali MT, il locale telecontrollo e BT, locale gruppo elettrogeno;

H. locali per misure;

La superficie totale occupata dalla SSE 30/150 sarà pari a circa 1232 mq.

Tutti gli impianti in bassa, media ed alta tensione saranno realizzati secondo le prescrizioni delle norme CEI applicabili, con particolare riferimento alla scelta dei componenti della disposizione circuitale, degli schemi elettrici, della sicurezza di esercizio.



*Pianta elettromeccanica della Sottostazione di trasformazione*

#### 4.6 L'ELETTRODOTTO AT

Il collegamento della Sottostazione alla Cabina Primaria di Castrignano del Capo sarà assicurato mediante la realizzazione di un elettrodotto AT a 150 kV. Nella scelta tecnica per la realizzazione del nuovo collegamento si è tenuto conto principalmente dei seguenti fattori:

- posizione della Cabina Primaria;
- posizione e configurazione dell'impianto di connessione;
- minimizzare la costruzione di nuovi elettrodotti;
- ottimizzare i collegamenti elettrici utilizzando, per quanto possibile, tracciati più brevi, salvaguardando nel contempo eventuali presenze di zone antropizzate;
- minimizzare l'impatto ambientale e le interferenze;
- utilizzare quanto più possibile la viabilità esistente.

Alla luce di ciò si è progettato un elettrodotto interrato, di c.a. 290 m di lunghezza, in cavo AT di sezione pari a 630 mm<sup>2</sup> adagiato all'interno di uno scavo. L'elettrodotto collegherà i

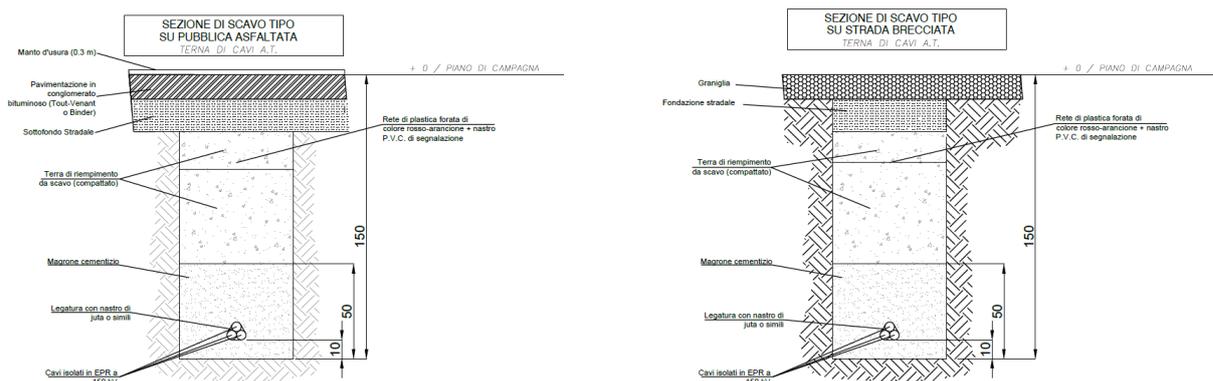
terminali della Sottostazione di Trasformazione e lo stallo da realizzare nella Cabina Primaria di Castrignano del Capo.

Il tracciato, quale risulta dalle tavole allegate, ricade interamente nel territorio del comune di Castrignano del Capo (LE), su strada in parte pubblica e parte suolo privato e ad una quota altimetria di c.a. 133 m s.l.m.; risulta il più idoneo dal punto di vista tecnico vista la posizione della futura sistemazione della Sottostazione di Trasformazione.

Saranno eseguiti scavi a sezione ridotta e obbligata di profondità 150 cm (si vedano gli allegati grafici) a seconda del tipo di attraversamento.

Si procederà quindi con:

- scavo;
- posa primo strato di magrone cementizio;
- posa cavo AT;
- rinfiacamento e riempimento con magrone cementizio fino alla quota stabilita,
- posa cavo di controllo entro tritubo in PEHD;
- riempimento con terra derivante dallo scavo,
- posa di rete in plastica forata e di uno o più nastri segnalatori,
- rinterro con materiale arido proveniente dagli scavi, preventivamente approvato dalla D.L., per gli attraversamenti particolari; rinterro con conglomerato cementizio classe Rck 150;
- ripristino della pavimentazione stradale.



Sezioni di posa del cavidotto AT

#### 4.6 NUOVO STALLO IN CABINA PRIMARIA

Si prevede la realizzazione di un nuovo Stallo AT nella cabina primaria di Castrignano del Capo di proprietà di E-Distribuzione. L'opera consiste nell'installazione di dispositivi e apparecchiature elettriche necessarie per permettere la consegna dell'energia prodotto nella Rete di Trasmissione Nazionale in sicurezza. Tale intervento sarà realizzato interamente nel perimetro della Cabina Primaria esistente e non comporterà alcun consumo di suolo.

Il nuovo stallo AT di progetto sarà composto da un montante linea, collegato dal lato AT (150 kV) alle sbarre della Sottostazione Utente AT/MT di ampliamento, e sarà costituito da:

- n. 1 sezionatore di tripolare rotativo, con terna di lame di messa a terra, completo di comando motorizzato;
- N. 1 interruttore tripolare per esterno in SF6;
- N. 1 terna di trasformatori di tensione induttivi per esterno;
- N. 1 terna di trasformatori di corrente unipolari isolati in gas SF6;
- N. 1 sezionatore di tripolare rotativo

Tutte le apparecchiature saranno dimensionate compatibilmente con le caratteristiche della rete nel punto di connessione (tensioni e correnti nominali, correnti di cortocircuito).

In linea generale, tutte le apparecchiature ed i componenti AT sono progettati per sopportare la tensione massima nominale a frequenza di rete a 150 kV cui si collegano e dovranno essere conformi alle specifiche tecniche di E-Distribuzione.



*Inquadramento territoriale e planimetria elettromeccanica degli interventi in Cabina Primaria esistente di E-Distribuzione*

#### **4.7 INQUADRAMENTO CATASTALE DELLA SOTTOSTAZIONE, DEL CAVIDOTTO AT E DALLA CABINA PRIMARIA**

Si è scelto di ubicare la Sottostazione di trasformazione in prossimità della Cabina Primaria. Si ha pertanto che la Sottostazione, la Cabina Primaria e il cavidotto AT che le interconnette sono ubicati nel territorio comunale di Castrignano del Capo (LE). Questo è evidenziato nell'inquadramento catastale (vedi EG 7.4) di cui si riporta un estratto.





*Inquadramento delle opere di connessione su mappa catastale*

La tabella che segue identifica le particelle private (comprese quelle già di proprietà) interessate dalle opere di connessione:

OPERA	COMUNE	FOGLIO	PARTICELLA
SOTTOSTAZIONE E CAVIDOTTO AT	CASTRIGNANO DEL CAPO	4	45
CABINA PRIMARIA ESISTENTE E CAVIDOTTO AT	CASTRIGNANO DEL CAPO	4	252



## 5 MISURE E OPERE DI SCHERMATURA VISUALE E MITIGAZIONE DEGLI IMPATTI ATTESI

Le opere di seguito descritte riguardano esclusivamente l'impianto di generazione fotovoltaico ed hanno come scopo principale la mitigazione paesaggistica del progetto, al fine di non consentire la vista dell'impianto dai punti percettivi visibili dinamici e statici collocati nel raggio di 5 e 10 km dal sito. Le specie vegetali utilizzate, sono state scelte in funzione del loro sviluppo verticale ed orizzontale nel tempo, al fine di costituire una valida quinta di schermatura secondo le visuali sull'area di progetto: S.S. 274 Gallipoli-S.M. di Leuca e ancora più in particolare la SP 332 Acquarica Torre Mozza, Strada vicinale Masseria Colombo Pompeiano e la strada Vicinale Masseria Baroni.

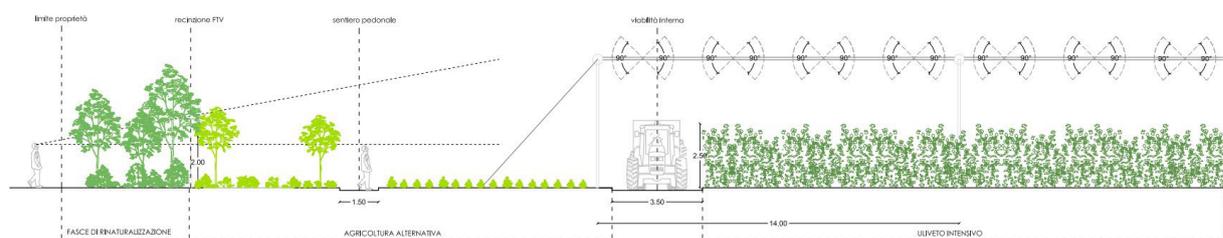
Unitamente alle finalità di carattere paesaggistico, le mitigazioni proposte hanno anche lo scopo di incrementare la naturalità del sito d'intervento, che si trova in un contesto agroambientale costituito in modo pressoché esclusivo da ex oliveti e dunque con un corredo floristico banalizzato dalla monocoltura. L'inserimento di elementi floristici facenti parte della flora potenziale dell'area è un sicuro elemento di incremento della biodiversità, anche per il potenziamento della rete ecologica Regionale e Provinciale (Lecce), che nell'intorno risulta totalmente da potenziare.

Alle fasce di rinaturalizzazione e mitigazione sono abbinata delle fasce di agricoltura alternativa, che hanno lo scopo di espandere ulteriormente la naturalità, aumentare la biodiversità, attraverso delle aree coltivate, ma con una maggior varietà di specie rispetto alla monocoltura a uliveto.

Questa possibilità è derivata dalla scelta progettuale di spostare, ove possibile, la strada perimetrale di manutenzione all'interno dell'area dell'impianto agrovoltaiico, grazie all'altezza del sistema a tracker dal suolo (5 m).

Ne deriva una fascia di superficie agricola dall'estensione rilevante, pari a circa 9 ha totali, che contribuisce in maniera significativa a restituire un sistema agro-ambientale più complesso e ricco dal punto di vista ecosistemico e paesaggistico.

Questa tipologia di agricoltura a bassa meccanizzazione permette di sfruttare ampie aree, altrimenti inidonee alla coltura superintensiva e meccanizzata. Vengono inoltre rese coltivabili le aree che ricadono nei pressi dei tiranti di controventatura del sistema agrovoltaiico, che altrimenti resterebbero incolte. Viene pertanto massimizzato l'uso agricolo dei suoli, la cui sola superficie non coltivata sono i sentieri di fruizione e le strade di manutenzione.



Bordo tipo 3 - esempio

## 5.1 CRITERI DI PROGETTAZIONE E OPERE PREVISTE

La progettazione delle fasce di mitigazione e rinaturalizzazione tiene conto dei seguenti aspetti:

- caratteristiche climatiche
- contesto naturale e vegetazione potenziale
- inserimento nel contesto della rete ecologica locale
- sviluppo e dimensione a maturità delle specie scelte

Per la mitigazione dell'intervento in progetto, si prevede la disposizione della vegetazione in "bordi tipo" differenti che fanno riferimento a criteri multipli:

- Visibilità dell'impianto e disposizione dei diversi lotti dell'impianto rispetto le principali componenti della struttura percettiva del PPTR.
- disposizione dei diversi lotti dell'impianto, loro collocazione rispetto alla direzione prevalente del vento e di conseguenza anche della loro esposizione alle fonti principali di inquinanti. Questi criteri permettono di definire la porosità e la struttura orizzontale della Fascia di mitigazione;
- continuità con nuclei di naturalità (boschi e/o rimboschimenti, prati e pascoli naturali, macchia);
- superficie disponibile e distanza dall'impianto, per meglio controllare il parametro della crescita verticale delle essenze, onde evitare l'effetto negativo dell'ombreggiamento sui pannelli, ovvero sfruttare , laddove una superficie disponibile ampia lo permetta, di sfruttare l'effetto positivo dell'ombreggiamento sulle colture dell'agricoltura alternativa e/o sulle altre specie vegetali consociate;
- Previsione di percorsi per la viabilità lenta e soste di fruizione lungo gli stessi;

## 5.2 MANUTENZIONE

Nei tre anni successivi all'impianto si renderanno necessarie le seguenti manutenzioni:

- Risarcimento delle eventuali fallanze;
- Irrigazioni di soccorso durante il periodo primavera-estate;
- Eliminazione delle infestanti che interferiscono direttamente con le piante messe a dimora

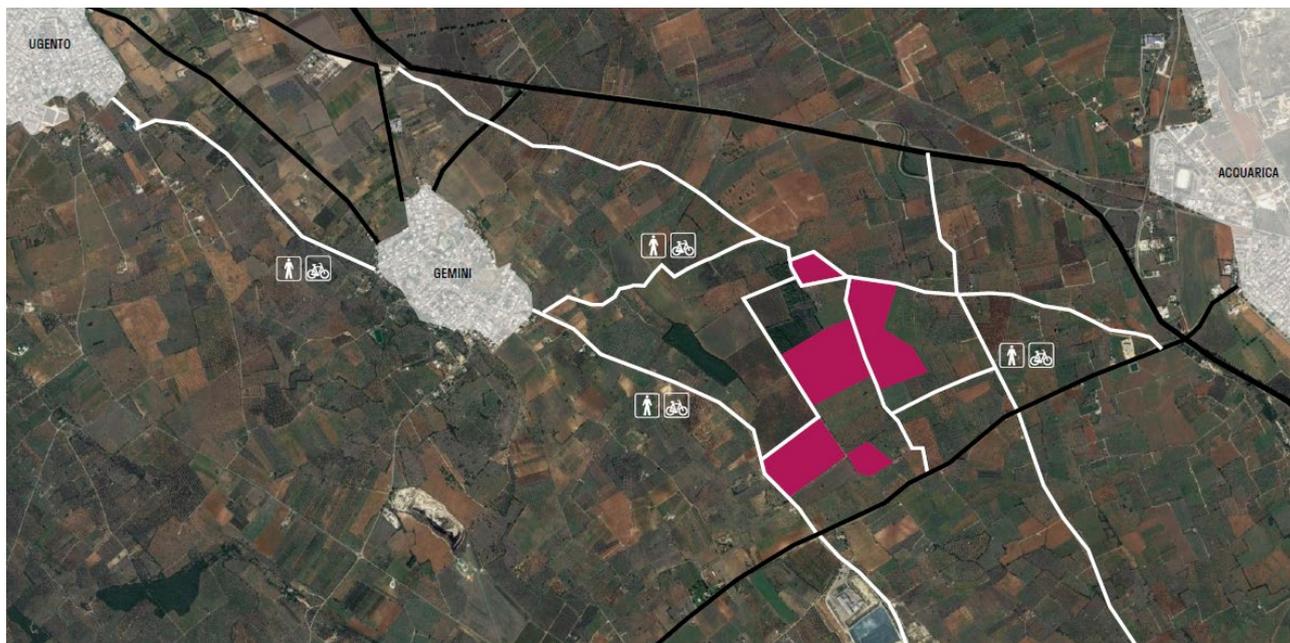
## 5.3 PERCORSI E FRUIZIONE

Il parco agrivoltaico Santa Lucia è stato pensato non come un'infrastruttura di produzione, recintata ed avulsa dal contesto, ma come un giardino agrivoltaico integrato nel paesaggio. Tale integrazione rende questo un luogo fruibile, dove favorire l'accessibilità e la realizzazione di iniziative di agricoltura sociale e di esperienza di queste nuove forme di integrazione.

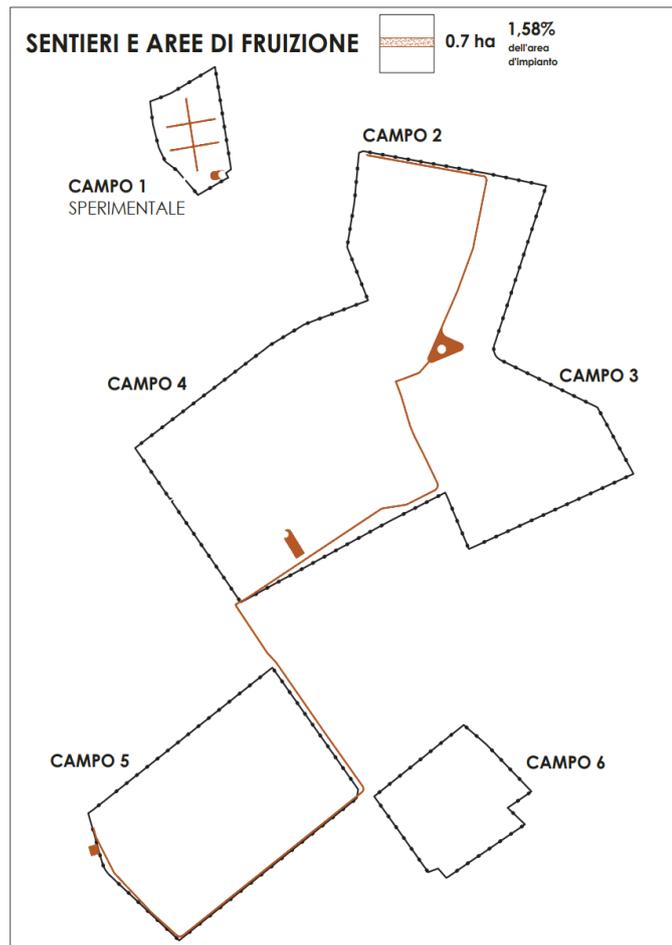


L'area oggetto di intervento è localizzata in un'area intermedia tra i centri abitati di Acquarica-Presicce, Gemini, e le Marine di Ugento. L'area è attraversata da una fitta rete di mobilità lenta, corrispondente a strade secondarie a servizio delle aree agricole.

Tra questi percorsi si possono distinguere itinerari cicloturistici oggetto di pianificazione e sviluppo e la strada pendolo SP 322, che collega il centro abitato di Acquarica alla marina di Torre Mozza.



L'intersezione di questo reticolo con l'area di progetto è spunto per la messa a sistema di percorsi di connessione interni all'impianto e alle sue fasce di rinaturalizzazione.



I percorsi di fruizione permettono l'attraversamento del parco agrivoltaico, collegando l'accesso nord a quello sud.

I percorsi attraversano le fasce di agricoltura alternativa e di rinaturalizzazione e permettono la fruizione di questi habitat, così come attività di partecipazione all'attività agricola così come eventi formativi.

Si prevede un accesso controllato alle aree, in orari e modalità prestabilite. Potranno essere organizzati ad esempio giornate di raccolta dei prodotti agricoli delle aree alternative, campi scuola, attività di tipo associazionistico, percorsi formativi con guide specializzate. Le aree di sosta e interscambio saranno dotate di punti di ricarica di veicoli elettrici.



## 6 COMPATIBILITÀ VINCOLISTICA E NORMATIVA DELL'IMPIANTO E DELLE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RTN

### 6.1 NORMATIVA COMUNITARIA DI RIFERIMENTO IN MATERIA DI FER

Negli ultimi anni l'attenzione delle Istituzioni Governative sovranazionali nei confronti delle energie rinnovabili è cresciuta notevolmente, anche in virtù della ratifica del Protocollo di Kyoto e dei successivi due incontri sulla prevenzione dei cambiamenti climatici tenutisi a Johannesburg nel dicembre 2001 e a Milano nel dicembre 2003 (COP9).

L'unione Europea, da sempre schierata in prima linea nella lotta ai mutamenti climatici, sostiene fortemente l'importanza della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili mediante la promozione di iniziative a carattere legislativo che trovano recepimento ed applicazione dapprima su scala nazionale, nei vari Stati membri, e poi regionale.

Tra i documenti comunitari incentivanti la produzione di energia da fonti rinnovabili si ricordano:

Regolamento - Direttiva	Contenuti principali
«Energia pulita per tutti gli europei» (COM (2016)0860) del 30/11/2016	<ul style="list-style-type: none"> <li>Definizione dei compiti dell'Unione Europea nel campo mondiale delle FER.</li> <li>Quantitativo di FER pari al 27% del totale dell'energia consumata entro il 2030 in UE</li> </ul>
Direttiva RED II Direttiva 2018/2001/UE del 11/12/2018	<ul style="list-style-type: none"> <li>Promozione delle Energie Rinnovabili</li> <li>Definizione della soglia del 32% del consumo finale lordo prodotta tramite FER entro il 2030</li> </ul>
Un pianeta pulito per tutti (COM (2018) 773) del 28/11/2018	<ul style="list-style-type: none"> <li>Trascrizione degli obiettivi del protocollo di Parigi riguardo l'energia prodotta tramite FER</li> <li>Obiettivi ambientali come il contenimento dell'innalzamento della temperatura mondiale entro i 2°</li> <li>Riduzione dell'emissione di GAS serra con obiettivi ambiziosi: dall'80% fino alla completa decarbonizzazione</li> </ul>
Relazione sull'avanzamento dei lavori in materia di energie rinnovabili (COM (2019) 225) del 09/04/2019	<ul style="list-style-type: none"> <li>Verifica del trend positivo (17.5% nel 2017)</li> <li>Valorizzazione dei fattori trainanti, come la riduzione del costo dell'energia fotovoltaica</li> </ul>
Green Deal Europe (COM (2019) 640 final) del 11/12/2019	<ul style="list-style-type: none"> <li>Il "patto verde" europeo stabilisce che ogni stato dovrà dotarsi di un PINIEC Piano integrato nazionale per l'energia e il clima, con rendicontazione biennale-</li> </ul>
Direttiva VIA Direttiva 2014/52/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 16/04/2014	<ul style="list-style-type: none"> <li>Modifica della procedura di VIA per i soggetti pubblici e privati</li> <li>Definizione di requisiti minimi per la valutazione di impatto ambientale</li> </ul>



## 6.2 NORMATIVA NAZIONALE DI RIFERIMENTO IN MATERIA DI FER

Il Ministero dello Sviluppo Economico ha pubblicato il 21/01/2020 il testo aggiornato **del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima**, predisposto con il Ministero dell'Ambiente e il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, che recepisce il Decreto-legge sul Clima nonché quello sugli investimenti per il Green New Deal previste nella Legge di Bilancio 2020.

Si tratta di un piano di politica energetica ed ambientale che ha come obiettivi:

1. efficienza e sicurezza energetica;
2. utilizzo di fonti rinnovabili;
3. mercato unico dell'energia e competitività.

L'obiettivo della quota FER è pari al 30% al 2030, vale a dire che in termini di Mtep (Tep=tonnellata equivalente di petrolio) consumati, quasi un terzo dovrà arrivare da fonti rinnovabili.

Tuttavia, visto anche l'andamento crescente dell'elettrificazione dei consumi, la percentuale di fonti rinnovabili riferita ai soli consumi elettrici punta ad essere il 55% al 2030, con un'accelerazione prevista a partire dal 2025.

nel suddetto scenario programmatico è proprio la fonte solare fotovoltaica ad essere indicata come quella che deve avere maggiore crescita, passando dai circa 20 GW installati a fine 2017 agli oltre 50 GW previsti al 2030.

Vista l'importanza e le dimensioni ambiziose degli obiettivi fissati dal PNIEC soprattutto se riferite alla fonte solare fotovoltaica, anche se il piano stesso indica che occorre privilegiare, ove possibile, applicazioni sugli edifici o in zone non idonee alla coltivazione, è assodato da tempo come per il raggiungimento degli obiettivi stessi sia assolutamente indispensabile anche il supporto di ulteriori investimenti in grandi impianti su suolo agricolo in questo senso ricordiamo che il D.lgs. 387/2003 prevede che gli "impianti di produzione di energia elettrica possono essere ubicati anche in zone classificate agricole dai vigenti piani urbanistici".

**Con il Decreto Legislativo dell'8 novembre 2021 n 199**, in attuazione della Direttiva europea RED II, l'Italia si pone come obiettivo quello di accelerare il percorso di crescita sostenibile del Paese, per raggiungere gli obiettivi europei al 2030 e al 2050 in coerenza con le indicazioni del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) e tenendo conto del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR).

L'obiettivo che prevede la creazione di percorsi sostenibili per la realizzazione delle infrastrutture energetiche che coniughino rispetto dell'ambiente e del territorio con il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione prevede, fra i diversi punti l'integrazione degli impianti a fonti rinnovabili, in particolare fotovoltaici, realizzati su suolo agricolo, da cui il concetto di "impianto agrivoltaico":

Gli impianti agrivoltaici sono impianti fotovoltaici che consentano di preservare la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale sul sito di installazione, garantendo, al contempo, una buona produzione energetica da fonti rinnovabili. Costituiscono possibili soluzioni virtuose e migliorative rispetto alla realizzazione di impianti fotovoltaici standard.



Il PNRR prevede che la misura di investimento dedicata allo sviluppo degli impianti agrivoltaici contribuisca alla sostenibilità non solo ambientale, ma anche economica delle aziende coinvolte.

Nello schema tabellare che segue si citano sinteticamente le principali leggi e norme di riferimento, con particolare focus su quadro autorizzativo e procedimentale degli impianti fotovoltaici e agrivoltaici.

Legge/norma	Contenuti principali
D. Lgs n. 28 del 03/03/11	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili.</li> <li>• Definizione delle modalità per il raggiungimento della quota complessiva di energia da FER sul consumo finale lordo di energia, pari al 17% per l'Italia</li> <li>• Costruzione ed esercizio degli impianti disciplinati secondo procedure amministrative semplificate (PAS)</li> </ul>
Burden Sharing DM 15 marzo 2012	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mappatura degli obiettivi di produzione FER per ciascuna regione</li> <li>• Gestione del mancato raggiungimento degli obiettivi FER</li> </ul>
Norme in materia ambientale D. Lgs. n. 152 del 03/04/06	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Definizione dei contenuti e delle procedure VIA con tempistiche ed elaborati minimi. La legge del 2006 è stata più volte modificata dai regolamenti che seguono per la definizione delle aree di competenza e delle soglie di potenza da attribuire a competenza regionale o statale</li> </ul>
Linee guida nazionali DM 10 settembre 2010	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Norma milestone che definisce le linee guida per lo sviluppo di FER in Italia</li> <li>• Obbligo per le regioni di adeguare la normativa regionale ai contenuti della norma</li> <li>• Definizione delle aree idonee di base, con obbligo per le regioni di implementarle a seconda delle emergenze e specificità regionali definite dai Piani Paesistici</li> </ul>
D. Lgs n. 104 del 16/06/17	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Attuazione della direttiva 2014/52/UE direttiva VIA</li> <li>• Modifica del D. Lgs 152/2006, per la Valutazione dell'Impatto Ambientale</li> <li>• Introduzione "Procedimento Autorizzatorio Unico Regionale" (PAUR): unico procedimento comprendente la VIA e la AU</li> </ul>
Decreto FER DM 4 luglio 2019	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Inserimento dei meccanismi di incentivazione</li> <li>• Definizione del termine "agrosolare"</li> <li>• Previsione di bandi ed aste per l'accesso agli incentivi</li> </ul>
Regolamenti attuativi al decreto FER	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Definizione delle caratteristiche di impianto per l'accesso agli incentivi, per impianti di potenza inferiore o superiore a 1 MW, rispettivamente con iscrizione ai registri o alle aste.</li> </ul>
Decreto Semplificazioni D.Lgs. n. 76 del 16/07/2020	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Istituzione della commissione tecnica PNIEC</li> <li>• Semplificazioni procedurali per la VIA con riduzione delle</li> </ul>



	tempistiche
Governance del PNRR e prime misure di rafforzamento delle strutture amministrative e di accelerazione e snellimento delle procedure D.L n.77 del 31/5/2021	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Applicazione della PAS per impianti fotovoltaici fino a 10 MW su aree a destinazione industriale</li> <li>• Modifica delle soglie di cui all'Allegato IV, punto 2, lettera b), alla Parte seconda del D.Lgs. n. 152 del 3 aprile 2006, per la procedura di verifica di assoggettabilità VIA per gli impianti su aree industriali produttive o commerciale</li> <li>• Trasferimento al MASE (prima MITE) della competenza in merito agli impianti di potenza superiore ai 10 MW</li> </ul>
Conversione in legge, con modificazioni del D.L. n. 80 del 9/06/2021 L. n. 113 del 6/8/2021	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Trasferimento al MASE della competenza via per impianti di potenza superiore a 10 MW</li> </ul>
PNRR Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza dell'Italia del 13/7/2021	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Omogenizzazione delle procedure autorizzative per impianti FER</li> <li>• Semplificazione della fase di VIA</li> <li>• Individuazione regionale di aree idonee per impianti FER</li> <li>• Incentivazione di investimenti pubblici e privati</li> </ul>
Conversione in legge, con modificazioni, del D.L. n. 77 del 31 maggio 2021 L. n. 108 del 29/7/2021	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Innalzamento della soglia minima di assoggettabilità a VIA dei fotovoltaici, da 1 a 10 MW</li> <li>• Innalzamento della assoggettabilità degli impianti ad AU ex 387/2003 da 20 a 50 MW</li> <li>• Possibilità di utilizzare la PAS per impianti fino a 20 MW se ricadono in aree idonee (discariche, siti industriali, aree a destinazione produttiva o commerciale)</li> <li>• Istituzione della CT VIA (commissione Tecnica VIA) per la valutazione dei progetti di competenza statale</li> </ul>
Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 RED II sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili D.L. n. 199 dell'8/11/2021	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Definizione degli strumenti per il raggiungimento degli obiettivi 2030 fissati dalla direttiva RED II</li> <li>• Aumento del limite di potenza per l'ottenimento degli incentivi</li> <li>• Promozione dell'abbinamento di sistemi di accumulo</li> <li>• Promozione di sistemi innovati a basso impatto ambientale, tra cui il concetto di "agrivoltaico"</li> <li>• Semplificazione dei procedimenti autorizzativi, con la istituzione del concetto delle aree "buffer" autostradale e industriale, su cui valgono i principi di cui al DL 77 e alla L 108 per le "aree idonee"</li> <li>• Richiesta definizione delle aree Idonee a livello regionale</li> <li>• Definizione di regole e distanze dai beni tutelati per la semplificazione dei procedimenti autorizzativi</li> </ul>
Misure urgenti per il contenimento dei costi dell'energia elettrica e del gas D.L. n. 17 dell'1/03/2022	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Introduzione del limite del 10% della superficie aziendale per il fotovoltaico in aree agricole</li> <li>• Accesso agli incentivi statali agli impianti agrivoltaici in aree agricole che, pur non adottando soluzioni integrative innovative</li> </ul>

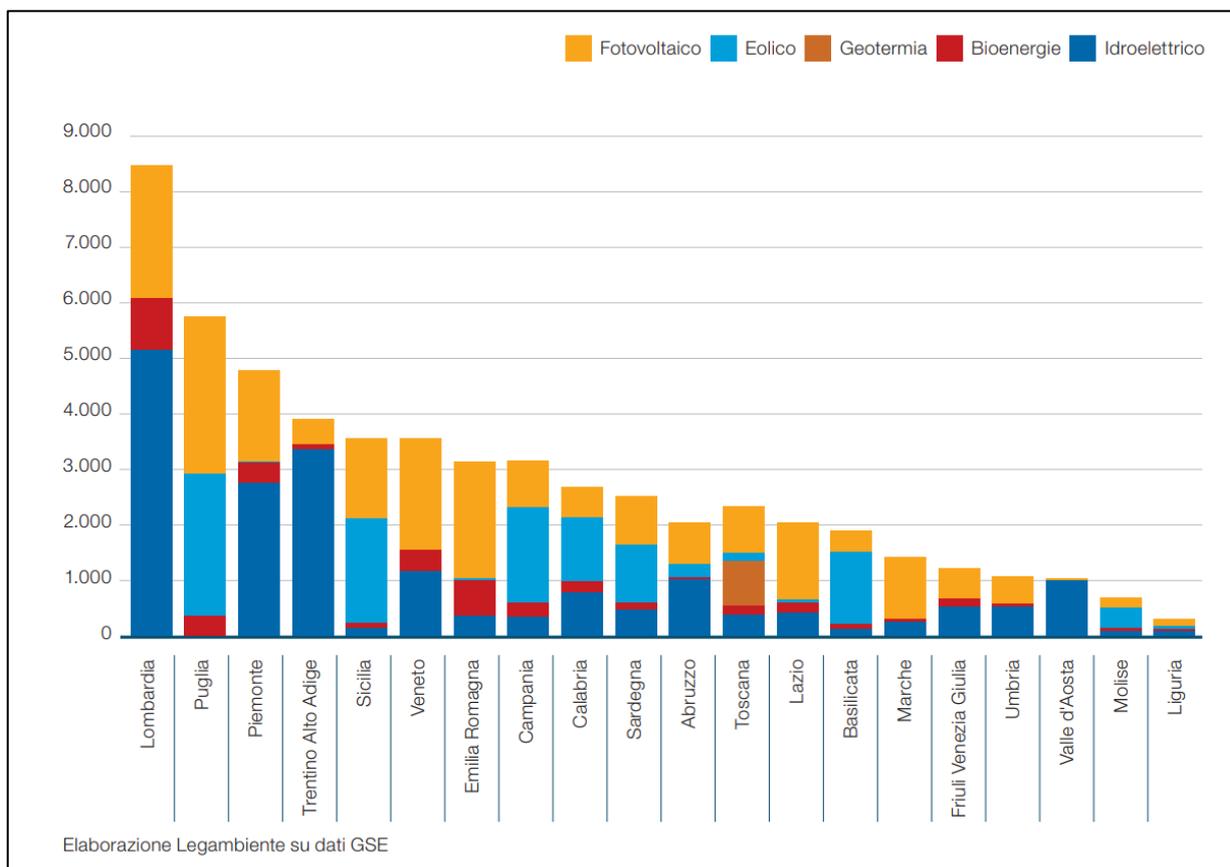


	<p>con montaggio dei moduli elevati da terra, prevedano la realizzazione dei sistemi di monitoraggio che consentano di verificare l'impatto sulle colture, il risparmio idrico, la produttività agricola per le diverse tipologie di colture ai fini della verifica e della attestazione della continuità dell'attività agricola e pastorale sull'area interessata e occupino una superficie complessiva non superiore al 10 per cento della superficie agricola aziendale.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Modifiche dei procedimenti autorizzative e della VIA con la definizione del parere paesaggistico "non vincolante". Decorso il termine per l'emissione del Parere Paesaggistico l'amministrazione competente si esprime sul progetto.</li> </ul>
Decreto PNRR 2 DL 36/2022 del 29/06/2022	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Incentivazione della produzione di Idrogeno verda</li> <li>• Ulteriori semplificazioni autorizzative per le FER</li> <li>• Nascita dell'SNPS per il monitoraggio ambientale</li> </ul>
Linee Guida per impianti Agrivoltaici del MiTE (ora MASE) Del 06/06/2022 attuazione delle previsioni del PNRR	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Definizione dei requisiti che un impianto deve avere per essere definito "agrivoltaico"</li> <li>• Definizione dei requisiti per l'accesso agli incentivi del PNRR</li> <li>• Sistemi di monitoraggio e risparmio idrico</li> <li>• Distinzione tra agrivoltaico Base, agrivoltaico Avanzato e agrivoltaico PNRR</li> </ul>
Norma CEI 82-93 Impianti agrivoltaici Gennaio 2023	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Valore di norma e non di Legge per la definizione tecnica dell'utilizzo delle linee guida</li> <li>• PAS (Public Available Specification) ha carattere sperimentale e fornisce indicazioni riguardanti la caratterizzazione degli impianti agrivoltaici, anche rispetto agli impianti</li> <li>• Elementi di sicurezza elettrica per impianti fotovoltaici</li> <li>• Definizioni</li> </ul>
Decreto PNRR 3 – semplificazioni PNRR DL 13/2023 del 24/02/2023 convertito in legge 41/2023	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Istituzione di un provvedimento unico di AU che comprenda anche la VIA (non ancora regolamentato)</li> <li>• Esclusione del parere del MIC nei progetti in AU già sottoposti a VIA</li> <li>• Riduzione delle aree Buffer per distanza da beni vincolati A 500 metri dai beni vincolati</li> <li>• Esclusione della fase Prodromica alla Verifica Preventiva di Interesse Archeologico</li> <li>• Definizione di tipologie di impianti "liberamente installabili", tra cui gli Agrivoltaici in aree idonee. (da stabilire ex L199/21)</li> </ul>



### 6.3 NORMATIVA REGIONALE DI RIFERIMENTO IN MATERIA DI FER

La regione Puglia si colloca tra i primi posti nelle regioni italiane per diffusione di impianti di produzione di energia elettrica da FER, come riportato nella classificazione di comunitàrinnovabili.it, e al primo posto per numero di impianti di tipo fotovoltaico.



*Diffusione delle rinnovabili nelle regioni Italiane*

Il solare fotovoltaico occupa una porzione sostanziale del grafico con valori vicini al 30% di potenza installata sul totale di circa 5 GW.

Anche la produzione di energia di questi anni è sempre stata in crescita a parte una lieve riduzione del 5% nell'idroelettrico. In generale, tutte le tecnologie hanno incrementato la loro produzione di energia elettrica. Il dato impressionante, in accezione positiva, rimane quello del fotovoltaico (+1289%) passando da circa 122GWh/anno (266 MW) del 2010 ai 1.688GWh/anno (1556 MW) del 2016; a seguire le bioenergie (+317%) e l'eolico (+41%).

Al fine di conseguire al 2030 l'obiettivo di copertura (30%) del consumo finale lordo da fonti rinnovabili, il Piano Nazionale Integrato Energia Clima (PNIEC) ha definito un percorso di sviluppo sostenibile delle fonti energetiche rinnovabili (FER) che prevede l'implementazione di una serie di misure atte a favorire tale crescita verso l'obiettivo nazionale di 33 Mtep all'orizzonte temporale dato. Nell'ambito del contributo delle FER al soddisfacimento dei consumi finali lordi al 2030, viene confermato il ruolo trainante del settore elettrico con una quota-obiettivo pari al 55%, seguito dal settore termico e da quello dei trasporti.



In Puglia la recentissima L.R. 22/2022 "Organizzazione e modalità di esercizio delle funzioni amministrative in materia di valutazioni e autorizzazioni ambientali" ha sostituito la precedente L.R. 11/2001 "Norme sulla valutazione dell'impatto ambientale" e normato gli interventi oggetto di Via o di Procedura di verifica di assoggettabilità a Via e i soggetti competenti individuati nella stessa Regione, Province, Città Metropolitane e Comuni. La Regione per la valutazione degli interventi si avvale del Comitato VIA Regionale.

Il Comitato VIA Regionale impegna rappresentanti dei 6 Dipartimenti Provinciali e della Direzione Scientifica di ARPA Puglia, fornendo supporto alle attività istruttorie dei progetti sottoposti a VIA di interesse Nazionale e Regionale. L'attività si svolge tramite gruppi di lavoro tecnico-specialistici, operanti secondo una procedura interna standardizzata. Vengono altresì analizzate le "mitigazioni/compensazioni" previste nell'opera ed il "progetto di monitoraggio", utile a verificare le previsioni degli impatti ambientali contenute nel SIA.

#### 6.4 SINTESI DELLE PROCEDURE AUTORIZZATIVE NECESSARIE

In base a quanto emerso dall'analisi normativa descritta nei paragrafi precedente, l'iter autorizzativo dell'impianto agrivoltaico, considerando la sua potenza nominale e la localizzazione, può essere sintetizzato come rappresentato nella tabella che segue.

Procedura e normativa diriferimento	Competenza	Autorità competente
Valutazione di Impatto Ambientale D.Lgs. 152/2006 L. 108/2021 e s.m.i.	Statale ai sensi dell'aggiornato allegato IV al D.Lgs 152/2006	MASE Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica Servizio V - VIA-VAS
Autorizzazione Unica Regolamento regionale n. 24/2010	Regionale	Regione Puglia Settore Competitività ricerca innovazione

#### 6.5 PIANIFICAZIONE TERRITORIALE

La Regione Puglia ha emanato la D.G.R. n. 35 del 23 gennaio 2007, recante "Procedimento per il rilascio dell'Autorizzazione unica ai sensi del Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 e per l'adozione del provvedimento finale di autorizzazione relativa ad impianti alimentati da fonti rinnovabili e delle opere agli stessi connesse, nonché delle Infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio"

Con D.G.R. n. 827 del 8 giugno 2007, poi, è stato adottato il Piano Energetico Ambientale Regionale, quale documento strategico che definisce le linee di una politica di governo della Regione Puglia in merito alla domanda ed alla offerta di energia, incrociandosi con gli obiettivi della politica energetica nazionale e comunitaria, in termini di rispetto degli impegni presi con il Protocollo di Kyoto, e differenziazione delle risorse energetiche.

Nel 2014 la Regione Puglia ha avviato un percorso di aggiornamento del PEAR.

Nel 2010 è stata approvata la D.G.R. 3029 la "Disciplina del procedimento unico di autorizzazione alla realizzazione ed all'esercizio di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili", al fine di adeguare la disciplina del procedimento unico di autorizzazione, già adottata con D.G.R. n. 35/2007, a quanto previsto dalle Linee Guida Nazionali ed è entrato in vigore il Regolamento Regionale n. 24 del 30 dicembre 2010



“Regolamento Attuativo del Decreto del Ministero per lo Sviluppo Economico del 10 Settembre 2010 «Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili», recante la individuazione di aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili nel territorio della Regione Puglia”, dichiarato successivamente illegittimo dalla sentenza del TAR di Lecce n. 2156/2011, laddove prevede un divieto assoluto di realizzare impianti a fonti rinnovabili nelle aree individuate come non idonee.

Nel 2012 è entrata in vigore la L.R. n. 25 del 24 settembre 2012 (dichiarata urgente ai sensi e per gli effetti dell'art. 53 della L.R. n. 7/2004), successivamente integrata e modificata dalle LL.RR. n. 38/2018 e 44/2018.

Tale legge recante “Regolazione dell’Uso dell’Energia da Fonti Rinnovabili”, da indicazione in merito alla promozione dell’uso dell’energia da fonti rinnovabili, all’aggiornamento del PEAR, ed all’adeguamento del R.R. n. 24/2010 a seguito dell’aggiornamento del PEAR.

Va comunque sottolineato che lo Scenario Strategico del PPTR (Piano Paesaggistico Territoriale Regionale), approvato nel 2015, auspica l’utilizzo dell’Agri-voltaico.

La Regione Puglia nella DGR n. 400 del 15.03.2021 titolata “Politica di coesione. Programmazione operativa FESR-FSE + 2021-2027. Primi indirizzi per la Programmazione regionale e avvio del processo di Valutazione Ambientale strategica.” al paragrafo 5.3.2 - Energie rinnovabili e suoli agricoli -, così motiva e sostiene l’opportunità di realizzare impianti agrivoltaici:

“... l'emergenza Climatica in atto impone in tutti i paesi una transizione energetica che abbia come obiettivo la decarbonizzazione in tempi estremamente rapidi. In questo scenario, così come previsto dal PNIEC – Piano Nazionale Integrato per l’energia ed il Clima – **gli impianti fotovoltaici dovranno passare dagli attuali 20 GW di potenza installata ad almeno 52GW, con una crescita superiore al 250%**. Diventa quindi fondamentale il ruolo degli impianti fotovoltaici per raggiungere gli obiettivi del PNIEC. Seguendo questo principio, negli ultimi anni è stato possibile integrare i due sistemi economici (agricoltura e fotovoltaico) in un unico sistema sostenibile fondato su energia pulita e rilancio dell’agricoltura locale.

Le caratteristiche dell’intervento in progetto sono tali da essere non solo incidenti limitatamente sull’aspetto paesaggistico e ambientale, ma tali da essere annoverate tra le tematiche più recenti e di maggior rilievo in relazione all’utilizzo di energie rivenienti da fonti alternative. Infatti, come già riportato nella Relazione Paesaggistica, una delle soluzioni emergenti è quella di realizzare impianti c.d. “agrivoltaici”, ovvero impianti fotovoltaici che consentano di preservare la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale sul sito di installazione, garantendo, al contempo, una buona produzione energetica da fonti rinnovabili. A riguardo, non solo il PPTR della Regione Puglia auspica l’utilizzo di tale soluzione, è stata anche prevista, nell’ambito del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza, una specifica misura, con l’obiettivo di sperimentare le modalità più avanzate di realizzazione di tale tipologia di impianti e monitorarne gli effetti; gli impianti agrivoltaici costituiscono infatti soluzioni virtuose e migliorative rispetto alla realizzazione di impianti fotovoltaici standard.



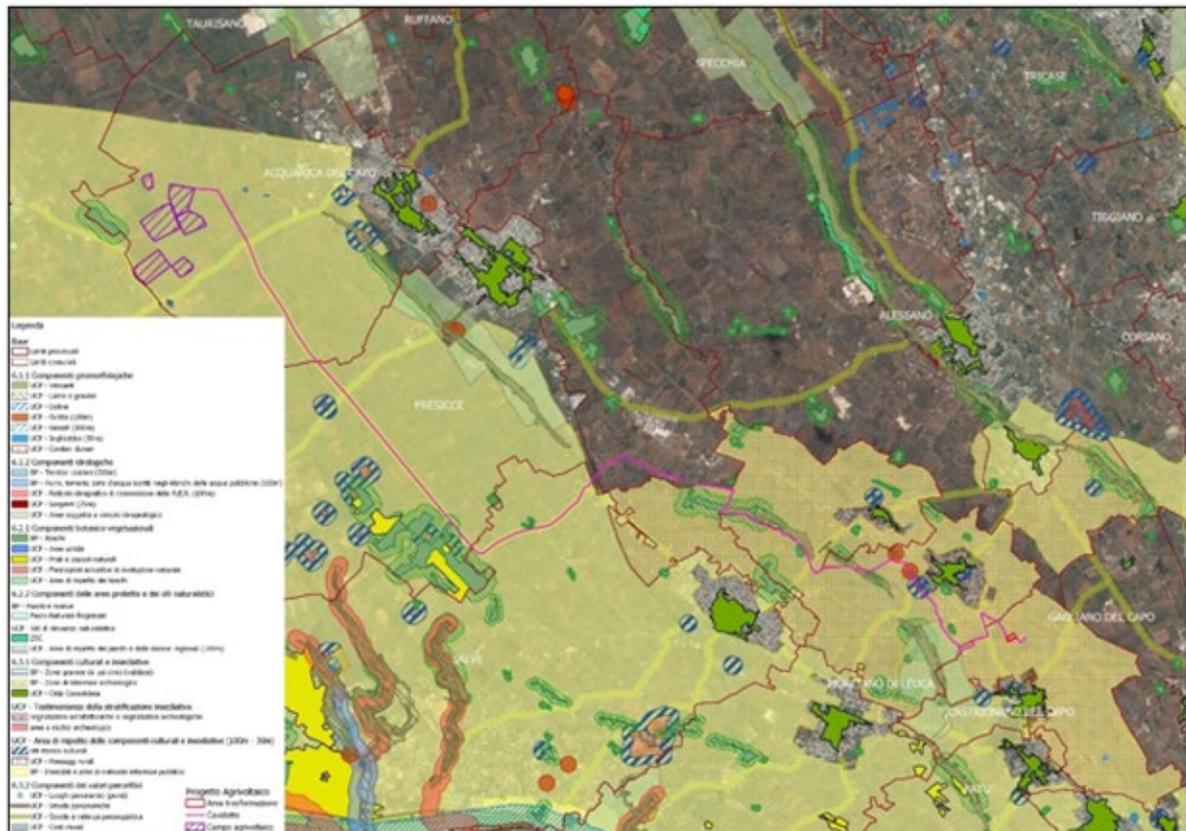
### 6.5.1 IL PPTR DELLA REGIONE PUGLIA – IMPIANTO E OPERE DI CONNESSIONE ALLA RTN

Per ciò che concerne la compatibilità dell'impianto e delle opere di connessione alla RTN con il PPTR della Regione Puglia, si riportano di seguito gli stralci dell'analisi, relative alle sole componenti paesaggistiche interessate dal progetto.

- **Le Componenti paesaggistiche**

I tre sistemi strutturanti il territorio (Idrogeomorfologico, Botanico-vegetazionale, Storico-culturale) sono articolati in Componenti paesaggistiche che definiscono le invarianti paesistico-ambientali in relazione alle quali per ogni intervento ne va verificata la compatibilità. Qui di seguito vengono riportate, estratte dal PPTR, le componenti che interessano le aree oggetto di intervento nei territori di Presicce-Acquarica, Salve, Morciano di Leuca, Castrignano del Capo.

È stata posta particolare attenzione, come illustrato qui di seguito, a non interferire con le Componenti paesaggistiche salvo laddove non è possibile individuare soluzioni alternative.



**Rappresentazione d'insieme del campo agrivoltaico, del cavidotto e dell'area dove verrà realizzata la cabina di trasformazione su PPTR (tutte le Componenti)**

#### **Struttura idrogeomorfologica**

#### **Componenti geomorfologiche**

Per quanto riguarda il cavidotto e l'area di posizionamento della cabina di trasformazione, l'area di intervento è interessata dalla seguente componente paesaggistica.

Nella frazione di Barbarano di Morciano di Leuca in adiacenza alla strada comunale Ciavarello a circa 150 m dall'incrocio con la Sp 199 in direzione ovest esiste una grotta.

Il cavidotto interrato in progetto, ai sensi del punto a8) dell'art. 55 delle NTA del PPTR è tra le opere ammissibili.



Componenti geomorfologiche PPTR – Grotte con cavidotto (dettaglio in corrispondenza di Barbarano)

### **Struttura ecosistemica ed ambientale**

#### **Componenti botanico vegetazionali**

L'area di intervento non è interessata da questa componente paesaggistica come da ortofoto estrapolata dal SIT Puglia.

Va precisato tuttavia che l'immagine evidenzia un "Bosco – Bene paesaggistico – Art. 58 delle NTA del PPTR" con la relativa "Area di rispetto dei boschi – Ulteriore cotesto paesaggistico – Art. 59 delle NTA del PPTR" cioè una fascia di salvaguardia della profondità di 100 m.

L'impianto è posto ad una distanza minima di oltre 250 m dal "Bosco" così da non comportare alcuna interferenza con lo stesso.





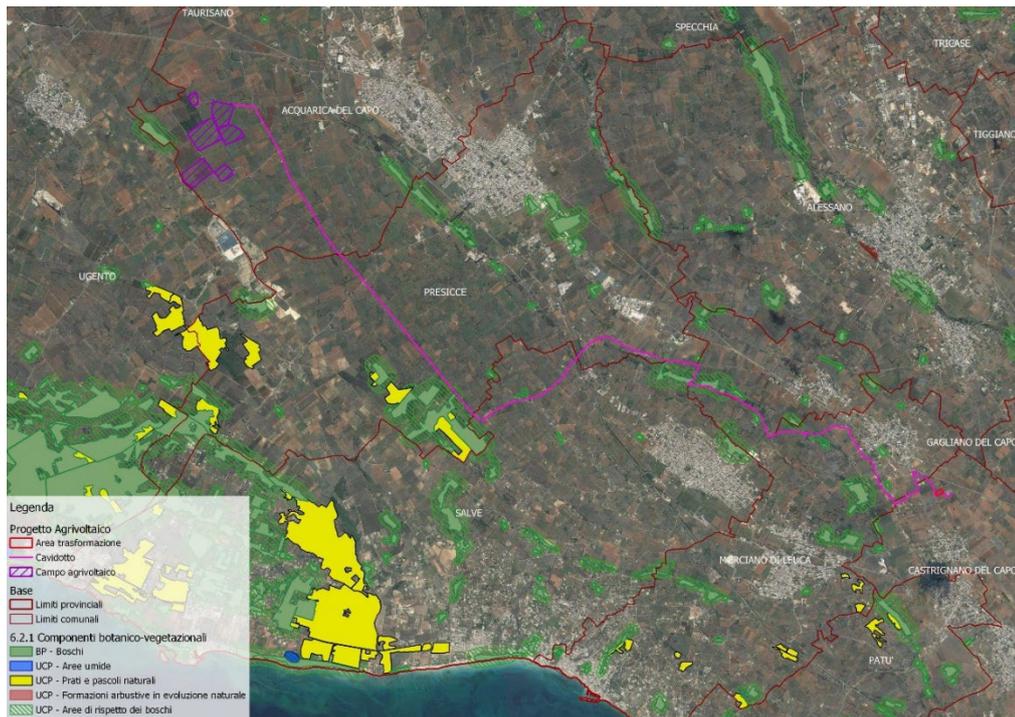
*Componenti botanico-vegetazionali PPTR – Impianto agrivoltaico*

Per quanto attiene il cavidotto e l'area di realizzazione della cabina di trasformazione, l'area di intervento è interessata dalla seguente componente paesaggistica.

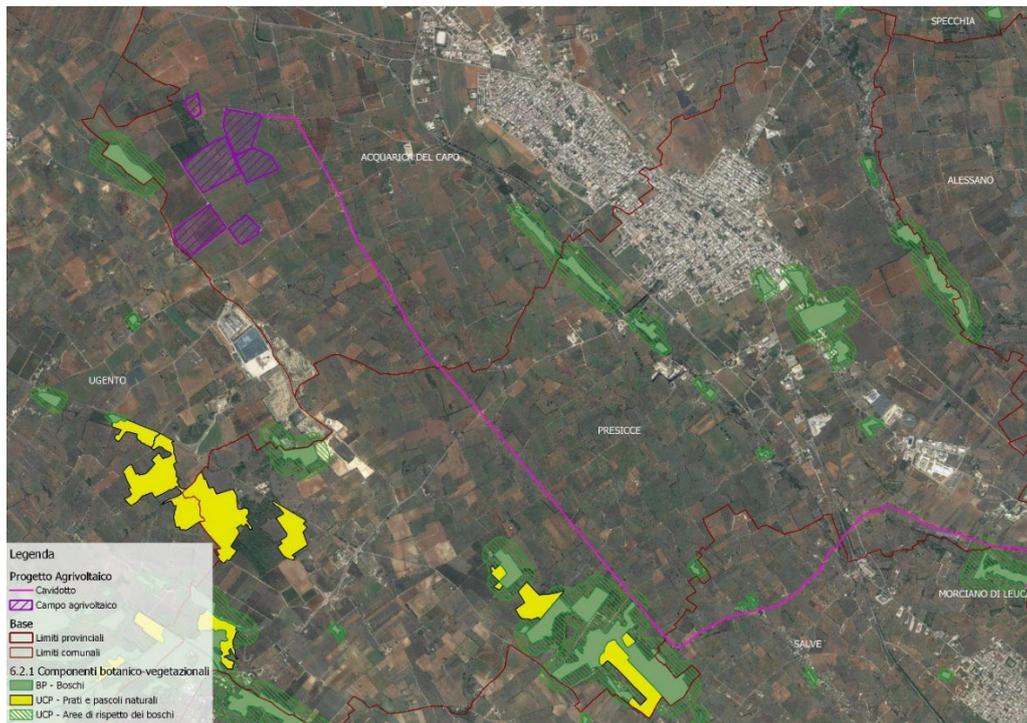
Il cavidotto, come specificato in premessa, interrato lungo viabilità esistente, interessa una "Area di rispetto dei boschi" lungo via Cariddi posta al confine tra i comuni di Morciano e di Salve; interessa inoltre un breve tratto in corrispondenza di "Bosco Monaci" in territorio di Presicce – Acquarica poco dopo il confine con il territorio di Salve.

Il cavidotto interrato in progetto, ai sensi del punto a6) dell'art. 36 delle NTA del PPTR è tra le opere ammissibili.





*Componenti botanico-vegetazionali PPTR– intero intervento*



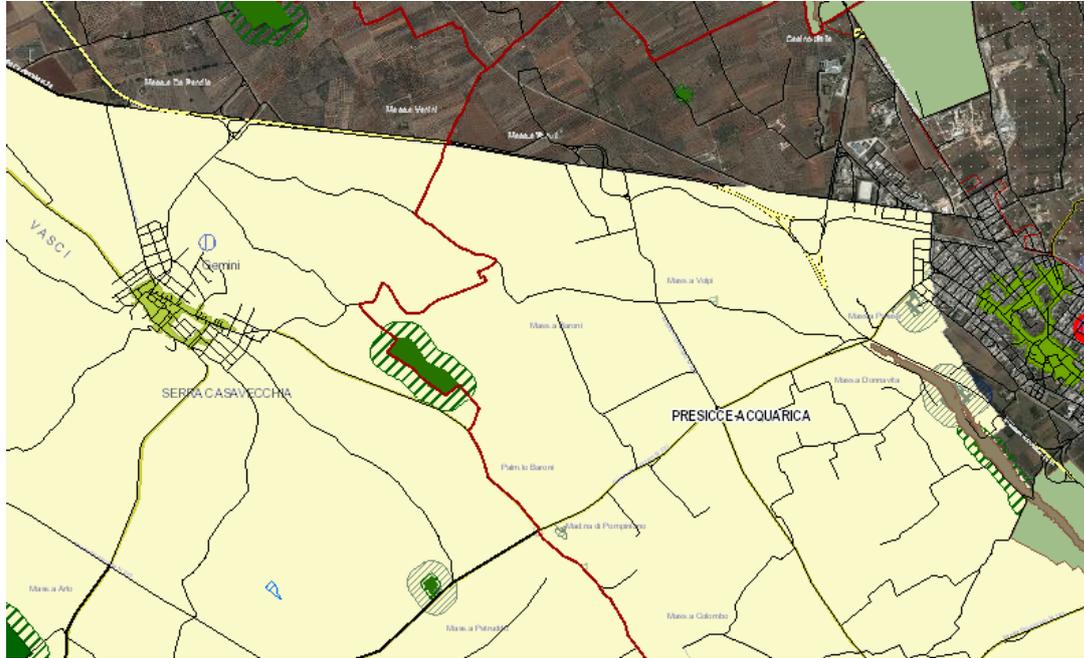
*Componenti botanico-vegetazionali PPTR– (dettaglio in corrispondenza di Via Cariddi e del tratto in corrispondenza di "Bosco Monaci" in territorio di Presicce – Acquarica)*



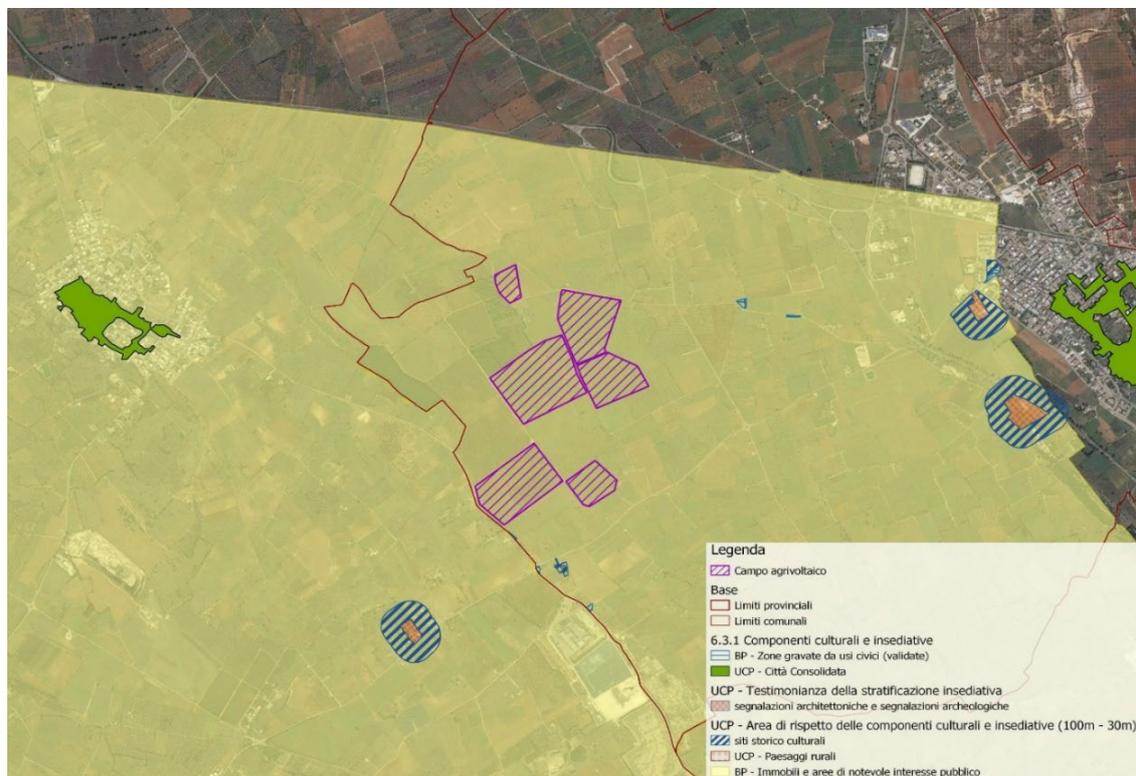
### **Struttura antropica e storico culturale**

#### **Componenti culturali e insediative**

L'area di intervento è interessata dalla seguente componente paesaggistica.



*Estratto Tav. Sezione 6.3.1 PPTR*



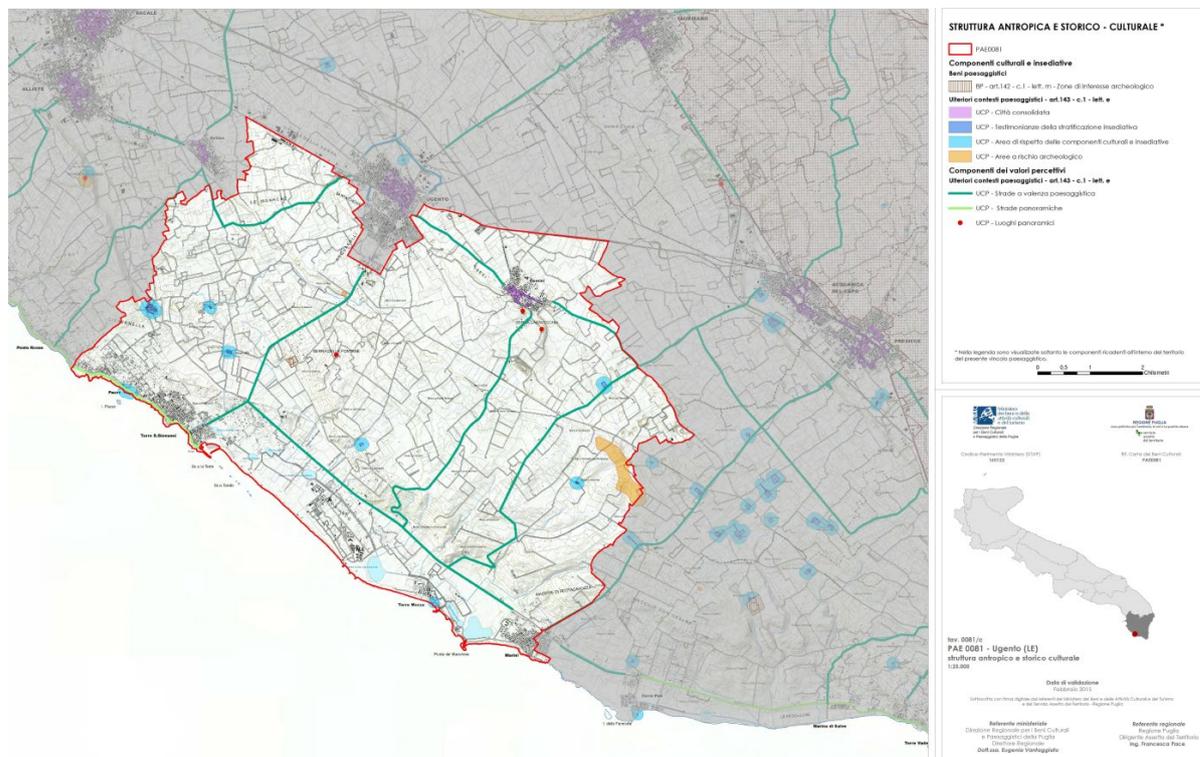
*Componenti Culturali e insediative PPTR – Impianto agrivoltaico*



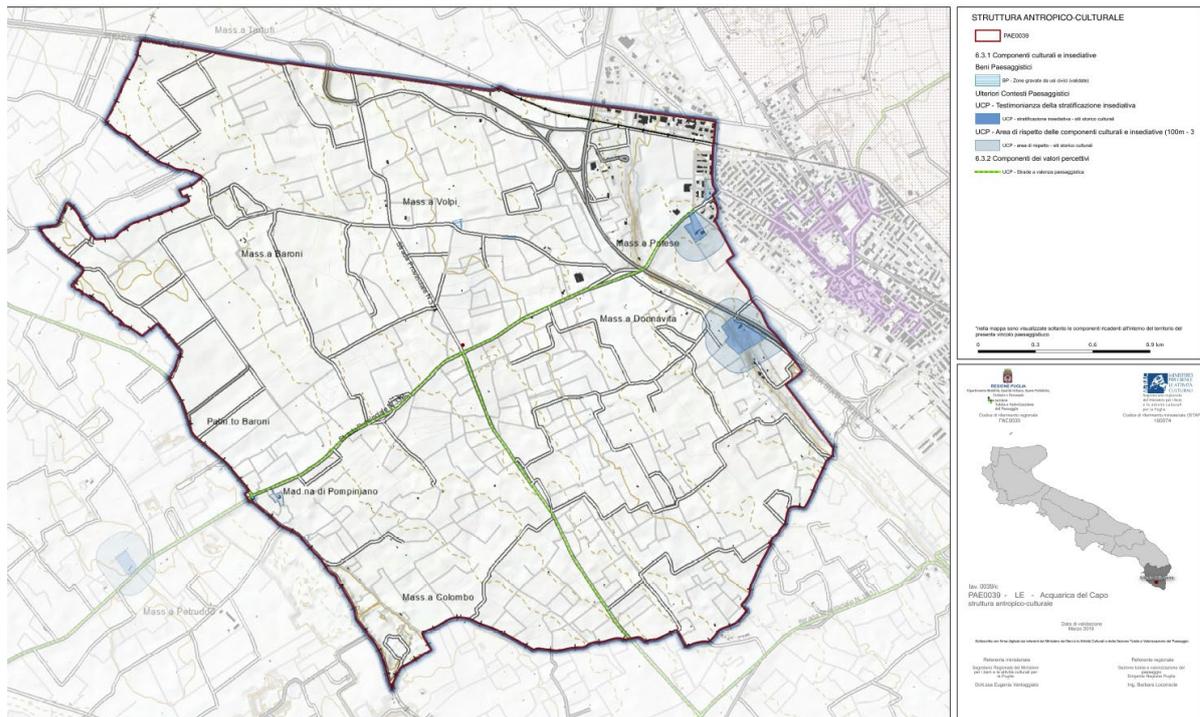
Il SIT del PPTR riporta una superficie univocamente vincolata ai sensi degli art. 134 e 136 del D.M. 42/2004 (Codice beni culturali) e non distingue le aree soggette a vincolo paesaggistico in riferimento ai singoli Decreti che, con motivazione differenti, hanno vincolato aree contigue e di comuni diversi.

Nel caso in esame l'immagine anzi riportata mette insieme le aree vincolate da due distinti Decreti ministeriali, l'uno che interessa il territorio del comune di Ugento e l'altro il limitrofo comune di Acquarica del Capo.

Le Schede PAE (Schede di "identificazione e definizione della specifica disciplina d'uso" dei singoli vincoli"), art. 79 delle NTA del PPTR, redatte di concerto tra la Regione ed il Ministero dei beni Culturali, danno contezza di quanto sopra poiché ognuna è finalizzata all'esame delle aree vincolate da ciascun decreto. Qui di seguito, la mappa estratta dalla Scheda PAE 0081 che interessa il Comune di Ugento e che si spinge sino al confine con il l'adiacente territorio del Comune di Acquarica del Capo (oggi Presicce – Acquarica).



Scheda PAE 0081 – D.M. 26.03.1970 – Dichiarazione di notevole interesse pubblico della zona costiera e di parte del territorio comunale di Ugento



Scheda PAE 0039 – D.M. 26.05.1970 – Dichiarazione di notevole interesse pubblico di una parte del territorio comunale di Acquarica del Capo

L'area su cui insiste l'impianto agrivoltaico in progetto si trova nella sua interezza, seppur a confine con il territorio di Ugento, nel territorio di Acquarica del Capo - Scheda PAE 0039 – nella quale è riportata la seguente motivazione con cui, nel 1970, il Ministero ha decretato la zona di notevole interesse pubblico:

“La zona predetta ha notevole interesse pubblico, perché "per la sua originaria bellezza e composizione naturale, caratterizzata da macchie verdi o essenze locali costituisce un quadro naturale di rilevante bellezza, nonché – per i resti di antichi monumenti medioevali – un complesso di cose immobili avente valore estetico e tradizionale” (tratto dal Decreto di vincolo).

**Le indicazioni del PPTR** proprio con riferimento agli elaborati specifici, le Linee guida, inerenti la progettazione e la localizzazione di impianti di energia rinnovabile, cui le NTA dello stesso PPTR rinviano, **risultano inconferenti** poiché non trattano di una tipologia di impianti, gli agrivoltaici, che hanno avuto nell'ultimo quinquennio un progressivo sviluppo accompagnato da una evoluzione legislativa sempre più favorevole ed incentivante (sino al recentissimo D. Lgs. N° 13/2023 – Art. 49, co 3) via via confermata da recenti e consolidati orientamenti giurisprudenziali (Sentenza del TAR Puglia n. 00568 del 26.04.2022, sentenza del TAR Abruzzo n. 00361 del 20.04.2023).

La Scheda PAE aiuta a verificare comunque la sensibilità paesaggistica dell'area di intervento ai sensi dei commi 1 e 1.1 dell'Art. 79 delle NTA.

Nel paragrafo relativo alla “*Identificazione dei valori e valutazione della loro permanenza/trasformazione*”, in ordine alle Componenti culturali ed insedative, così viene descritto il “**Paesaggio rurale**” che interessa l'impianto agrivoltaico in progetto:



“I paesaggi rurali che caratterizzano e qualificano il patrimonio agro-paesistico sono fondamentalmente gli oliveti delle serre ed il paesaggio a mosaico.

La monocoltura dell'oliveto su una trama rada, che si estende su queste formazioni geologiche risulta essere il paesaggio maggiormente caratterizzante, in quanto la sua percezione e la sua dominanza paesistica lo pongono in forte evidenza. I paesaggi del mosaico periurbano sono presenti intorno agli insediamenti e ne connotano il sistema di relazioni”.

Circa la “Permanenza/integrità” dello stesso (confronto, cioè, tra la descrizione al 2015 rispetto alla situazione alla data di apposizione del vincolo) così rileva:

“A partire dai materiali a disposizione è stato possibile effettuare una valutazione degli elementi di valore presenti nell'area: il paesaggio rurale che nelle immagini di archivio coeve al vincolo appare integro e chiaramente leggibile oggi è minacciato dalla pressione antropica, dalla dispersione insediativa, dall'abbandono delle strutture e dall'alterazione dei loro caratteri, oltre che dal consumo del suolo”.

E' la stessa Scheda PAE, redatta, come anzi detto, di concerto tra Regione Puglia e Ministero dei Beni Culturali nel 2015, a prendere atto di un territorio profondamente mutato rispetto a quello che ha indotto all'apposizione del vincolo.

Non solo, ma nel successivo paragrafo inerente la “*Normativa d'uso*” dei “**Paesaggi rurali storici**”, viene dettato il seguente indirizzo:

“Salvaguardare l'integrità delle trame e dei mosaici culturali dei territori rurali di interesse paesaggistico che caratterizza l'ambito, con particolare riguardo ai paesaggi dell'oliveto delle serre.”

Il Salento negli ultimi anni (in pratica dal 1919 ad oggi) ha subito il disseccamento di oltre 10 milioni di alberi di ulivo a causa della rapida diffusione del batterio della Xylella fastidiosa; il basso salento è stata l'area colpita per prima e in cui gli effetti di tale flagello sono maggiormente visibili.

Il contesto in cui è ubicato l'impianto agrivoltaico in progetto trovasi al centro di questa area e ne porta pesantemente i segni: dei “*paesaggi rurali che caratterizzano e qualificano il patrimonio agro-paesistico sono fondamentalmente gli oliveti delle serre*” non è rimasto nulla come ampiamente visibile anche nella su riportata documentazione fotografica.

Sono rimasti paesaggi brulli, con interi uliveti dall'aspetto spettrale, spesso capitozzati nella speranza di una vana ripresa, ed in qualche caso in fase di espianto; si tratta di un contesto paesaggistico che per cause non volute, per cause di forza maggiore, è del tutto difforme da quello che circa 50 anni or sono ha indotto il Ministero dei beni culturali all'apposizione del vincolo e che meno di 10 anni fa ha portato la Regione a farne la descrizione su riportata (di un contesto comunque già allora profondamente mutato).

Come dice il PPTR bisogna, in tali situazioni di degrado e abbandono, provvedere a ricreare paesaggio, a programmare interventi socialmente ed economicamente sostenibili, interventi che, come nel caso in oggetto, incentivino l'economia agricola, attualmente asfittica anche per la perdita di migliaia di ettari di oliveti, e la coniughino con il vantaggio anche sociale della produzione di energia da fonti rinnovabili.

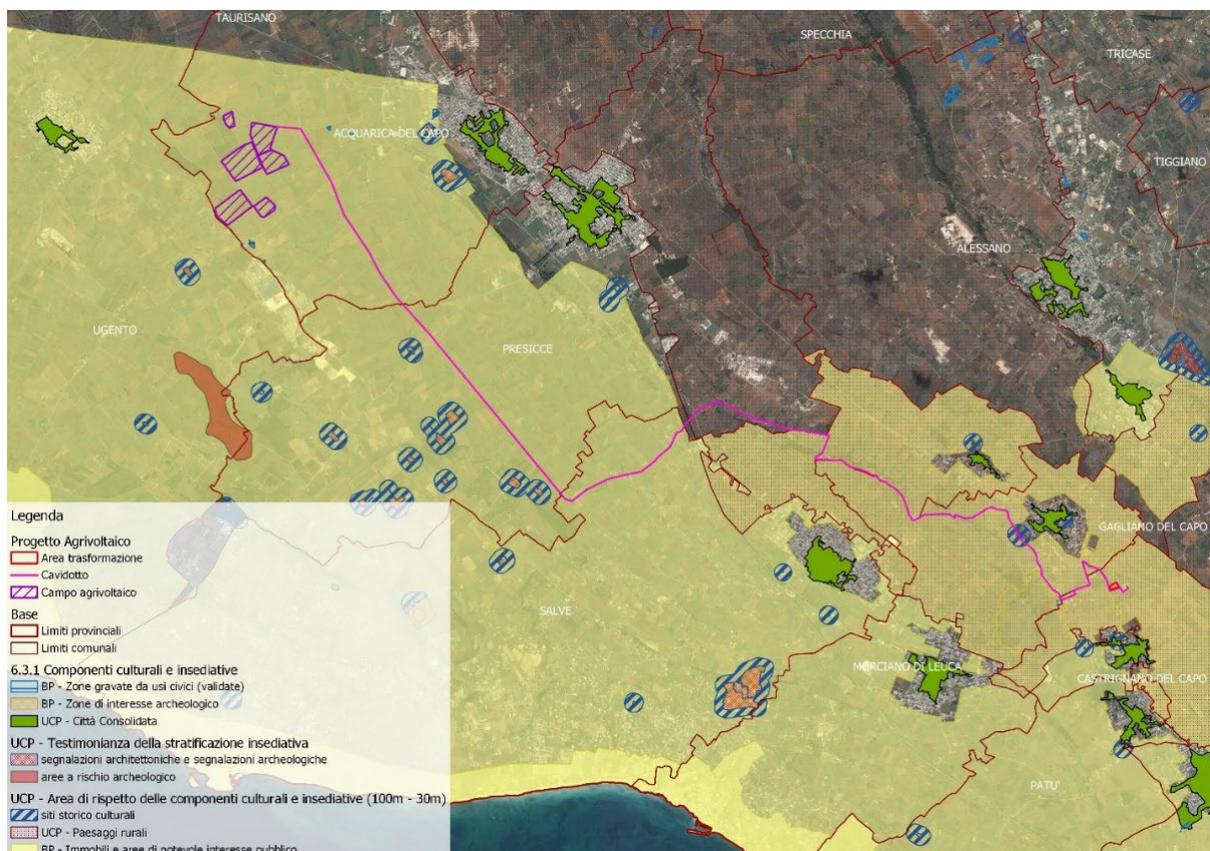


La realizzazione di un contesto in cui la ripiantumazione di vasta area con ulivi sposata alla più moderna tecnologia impiantistica di produzione di energia alternativa con pannelli fotovoltaici sposa proprio tale indirizzo paesaggistico suggerito, come più volte anzi richiamato, nella stessa Relazione del PPTR.

Per quanto attiene il cavidotto e l'area della cabina di trasformazione, l'area di intervento è interessata dalla seguente componente paesaggistica.

Il cavidotto pressochè per l'intera lunghezza ricade in area vincolata ai sensi dell'art. 136 del D.M. 42/2004 (Codice dei Beni Culturali), è cioè oggetto di Vincolo paesaggistico, con vincolo apposto con decreto Ministeriale.

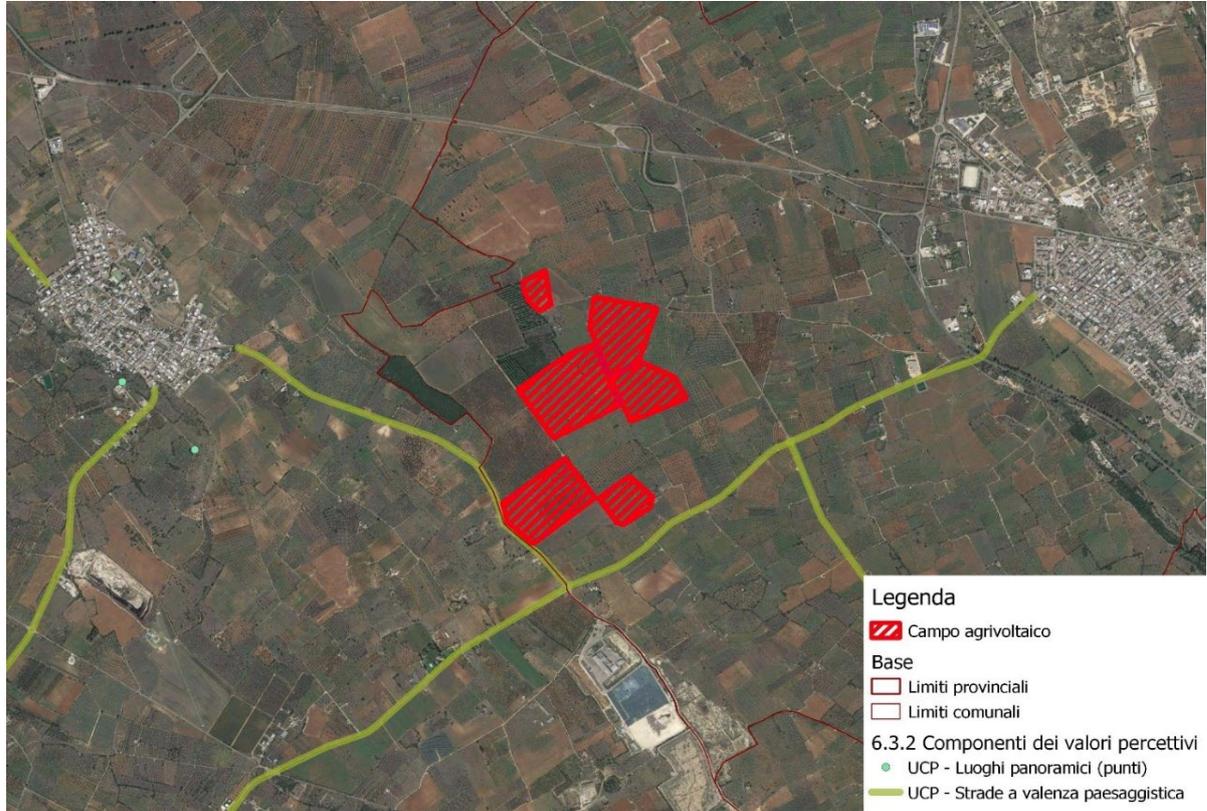
La normativa di cui all'art. 79 non fa esplicita menzione delle condutture poiché specie nel caso in esame si tratta di cavidotto interrato che ha impatto paesaggistico nullo.



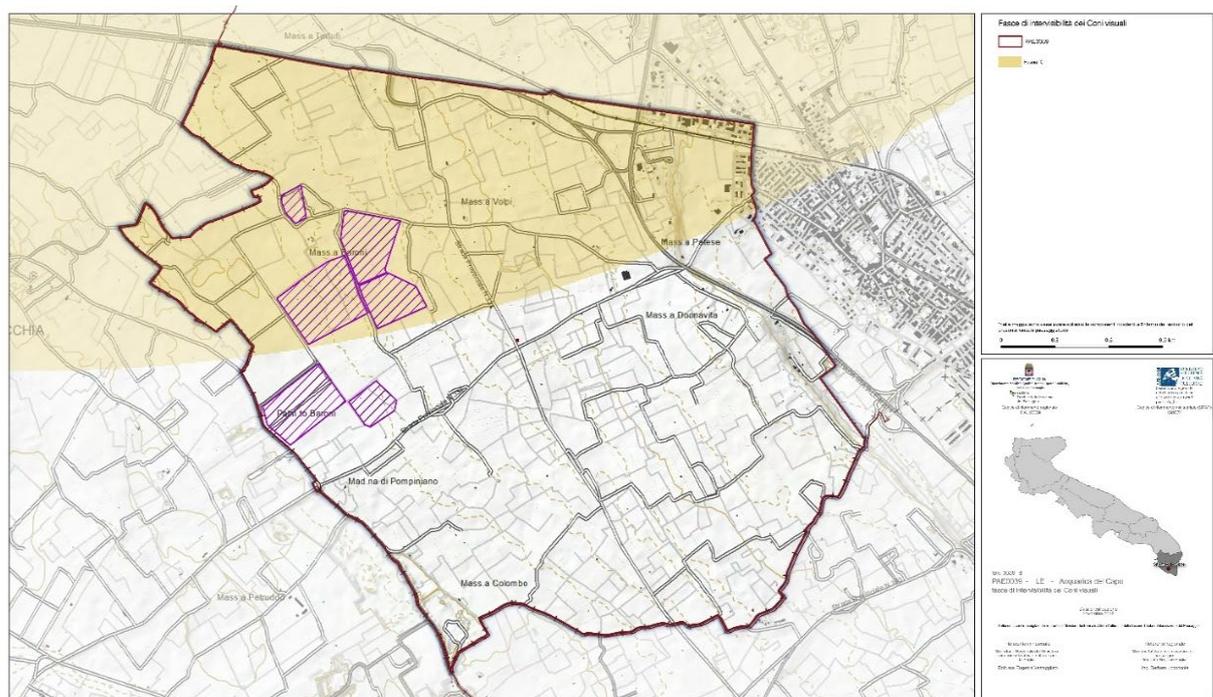
*Componenti culturali insediative PPTR – intero intervento*

### Componenti dei valori percettivi

L'area di intervento è interessata dalle componenti paesaggistiche di cui ai seguenti punti a) e b).

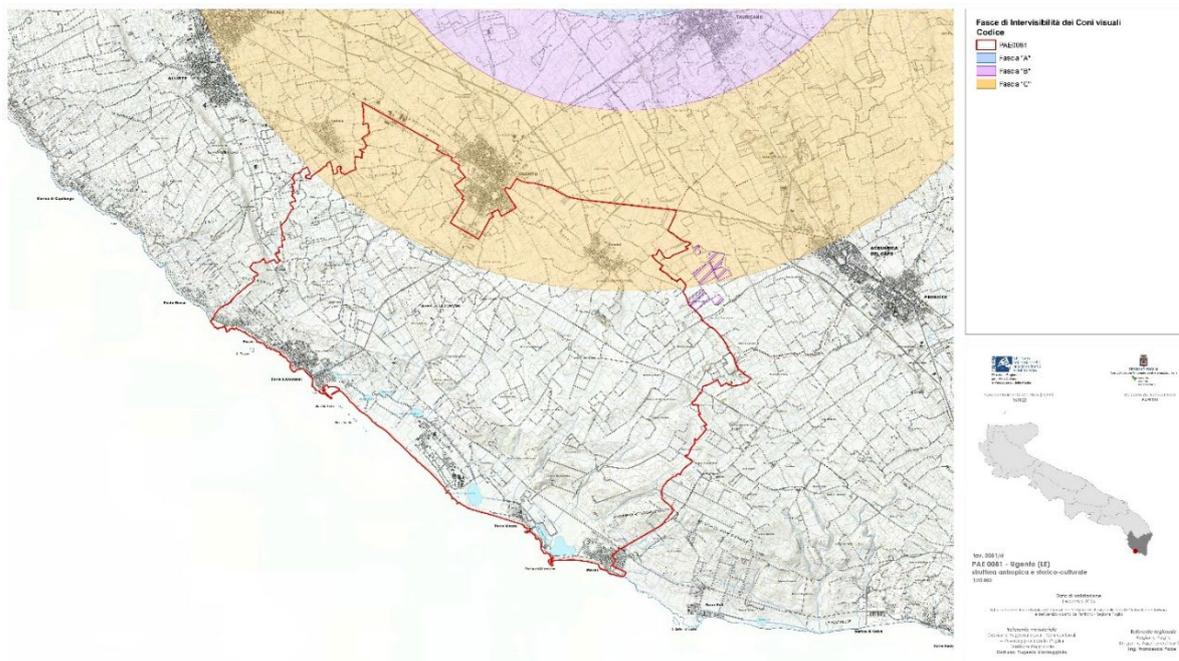


Componenti dei Valori Percettivi PPTR con impianto



Componenti dei Valori Percettivi PPTR con impianto – estratto dalla Scheda PAE0039– Coni visuali – Fascia “C”





Componenti dei Valori Percettivi PPTR con impianto – estratto dalla Scheda PAE0081– Coni visuali – Fascia “C”

La Scheda PAE nell'evidenziare gli “Elementi di valore” alla data di istituzione del vincolo così annota: “Nel riconoscimento del vincolo non è espressamente indicato un elemento di valore da ricondurre a tale componente...” e nelle “Prescrizioni per le componenti dei valori percettivi” ed in particolare alle Fasce di intervisibilità Coni Visuali dispone, conformemente al su richiamato art. 88 delle NTA, che:

“Nei territori interessati dalla presenza della fascia C di intervisibilità dei Coni Visuali, ai fini dell'applicazione delle prescrizioni inerenti la realizzazione e l'ampliamento di impianti per la produzione di energia, trova applicazione quanto indicato nella seconda parte dell'elaborato 4.4.1 - Linee guida sulla progettazione e localizzazione di impianti di energia rinnovabile”.

Come anzi evidenziato, nelle Linee guida anzi richiamate, nessun riferimento viene fatto all'agrivoltaico al quale, come anzi dettagliatamente riportato, si fa invece riferimento nella Relazione del PPTR auspicandone la diffusione quale forma di virtuoso **“utilizzo ibrido di terreni agricoli tra produzioni agricole e produzione di energia elettrica”**.

Nel merito va precisato che l'impianto trovasi al limite della distanza di 10 km dal punto focale de Cono visuale (siamo oltre i 9 km) e che l'intervisibilità tra lo stesso e l'impianto è impedita dall'interposizione dell'abitato di Taurisano che preclude ogni libera direttrice visiva.

Va inoltre evidenziato che l'impianto agrivoltaico in progetto, che pone insieme i pannelli ad un'altezza max di circa m 4.50 con interposti filari di ulivo sarà di incerta visibilità già ad una distanza di molto inferiore ai 10 km circa da cui dista il punto focale del Cono visuale.

L'impianto agrivoltaico, infatti, non privatizza alcun punto di vista “belvedere” accessibile al pubblico ubicato lungo le strade panoramiche o in luoghi panoramici, non prevede alcun tipo di cartellonistica stradale che possa compromettere l'integrità delle visuali panoramiche; opera al contrario, conformemente al capoverso c6) del comma 3, con l'incremento delle superfici a



verde e con la realizzazione di pista ciclabile e pedonale che consente di cortocircuitare l'intero impianto.

Per quanto attiene l'area interessata dal cavidotto e dalla cabina di trasformazione la stessa è interessata dalla seguente componente paesaggistica: **Ulteriore Contesto Paesaggistico: Strade a valenza paesaggistica** (art 143, comma 1, lett. e, del Codice)



*Componenti valori percettivi PPTR – intero intervento*

Le caratteristiche dell'intervento in progetto sono tali da essere non solo incidenti limitatamente sull'aspetto paesaggistico e ambientale, ma tali da essere annoverate tra le tematiche più recenti e di maggior rilievo in relazione all'utilizzo di energie rivenienti da fonti alternative. Infatti, come già riportato nella Relazione Paesaggistica, una delle soluzioni emergenti è quella di realizzare impianti c.d. "agrivoltaici", ovvero impianti fotovoltaici che consentano di preservare la continuità delle attività di coltivazione agricola e pastorale sul sito di installazione, garantendo, al contempo, una buona produzione energetica da fonti rinnovabili. A riguardo, non solo il PPTR della Regione Puglia auspica l'utilizzo di tale soluzione, è stata anche prevista, nell'ambito del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza, una specifica misura, con l'obiettivo di sperimentare le modalità più avanzate di realizzazione di tale tipologia di impianti e monitorarne gli effetti; gli impianti agrivoltaici costituiscono infatti soluzioni virtuose e migliorative rispetto alla realizzazione di impianti fotovoltaici standard.

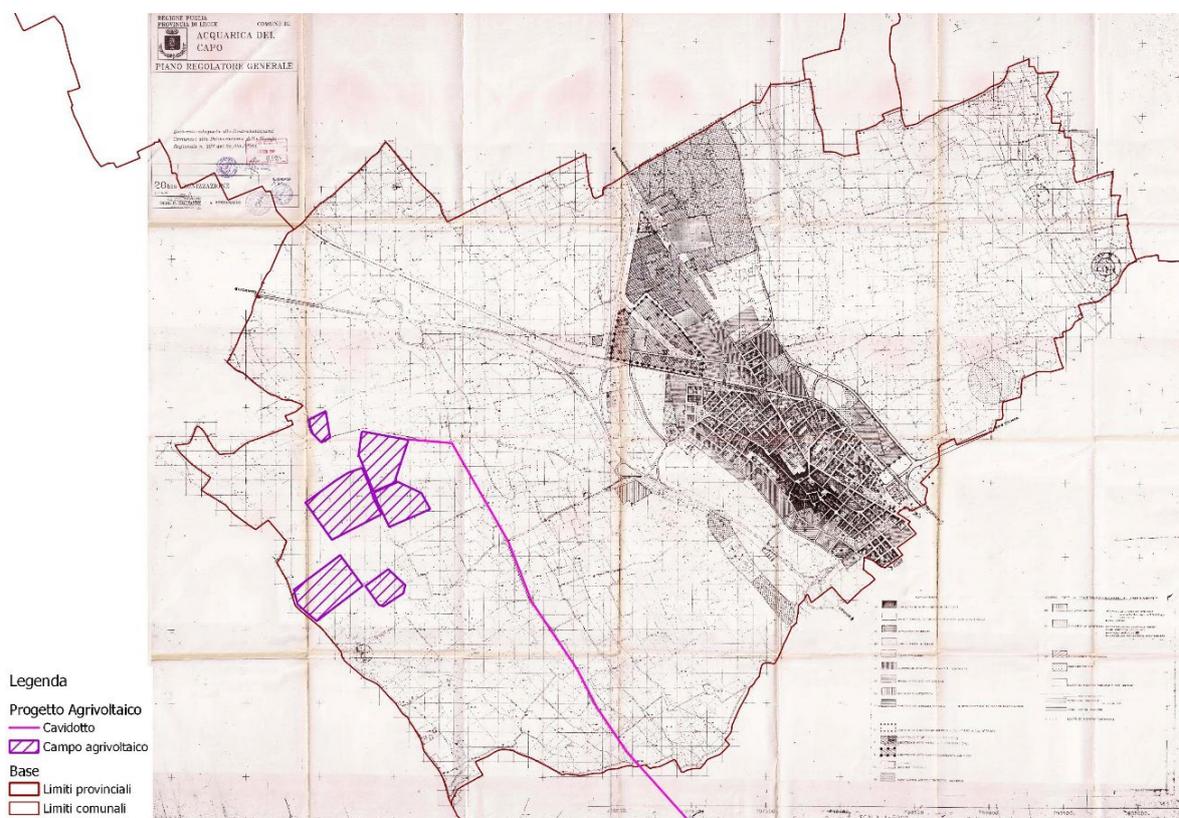


## 6.5.2 LA PIANIFICAZIONE URBANISTICA COMUNALE

### 6.5.2.1 Piani urbanistici – Presicce-Acquarica

Il territorio di Presicce-Acquarica è stato unificato di recente, nel 2019, pertanto, il PUG unificato dei due territori ancora è in fase di redazione. Sono disponibili, però, i vigenti PRG il primo di Acquarica del Capo (area dove sorgerà l'impianto fotovoltaico), approvato nel 2004 ed il secondo di Presicce, approvato nel 1997.

Come anzidetto, il progetto interessa un'area del territorio che prima del 15 maggio 2019 apparteneva all'agro di Acquarica del Capo ed era definito come zone E1-Zona agricola speciale:



*PRG Acquarica del Capo – Approvato nel 2004 – Il parco fotovoltaico*



## 6.6 VERIFICA DELL'IDONEITÀ DELL'AREA AI SENSI DEL D.LGS 199/2021

La verifica dell'idoneità dell'area, ai sensi dell'art. 20, comma 8 del D.Lgs. n. 199/2021, modificato dall'art. 47 del D.L. n. 13/2023, convertito dalla legge n. 41 del 21 aprile 2023, è una procedura che riguarda l'installazione di impianti a fonti rinnovabili di potenza complessiva almeno pari a quella individuata come necessaria dal PNIEC per il raggiungimento degli obiettivi di sviluppo delle fonti rinnovabili.

La verifica consiste nell'accertare che le superfici e le aree individuate per l'installazione degli impianti siano idonee e non contrastino con le esigenze di tutela del patrimonio culturale.

dalle aree idonee individuate per così dire "d'ufficio" dall'articolo 20 comma 8 D.Lgs. n. 199/2021 e dalle sue successive modifiche. Le aree idonee ex lege sono attualmente costituite dalle seguenti fattispecie:

- I. i siti ove sono già installati impianti della stessa fonte e in cui vengono realizzati interventi di modifica, anche sostanziale, per rifacimento, potenziamento o integrale ricostruzione, eventualmente abbinati a sistemi di accumulo, che non comportino una variazione dell'area occupata superiore al 20 per cento. Il limite percentuale di cui al primo periodo non si applicano per gli impianti fotovoltaici, in relazione ai quali la variazione dell'area occupata è soggetta al limite di cui alla lettera c-ter), numero 1
- J. le aree dei siti oggetto di bonifica individuate ai sensi del Titolo V, Parte quarta, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152;
- K. le cave e miniere cessate, non recuperate o abbandonate o in condizioni di degrado ambientale, o le porzioni di cave e miniere non suscettibili di ulteriore sfruttamento.

**c-bis)** i siti e gli impianti nelle disponibilità delle società del gruppo Ferrovie dello Stato italiane e dei gestori di infrastrutture ferroviarie nonché delle società concessionarie autostradali.

**c-bis.1)** i siti e gli impianti nella disponibilità delle società di gestione aeroportuale all'interno dei sedimi aeroportuali, ivi inclusi quelli all'interno del perimetro di pertinenza degli aeroporti delle isole minori di cui all'allegato 1 al decreto del Ministro dello sviluppo economico 14 febbraio 2017, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 114 del 18 maggio 2017, ferme restando le necessarie verifiche tecniche da parte dell'Ente nazionale per l'aviazione civile (ENAC).

**c-ter)** esclusivamente per gli impianti fotovoltaici, anche con moduli a terra, e per gli impianti di produzione di biometano, in assenza di vincoli ai sensi della parte seconda del codice dei beni culturali e del paesaggio, di cui al decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42:

- le aree classificate agricole, racchiuse in un perimetro i cui punti distino non più di 500 metri da zone a destinazione industriale, artigianale e commerciale, compresi i siti di interesse nazionale, nonché le cave e le miniere;
- le aree interne agli impianti industriali e agli stabilimenti, questi ultimi come definiti dall'articolo 268, comma 1, lettera h), del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, nonché le aree classificate agricole racchiuse in un perimetro i cui punti distino non piu' di 500 metri dal medesimo impianto o stabilimento;



- le aree adiacenti alla rete autostradale entro una distanza non superiore a 300 metri.

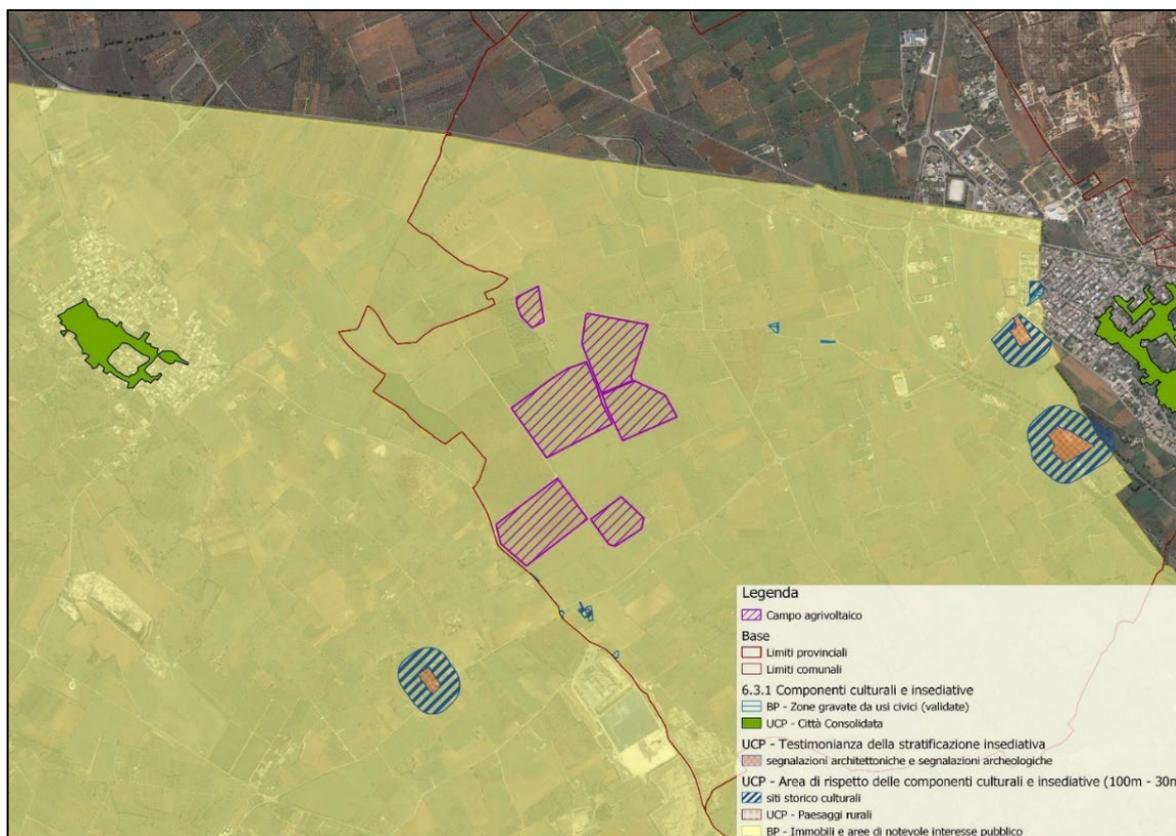
**c-quater**) fatto salvo quanto previsto alle lettere a), b), c), c-bis) e c-ter), le aree che non sono ricomprese nel perimetro dei beni sottoposti a tutela ai sensi del decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42 (incluse le zone gravate da usi civici di cui all'articolo 142, comma 1, lettera h), del medesimo decreto), né ricadono nella fascia di rispetto dei beni sottoposti a tutela ai sensi della parte seconda oppure **dell'articolo 136 del medesimo decreto legislativo**. Ai soli fini della presente lettera, la fascia di rispetto è determinata considerando una distanza dal perimetro di beni sottoposti a tutela di tre chilometri per gli impianti eolici e di cinquecento metri per gli impianti fotovoltaici. Resta ferma, nei procedimenti autorizzatori, la competenza del Ministero della cultura a esprimersi in relazione ai soli progetti localizzati in aree sottoposte a tutela secondo quanto previsto all'articolo 12, comma 3-bis, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387.

Il citato decreto e le successive modifiche definiscono gli impianti ricadenti nelle aree idonee, una serie di semplificazioni autorizzative.

In particolare, il decreto prevede che l'autorità competente in materia paesaggistica si esprima con parere obbligatorio non vincolante nei procedimenti di autorizzazione di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili su "aree idonee", ivi inclusi quelli per l'adozione del provvedimento di valutazione di impatto ambientale.

Come descritto nella relazione paesaggistica e nelle sezioni relative all'inquadramento vincolistico sul PPTR, l'area di impianto e il cavidotto, pressoché per l'intera lunghezza, ricadono in area vincolata ai sensi dell'art. 136 del D.M. 42/2004 (Codice dei Beni Culturali). Pertanto, si può escludere che l'area di intervento ricada in area idonea ai sensi del D.Lgs 199/2021 e s.m.i. e che il progetto dell'impianto agrivoltaico in oggetto abbia accesso alle citate semplificazioni autorizzative.





Componenti Culturali e insediative PPTR – Impianto agrivoltaico – area vincolata ai sensi dell’art. 136 del D.M. 42/2004

## 6.7 NORMATIVA TECNICA DI RIFERIMENTO

Oltre alle citate norme tecniche ambientali utilizzate nell’ambito del dimensionamento dell’impianto, dell’inquadramento vincolistico e della definizione dei procedimenti autorizzativi, per la redazione del progetto dell’impianto agrivoltaico Santa Lucia, sono state utilizzate le specifiche norme tecniche di settore trascritte elenco indicativo riportato in seguito.

Norme Tecniche utilizzate (elenco indicativo)
Delibera ARG/elt 281/05;
Delibera ARG/elt 179/08;
Delibera ARG/elt 99/08 e ss.mm.ii.;
Delibera 564/2018/R/eel;
DPR 380/2001;
Legge 36/2001 n. 36
DPCM 8 luglio 2003;
Legge 5 novembre 1971 n° 1086;
Decreto 29 maggio 2008 “Approvazione della metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti”;
Decreto 29 maggio 2008 “Approvazione delle procedure di misura e valutazione dell’induzione magnetica”;
Direttiva macchine 2006/42/CE

<p>“Norme Tecniche per le costruzioni 2018” indicate dal DM del 17 gennaio 2018, pubblicate sulla Gazzetta Ufficiale il 20 febbraio 2018, in vigore dal 22 marzo 2018, con nota 3187 del Consiglio</p>
<p>superiore dei lavori pubblici (CSLLPP) del 21 marzo 2018 e relative circolari applicative della norma;</p>
<p>Dlgs 81/2008 e ss.mm.ii. “Attuazione dell’articolo 1 della legge 3 agosto 2007 n. 123 in materia di tutela della salute e della sicurezza sui luoghi di lavoro”</p>
<p>CEI EN 50110-1 Esercizio degli impianti elettrici</p>
<p>CEI 11-27 Lavori sugli impianti elettrici</p>
<p>CEI EN 61936_1 Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata</p>
<p>CEI EN 50522 Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in corrente alternata</p>
<p>CEI 11-17 Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica - Linee in cavo</p>
<p>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</p>
<p>CEI 11-20 Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II Categoria</p>
<p>CEI EN 50086-2-4 (CEI 2346) Sistemi di canalizzazione per cavi - Sistemi di tubi Parte 2-4: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi interrati</p>
<p>CEI EN 50262 (CEI 20-57) Pressacavo metrici per installazioni elettriche</p>
<p>CEI EN 60423 (CEI 23-26) Tubi per installazioni elettriche – Diametri esterni dei tubi per installazioni elettriche e filettature per tubi e accessori</p>
<p>CEI EN 61386-1 (CEI 23-80) Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche Parte 1: Prescrizioni generali</p>
<p>CEI EN 61386-21 (CEI 2381) Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche Parte 21: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi rigidi e accessori</p>
<p>CEI EN 61386-22 (CEI 2382) Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche Parte 22: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi pieghevoli e accessori</p>
<p>CEI EN 61386-23 (CEI 2383) Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche Parte 23: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi flessibili e accessori</p>
<p>CEI 82-25 Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione</p>
<p>CEI EN 50438 (CEI 311-1) Prescrizioni per la connessione di micro-generatori in parallelo alle reti di distribuzione pubblica in bassa tensione</p>
<p>CEI EN 50461 (CEI 82-26) Celle solari - Fogli informativi e dati di prodotto per celle solari al silicio cristallino</p>
<p>CEI EN 50521(82-31) Connettori per sistemi fotovoltaici - Prescrizioni di sicurezza e prove</p>
<p>CEI EN 60891 (CEI 82-5) Caratteristiche I-V di dispositivi fotovoltaici in Silicio cristallino – Procedure di riporto dei valori misurati in funzione di temperatura e irraggiamento</p>
<p>CEI EN 60904-1 (CEI 82-1) Dispositivi fotovoltaici –Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche corrente-tensione</p>
<p>CEI EN 60904-2 (CEI 82-2) Dispositivi fotovoltaici –Parte 2 Prescrizione per i dispositivi solari di riferimento CEI EN 60904-3 (CEI 82-3) Dispositivi fotovoltaici –Parte 3 Principi di misura dei sistemi solari fotovoltaici (PV) per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento</p>
<p>CEI EN 60904-4 (82-32) Dispositivi fotovoltaici - Parte 4 Dispositivi solari di riferimento – Procedura per stabilire la tracciabilità della taratura</p>
<p>CEI EN 60904-7 (82-13) Dispositivi fotovoltaici –Parte 7 Calcolo della correzione dell'errore di disadattamento fra le risposte spettrali nelle misure di dispositivi fotovoltaici</p>
<p>CEI EN 60904-8 (82-19) Dispositivi fotovoltaici - Parte 8: Misura della risposta spettrale di un dispositivo</p>



fotovoltaico
CEI EN 60904-9 (82-29) Dispositivi fotovoltaici -Parte 9 Requisiti prestazionali dei simulatori solari
CEI EN 60068-2-21 (91-40) 2006 Prove ambientali - Parte 2-21 Prove - Prova U: Robustezza dei terminali e dell'interconnessione dei componenti sulla scheda
CEI EN 61173 (CEI 82-4) Protezione contro le sovratensioni dei sistemi fotovoltaici (FV) per la produzione di energia – Guida
CEI EN 61215 (CEI 82-8) Moduli fotovoltaici (FV) in Silicio cristallino per applicazioni terrestri – Qualifica del progetto e omologazione del tipo
CEI EN 61646 (CEI 82-12) Moduli fotovoltaici (FV) in Silicio cristallino per applicazioni terrestri – Qualifica del progetto e omologazione del tipo
CEI EN 61277 (CEI 82-17) Sistemi fotovoltaici (FV) di uso terrestre per la generazione di energia elettrica – Generalità e guida
CEI EN 61345 (CEI 82-14) Prova all'UV dei moduli fotovoltaici (FV)
CEI EN 61683 (CEI 82-20) Sistemi fotovoltaici - Condizionatori di potenza - Procedura per misurare l'efficienza
CEI EN 61701 (CEI 82-18) Prova di corrosione da nebbia salina dei moduli fotovoltaici (FV)
CEI EN 61724 (CEI 82-15) Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici – Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati
CEI EN 61727 (CEI 82-9) Sistemi fotovoltaici (FV) - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo alla rete
CEI EN 61730-1 (CEI 82-27) Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) Parte 1: Prescrizioni per la costruzione
CEI EN 61730-2 (CEI 82-28) Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) Parte 2: Prescrizioni per le prove
CEI EN 61829 (CEI 82-16) Schiere di moduli fotovoltaici (FV) in Silicio cristallino – Misura sul campo delle caratteristiche I-V
CEI EN 62093 (CEI 82-24) Componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) - Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali
CEI EN 61439-1 (CEI 1713/1) Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) – Parte 1: Apparecchiature soggette a prove di tipo (AS) e apparecchiature parzialmente soggette a prove di tipo (ANS)
CEI EN 61439-3 (CEI 1713/3) Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) – Parte 3: Prescrizioni particolari per apparecchiature assiemate di protezione e di manovra destinate ad essere installate in luoghi dove personale non addestrato ha accesso al loro uso – Quadri di distribuzione ASD □ Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 3-3: Limiti –Limitazione delle fluttuazioni di tensione e del flicker in sistemi di alimentazione in bassa tensione per apparecchiature con corrente nominale 16 A e non soggette ad allacciamento su condizione
CEI EN 61000-3-12 (CEI 210-81) Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 3-12: Limiti - Limiti per le correnti armoniche prodotte da apparecchiature collegate alla rete pubblica a bassa tensione aventi correnti di ingresso > 16 A e <= 75 A per fase
CEI EN 61000-6-1 (CEI 210-64) Compatibilità elettromagnetica (EMC) Parte 6-1: Norme generiche - Immunità per gli ambienti residenziali, commerciali e dell'industria leggera
CEI EN 61000-6-2 (CEI 210-54) Compatibilità elettromagnetica (EMC) Parte 6-2: Norme generiche - Immunità per gli ambienti industriali
CEI EN 61000-6-3 (CEI 210-65) Compatibilità elettromagnetica (EMC) Parte 6-3: Norme generiche - Emissione per gli ambienti residenziali, commerciali e dell'industria leggera



CEI EN 61000-6-4 (CEI 210-66) Compatibilità elettromagnetica (EMC) Parte 6-4: Norme generiche -
Emissione per gli ambienti industriali
Tabelle e specifiche UE di riferimento per i componenti di impianto
Norme CEI EN ed UNI di riferimento per i componenti di impianto
Specifiche tecniche E-Distribuzione



## 7 STIMA DELLA PRODUCIBILITÀ ELETTRICA DELL'IMPIANTO DI GENERAZIONE

### 7.1 PREMESSA

Mediante software di simulazione è stato modellato l'impianto così come descritto in precedenza. Mediante tale modello sono state perciò condotte delle simulazioni che hanno dato come risultato le condizioni di funzionamento del sistema, utilizzando come dato di ingresso la composizione dell'impianto e i dati metereologici del sito ricavati su database nazionale.

Verranno inoltre condotte le analisi richieste dal documento “*Linee Guida in materia di Impianti Agrivoltaici*” ed. giugno 2022 pubblicate dal MiTe, secondo le quali l'energia prodotta da un impianto definibile “*agrivoltaico*” deve rispettare i requisiti definiti nel paragrafo “*B.2 – Producibilità elettrica minima*”.

Pertanto, verrà verificata, in base alle caratteristiche dell'impianto agrivoltaico analizzato, che la produzione elettrica specifica dell'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), non dovrebbe essere inferiore al 60 % di quest'ultima:

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

La Producibilità elettrica specifica di riferimento ( $FV_{standard}$ ), è la 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.

L'impianto agrivoltaico proposto sarà installato nel sito che presente le presenti coordinate, riferite al baricentro dello stesso:

Latitudine	39.906241°
Longitudine	18.214385°

Pertanto, per il calcolo della Producibilità elettrica specifica di riferimento ( $FV_{standard}$ ), verranno utilizzati dei moduli aventi efficienza pari al 20% e inclinati con un angolo tilt pari a 31° e un azimut pari a 0° (file orientate perfettamente a Sud), con una distanza tra le file tali che si crei un angolo di ombreggiamento reciproco pari a 28°, parametro non espressamente indicato nelle linee guida ma conforme ai migliori standard di progettazione; tale valore consente di rapportare la producibilità elettrica specifica di riferimento ( $FV_{standard}$ ) alla produzione elettrica specifica dell'impianto agrivoltaico ( $FV_{agri}$  in GWh/ha/anno), mantenendo inalterato il rapporto GCR (Rapporto di copertura del suolo superficie moduli/superficie terreno) e quindi la producibilità dei due sistemi rapportata alla stessa occupazione di suolo.

### 7.2 CARATTERISTICHE DELLA FONTE UTILIZZATA

A livello globale la potenza che dal Sole raggiunge continuamente la superficie terrestre è pari a quella prodotta da circa 100.000 centrali da 1000 MW ciascuna. Il valore dell'irradianza solare “G” (valore della potenza per unità di area proveniente direttamente o indirettamente dal



Sole espressa in  $W/m^2$ ) parte da alcune centinaia di  $W/m^2$  e raggiunge valori massimi intorno a  $1000 W/m^2$ .

L'irraggiamento solare giornaliero "H" (valore di energia per unità di area proveniente direttamente o indirettamente dal Sole espresso in  $kWh/m^2$ ) sulla superficie terrestre è variabile da 0 a  $10-12 kWh/m^2$ giorno sull'orizzontale). A livello nazionale la superficie che raccoglie il massimo irraggiamento in assenza di ombreggiamento è in genere orientata a Sud ed è inclinata di un angolo circa pari alla latitudine -  $10^\circ$ . Su questa superficie l'irraggiamento solare annuo in Italia varia dai 1200 (Friuli) ai 2000 (Sicilia)  $kWh/m^2$ .

In generale i valori diminuiscono all'aumentare della latitudine (raggi solari più inclinati, maggiore attenuazione atmosferica). Il sud della Puglia è molto favorito con circa  $1850 kWh/m^2$ .



Valori di irraggiamento solare medio annuo in Italia

Per la provincia di Lecce si riportano di seguito le tabelle con i valori di radiazione solare annua, produzione annua per kilowatt di picco e il valore ottimale dell'angolo di inclinazione per i moduli fotovoltaici.

Radiazione solare annua (kWh/m <sup>2</sup> )			
	orizzontale	verticale	ottimale
minima	1606	1142	1807
media	1622	1164	1831
massima	1629	1173	1839

Produzione annua per kilowatt picco (kWh/1kWp)			
	orizzontale	verticale	ottimale
minima	1181	843	1319
media	1193	864	1338
massima	1199	871	1344

Angolo di inclinazione ottimale per i moduli fotovoltaici (in gradi)	
	Angolo
minimo	32
medio	33
massimo	33

*Caratteristiche della radiazione solare e produzione solare annua per la Provincia di Lecce*

Con specifico riferimento ai Comuni in esame, la radiazione solare annua di Presicce-Acquarica è 1.588 kilowatt/ora annui.

### 7.3 STIMA DELLA PRODUCIBILITÀ ELETTRICA DELL'IMPIANTO AGRIVOLTAICO SANTA LUCIA

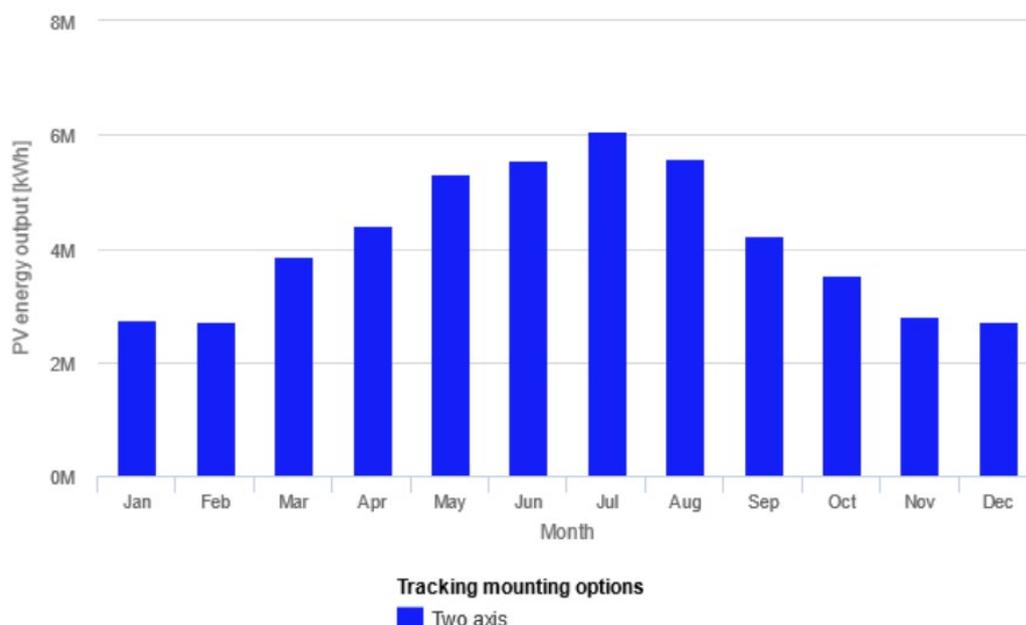
È stata eseguita una stima della producibilità, utilizzando l'applicazione PVGIS elaborata da European Commission Joint Research Centre attraverso la quale troviamo il valore della producibilità elettrica annua per ogni kWp distinguendola per le due tipologie di posa e la produzione totale annua dell'impianto.

Latitudine/Longitudine	Latitudine: 39.906241°; Longitudine: 18.214385°
Database solare	PVGIS-SARAH
Tecnologia FV	Silicio cristallino
Perdite di sistema generatore	20 %



Produzione annuale FV [kWh/m2] sistema Tracker biassiale	2037 kWh
Perdite totali [%] sistema tracker biassiale	- 20,74
Produzione Annua totale dell'impianto	49,5 GWh

### Monthly energy output from tracking PV system:



*Calcolo della producibilità dell'impianto agrivoltaico a tracker biassiale*

#### 7.4 VERIFICA DEL REQUISITO B.2 DELLE LINEE GUIDA MINISTERIALI

Secondo le "Linee Guida in materia di Impianti Agrivoltaici" ed. giugno 2022 pubblicate dal MiTe, l'energia prodotta da un impianto definibile "agrivoltaico" deve rispettare i requisiti definiti nel paragrafo "B.2 – Producibilità elettrica minima".

Il requisito B-2, pertanto, verifica la producibilità elettrica dell'impianto agrivoltaico, rispetto ad un impianto standard e il mantenimento in efficienza della stessa.

- **FV<sub>agri</sub> = Produzione elettrica specifica di un impianto agrivoltaico** – produzione netta che l'impianto agrivoltaico può produrre, espressa in GWh/ha/anno;
- **FV<sub>standard</sub> = Producibilità elettrica specifica di riferimento** – 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.

##### 7.4.1 PRODUCIBILITÀ ELETTRICA SPECIFICA DI RIFERIMENTO (FV<sub>STANDARD</sub>)

Per il calcolo della Producibilità elettrica specifica di riferimento (FV<sub>standard</sub>), verranno utilizzati dei moduli aventi efficienza superiore al 20% indicato nelle linee guida, quindi cautelativamente in quanto risulterebbe maggiore produttività, su strutture fisse inclinate con un angolo tilt pari a

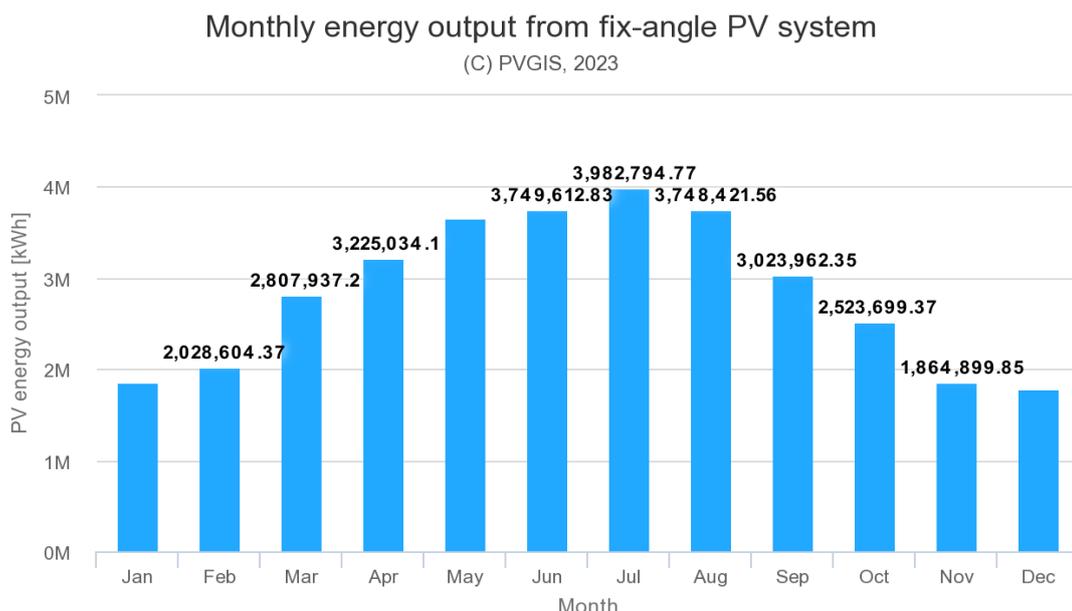


23° (pari alla latitudine del sito di riferimento meno 10°, così come imposto dalle Linee Guida sopra richiamate), con una distanza tra le file tale da creare un angolo di ombreggiamento reciproco pari a 28°, parametro non espressamente indicato nelle linee guida ma conforme ai migliori standard di progettazione, e rapporto GCR (Rapporto di copertura del suolo superficie moduli/superficie terreno delle sole aree di installazione) pari al 54,2%, ovvero pari a quello del sistema agrivoltaico proposto e quindi in grado di esprimere e rappresentare lo stesso valore di producibilità rapportato alla medesima superficie di suolo specifica occupata.

E' stata eseguita una stima della producibilità, utilizzando l'applicazione PVGIS elaborata da European Commission Joint Research Centre attraverso la quale troviamo il valore della producibilità elettrica annua per ogni kWp distinguendola per le due tipologie di posa e la produzione totale annua dell'impianto.

Latitudine/Longitudine	Latitudine: 39.906241°; Longitudine: 18.214385°
Database solare	PVGIS-SARAH
Tecnologia FV	Silicio cristallino
Perdite di sistema generatore	20 %
Produzione annuale FV [kWh/kWp] sistema standard	1518 kWh
Perdite totali [%] sistema standard	- 27,02
Produzione Annuale totale dell'impianto	34,2 GWh

Dai risultati della simulazione risulta una producibilità specifica pari a 1518 kWh/kWp/anno, per una producibilità netta immessa in rete pari a 34,2 GWh/anno (riferita al primo anno di funzionamento).



Calcolo della producibilità di un impianto fotovoltaico standard nel sito di installazione



#### 7.4.2 VERIFICA ANALITICA DEL REQUISITO B.2

Come evidenziato nei paragrafi precedenti, riportanti i risultati di calcolo effettuati con software specifico e modelli correttamente designati, l'impianto agrivoltaico proposto ha una produzione elettrica specifica ( $FV_{agri}$  in GWh/ha/anno), paragonata alla producibilità elettrica specifica di riferimento di un impianto fotovoltaico standard ( $FV_{standard}$  in GWh/ha/anno), che non risulta essere inferiore al 60 % di quest'ultima:

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

Infatti, risulta:

$$FV_{standard} = 1.518 \text{ kWh/kWp/anno}$$

$$FV_{agri} = 2037 \text{ kWh/kWp/anno}$$

Pertanto, la produzione  $FV_{agri}$  risulta essere pari a circa 1,34volte la  $FV_{standard}$ , quindi risulta essere non solo maggiore del parametro minimo richiesto, ma corrisponde a più del doppio di questo parametro.



## 8 FASI TEMPI E MODALITÀ DI ESECUZIONE DELLE OPERE

### 8.1 CRITERI PROGETTUALI E APPROCCIO METODOLOGICO

L'implementazione nel medesimo progetto di un impianto di produzione di energia da fonte rinnovabile e la produzione agricola del fondo, in base a un contratto preliminare per la costituzione del soggetto B previsto dalle Linee Guida MiTE, ha come obiettivo cardine quello di ottimizzare e salvaguardare il territorio agricolo pur proponendo un'iniziativa di produzione di energia rinnovabile in linea con la Strategia Energetica Nazionale (SEN).

L'intero intervento è stato progettato con l'intento di ridurre al minimo le interferenze con l'ambiente circostante e le componenti paesaggistiche del sito sia in fase di costruzione dell'opera sia in fase a fine vita utile della stessa.

A tal fine si precisa che:

- Durante la costruzione dell'opera, il terreno riveniente dagli scavi sarà accatastato nell'area di cantiere e sarà riutilizzato nell'ambito del cantiere.
- Al fine di minimizzare l'impatto sul sistema geomorfologico esistente il sistema ad inseguimento mono-assiale scelto prevede l'utilizzo di strutture di sostegno dei moduli a pali infissi evitando l'uso di calcestruzzo.
- La viabilità esistente, conterrà anche il "cunicolo servizi" in modo tale da evitare qualsiasi interferenza dei cavidotti interrati per il funzionamento della componente fotovoltaica con le lavorazioni sul suolo (aratura, erpicatura, semina su sodo ecc) previste per la componente agricola.
- Gli scavi per la realizzazione dei cavidotti MT di vettoriamento degli impianti alla sottostazione elettrica saranno realizzati facendo ricorso a scavi in sezione ristretta e posati su una base di sabbia e riempimento con il medesimo pacchetto stradale esistente in modo da ripristinare la situazione originaria.
- Il cavidotto sarà realizzato prediligendo le banchine stradali, ove presenti, o in alternativa laddove non possibile e non esistenti, la sede stradale.

### 8.2 FASI DI CANTIERE

Come descritto in precedenza l'impianto fotovoltaico è suddiviso in 6 lotti per lo più coincidenti con i 6 campi. Il cronoprogramma preliminare, studiato per la realizzazione e la messa in esercizio dell'impianto agrivoltaico, tiene conto della separazione fisica dei vari campi e delle opere di connessione, ipotizzando la realizzazione per parti successive e la sovrapposizione di più squadre impegnate in lotti differenti o nella realizzazione del cavidotto di servizio e della nuova sottostazione elettrica presso la CP di Castrignano del Capo.

Lo scopo è quello di realizzare l'impianto e le opere di connessione nel tempo più breve possibile, per ridurre al minimo le attività rumorose e le interferenze con la viabilità pubblica e con la fauna locale. Il restringimento dei giorni lavorativi effettivi tiene conto anche delle possibili



interferenze con periodi riproduttivi di specie animali presenti nell'areale e quindi dei conseguenti periodi di sospensione, non essendo fin d'ora possibile stabilire il periodo esatto di inizio dei lavori.

Per la realizzazione delle infrastrutture fotovoltaiche a servizio dei singoli sottocampi si distinguono le seguenti fasi e sottofasi:

- Recinzioni e apprestamenti di cantiere
  - a) Realizzazione delle recinzioni
  - b) Realizzazione di zone per depositi e stoccaggi
  - c) Realizzazione della viabilità di cantiere coincidente con la viabilità esistente
- Lavori accessori per l'impianto fotovoltaico
  - a) Infissione dei pali e dei tiranti di supporto dei tracker biassiali
  - b) Realizzazione dei cavidotti
  - c) Realizzazione delle recinzioni di campo
  - d) Smobilizzo del cantiere
- Lavori di realizzazione degli impianti e posa delle attrezzature produttive
  - a) Realizzazione degli impianti di cantiere
  - b) Realizzazione e cablaggio dell'impianto fotovoltaico
  - c) Posa e allestimento delle cabine di campo e di raccolta

Per la realizzazione del cavidotto di servizio e delle opere di collegamento alla rete si prevedono le seguenti fasi e sottofasi:

- Realizzazione del cavidotto di vettoriamento
  - a) Scavo a sezione obbligata
  - b) Posa dei cavidotti
  - c) Realizzazione di tratti in microtunneling
  - d) Reinterro e sistemazione stradale
- Realizzazione della Nuova Sottostazione Elettrica 30/150 kV

Si specifica che la realizzazione della nuova Sottostazione Elettrica (SE) sarà condotta da Terna S.p.A., in quanto fa parte della rete del Trasporto di Energia Elettrica ad Alta Tensione (RTN). Il gestore, Terna, determinerà le tempistiche e le fasi operative per la realizzazione



dell'impianto. Al fine di fornire una stima approssimativa dei tempi, è stato ipotizzato un cronoprogramma che indica le principali fasi di lavorazione.

- a) Realizzazione delle carpenterie e armature delle strutture in fondazione
  - b) Realizzazione degli edifici di stazione
  - c) Getto delle componenti in calcestruzzo
  - d) Posa degli elementi prefabbricati
  - e) Posa delle carpenterie metalliche
  - f) Smobilizzo del cantiere
- Realizzazione delle Opere utente nella nuova Sottostazione Elettrica 30/150 kV
- a) Realizzazione delle connessioni elettriche e allestimento degli scomparti utente nell'edificio 30 kV
  - b) Realizzazione dei cavidotti di connessione allo stallo

### **8.3 CRONOPROGRAMMA DEGLI INTERVENTI**

La sequenza delle fasi descritte in precedenza e la loro temporizzazione sono state studiate e pianificate utilizzando un diagramma di Gantt. Di seguito viene presentato un cronoprogramma indicativo degli interventi previsti per la realizzazione dell'impianto e delle relative opere di connessione. Si prevede che l'intero processo richiederà circa 6 mesi di lavoro effettivo.



ATTIVITA'	DURATA	IMPIANTO AGRIVOLTAICO ACQUARICA																							
		mese 1				mese 2				mese 3				mese 4				mese 5				mese 6			
		S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7	S8	S9	S10	S11	S12	S13	S14	S15	S16	S17	S18	S19	S20	S21	S22	S23	S24
<b>IMPIANTO AGRIVOLTAICO ACQUARICA</b>																									
<b>Recinzioni, accessi e stoccaggi di cantiere</b>																									
Campo 1	2 W																								
Campo 2	2 W																								
Campo 3	2 W																								
Campo 4	2 W																								
Campo 5	2 W																								
Campo 6	2 W																								
<b>Infissione delle strutture di supporto</b>																									
Campo 1	4 W																								
Campo 2	5 W																								
Campo 3	5 W																								
Campo 4	5 W																								
Campo 5	5 W																								
Campo 6	4 W																								
<b>Posa delle strutture di supporto, moduli e cablaggi</b>																									
Campo 1	4 W																								
Campo 2	5 W																								
Campo 3	5 W																								
Campo 4	5 W																								
Campo 5	5 W																								
Campo 6	4 W																								
<b>Posa e cablaggio delle cabine di campo e di raccolta</b>																									
Campo 1	2 W																								
Campo 2	2 W																								
Campo 3	2 W																								
Campo 4	2 W																								
Campo 5	2 W																								
Campo 6	2 W																								
<b>Posa impianti e cavidotti interrati</b>																									
Campo 1	3 W																								
Campo 2	3 W																								
Campo 3	3 W																								
Campo 4	3 W																								
Campo 5	3 W																								
Campo 6	3 W																								
<b>Finalizzazione e smobilizzo del cantiere</b>																									
Campo 1	1 W																								
Campo 2	1 W																								
Campo 3	1 W																								
Campo 4	1 W																								
Campo 5	1 W																								
Campo 6	1 W																								
<b>Connessione e messa in esercizio dell'impianto</b>																									
<b>OPERE DI CONNESSIONE</b>																									
Realizzazione Stallo linea AT in CP a 150 kV (E-distribuzione)	10 W																								
Realizzazione cavidotto di vettoriamento MT	12 W																								
Realizzazione Sottostazione Utente 150/30 kV	10 W																								
Realizzazione cavidotto AT di connessione allo Stallo linea 150 kV	4 W																								

Diagramma di Gantt



## **8.4 SPECIFICHE SUL MONTAGGIO COMPONENTI ELETTRICI**

I montaggi delle opere elettromeccaniche saranno eseguiti con attenzione e precisione secondo le migliori pratiche. I montaggi meccanici sul campo includono principalmente l'assemblaggio degli inseguitori biassiali e il fissaggio dei moduli solari sulle strutture di supporto.

I montaggi elettrici sul campo comprendono le seguenti attività principali:

- Collegamento elettrico dei moduli per ogni stringa
- Installazione dei quadri di sottocampo in corrente continua (CC)
- Installazione degli inverter, del trasformatore e dei quadri in corrente alternata (CA)
- Cablaggio dei componenti all'interno delle cabine elettriche
- Realizzazione della rete di terra
- Installazione dei cavi di connessione tra i quadri di sottocampo e gli inverter
- Installazione dei collegamenti alla rete di terra.

Tutte queste operazioni saranno eseguite con cura per garantire un corretto funzionamento e un'adeguata sicurezza del sistema.

## **8.5 COLLAUDO**

I collaudi consistono in prove di tipo e di accettazione, da eseguire in officina, verifiche dei materiali in cantiere e prove di accettazione in sito.

### **8.5.1.1 Prove di tipo**

I componenti che costituiscono l'impianto devono essere progettati, costruiti e sottoposti alle prove previste nelle norme ed alle prescrizioni di riferimento. Di ciascun componente devono essere forniti i certificati per le prove di tipo attestanti il rispetto della normativa vigente.

### **8.5.1.2 Prove di accettazione in officina**

Ove previsto, sono eseguite prove di accettazione a campione o sull'intera fornitura, atte a verificare il rispetto dei criteri di progettazione e i livelli di qualità richiesti. Tutti i materiali e le apparecchiature di fornitura devono essere corredati dai propri certificati di origine e garanzia.

### **8.5.1.3 Verifiche in cantiere**

Prima del montaggio, tutti i materiali e le apparecchiature devono essere ispezionati e verificati, per accertare eventuali difetti di origine, rotture o danneggiamenti dovuti al trasporto.

Al termine delle opere, tutti i materiali e le apparecchiature devono essere ispezionati e verificati, per accertare eventuali danni dovuti ai lavori o esecuzioni non a regola d'arte.

### **8.5.1.4 Prove di accettazione in sito**

Congiuntamente all'installatore/appaltatore, sull'impianto fotovoltaico si eseguono le prove ed i controlli di seguito elencati:



- Esame a vista: verifica che i componenti e i materiali corrispondano ai disegni e ai documenti di progetto, per quanto riguarda la quantità, la tipologia, il dimensionamento, la posa in opera e l'assenza di danni o difetti visibili di fabbricazione;
- Verifica delle opere civili: verifica della buona esecuzione delle opere civili e delle finiture, secondo i disegni e i documenti di progetto;
- Verifica delle opere meccaniche: verifica della buona esecuzione dei montaggi meccanici e del corretto allineamento delle strutture, secondo i disegni e i documenti di progetto; verifica del serraggio della bulloneria, della corretta posa in opera dei quadri e delle apparecchiature; verifica delle misure di protezione contro insetti e roditori;
- Verifica della rete di terra: verifica della corretta esecuzione della rete di terra, mediante pozzetti di ispezione, in accordo con i disegni e i documenti di progetto; misura della resistenza di terra: se il valore è superiore a  $10 \Omega$  l'appaltatore deve aggiungere ulteriori picchetti e corda di rame, fino ad ottenere il valore richiesto;
- Verifica dei collegamenti di terra: verifica della corretta esecuzione dei collegamenti a terra di tutte le parti metalliche non in tensione e degli scaricatori nei quadri elettrici;
- Verifica dei collegamenti elettrici: verifica della corretta esecuzione dei cablaggi e delle marcature dei cavi, secondo i disegni ed i documenti di progetto; controllo del serraggio dei cavi nei rispettivi morsetti e del corretto serraggio di pressacavi e raccordi;
- Prova di isolamento verso terra: verifica di tutti i collegamenti elettrici in c.c. e c.a. nelle seguenti condizioni

- a) temperatura ambiente: compresa tra 20 e 45 °C
- b) umidità relativa: compresa tra 45 e 85%
- c) tensione di prova: 2000 Vcc per 1 minuto

(tutte le apparecchiature elettroniche e i dispositivi per i quali è dannoso tale livello di tensione, devono essere scollegati)

la resistenza di isolamento dell'impianto deve essere adeguata ai valori prescritti dalla norma CEI 64-8/6

- Verifica degli organi di manovra e di protezione: verifica della funzionalità di interruttori, sezionatore, contattori e scaricatori; controllo e regolazione delle soglie di intervento dei dispositivi
- Misura delle tensioni e delle correnti del campo fotovoltaico: le misure, per ciascuna stringa, sono effettuati sui quadri di sottocampo



- Verifica degli strumenti di misura: verifica della funzionalità di contatori e indicatori.

## 8.6 MESSA IN ESERCIZIO DELL'IMPIANTO DI GENERAZIONE

Congiuntamente con il gestore della rete elettrica di distribuzione, si eseguono le prove e i controlli di seguito elencati:

- prove funzionali sui quadri e sulle apparecchiature elettriche in corrente alternata BT;
- chiusura dell'interruttore di parallelo sulla rete BT;
- avviamento degli inverter;
- corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di condizionamento e controllo della potenza (accensione, spegnimento, mancanza rete, ecc.).

Secondo quanto stabilito dall'art. 4, comma 4, del decreto 28 luglio 2005, integrato dal decreto 6 febbraio 2006 si procede a verificare le due seguenti condizioni:

$$P_{cc} > 0.85 \times P_{nom} \times I / I_{stc}$$

dove:

- $P_{cc}$  = potenza in corrente continua misurata all'uscita del generatore fotovoltaico con precisione migliore del  $\pm 2\%$
- $P_{nom}$  = Potenza nominale del generatore fotovoltaico
- $I$  = irraggiamento misurato sul piano dei moduli, con precisione migliore del  $\pm 3\%$
- $I_{stc}$  = 1000W/m<sup>2</sup>

$$P_{ca} > 0.9 \times P_{cc}$$

dove:

- $P_{ca}$  = potenza attiva in corrente alternata misurata all'uscita del gruppo di conversione con precisione migliore del  $\pm 2\%$



## 9 DISMISSIONE DELL'IMPIANTO E RIPRISTINO DELLO STATO DEI LUOGHI

### 9.1 PREMESSA

La componente fotovoltaica dell'opera ha fine esercizio (25-30 anni) verrà smantellata e sarà ripristinato lo stato dei luoghi attraverso l'eliminazione di recinzioni, strutture che sorreggono i pannelli fotovoltaici, cabine elettriche ed impianti tecnologici.

In alternativa, si potrebbe procedere al potenziamento/adequamento alle nuove tecnologie che presumibilmente verranno sviluppate nel settore fotovoltaico.

Considerando l'ipotesi della dismissione dell'impianto, al termine dell'esercizio ci sarà una fase di dismissione e demolizione, che restituirà le aree al loro stato originario, preesistente al progetto, come previsto anche nel comma 4 dell'art.12 del D. Lgs. 387/2003.

Il capitolo ha lo scopo di fornire una descrizione del piano di dismissione alla cessione dell'attività dell'impianto fotovoltaico, nonché di effettuare una preliminare identificazione dei rifiuti che si generano durante tali operazioni.

Si procederà quindi alla rimozione del generatore fotovoltaico in tutte le sue componenti, conferendo il materiale di risulta agli impianti a tale scopo deputati dalla normativa di settore per lo smaltimento ovvero per il recupero.

In conseguenza di quanto detto tutti i componenti dell'impianto e gli associati lavori di realizzazione sono stati previsti per il raggiungimento di tali obiettivi. Per il finanziamento dei costi delle opere di smantellamento e ripristino dei terreni verranno posti in bilancio congrui importi dedicati a tale scopo.

Conseguentemente alla dismissione, vengono inoltre individuate le modalità operative di ripristino dei luoghi allo stato ante operam.

### 9.2 DISMISSIONE IMPIANTO FV

Le opere programmate per lo smobilizzo e il ripristino dell'area sono individuabili come segue:

- a) Rimozioni delle vie cavi;
- b) Rimozione dei pannelli fotovoltaici e relative strutture portanti;
- c) Rimozione delle cabine e relativa platea di fondazione;
- d) Rimozione della recinzione;
- e) Rimozione delle strade di servizio;
- f) Sistemazione delle aree interessate e relativo ripristino vegetazionale.

La **rimozione dei cavi** consiste nello scollegamento e rimozione dei cavi tra le varie cabine e anche dei cavidotti dell'impianto di terra. Questa fase verrà eseguita attraverso lo scavo a sezione ristretta al fine di consentire lo sfilaggio dei cavi. Si procederà alla rimozione e demolizione dei pozzetti di sezionamento/raccordo. Si procederà quindi alla chiusura degli scavi e al ripristino dei luoghi. Sarà quindi possibile, nelle aree interessate dagli interventi, restituire le stesse all'uso originario per le attività di tipo agricolo. Potranno essere mantenuti i cavi in



corrispondenza della viabilità esistente, sia per evitare disagi alla circolazione locale, sia auspicando che quelli già posati possano servire per la elettrificazione rurale.

Si procederà quindi al recupero dell'alluminio e del rame dei cavi come elemento per riciclaggio, il calcestruzzo dei pozzetti verrà recuperato da ditte specializzate.

La **rimozione dei pannelli fotovoltaici** verrà eseguita da ditte specializzate, con recupero dei materiali opportunamente differenziati. Le strutture in acciaio, e quelle in vetro verranno smontate e saranno smaltite presso specifiche aziende di riciclaggio specializzate.

La rimozione consiste nelle seguenti fasi:

- Scollegamento dei pannelli fotovoltaici e loro estrazione dalla struttura di sostegno mediante rimozione delle barre di chiusura.
- Smontaggio della struttura in acciaio di sostegno
- Rimozione delle strutture di fondazione
- Copertura degli scavi effettuati con materiale locale e spianamento per rendere regolare la superficie del campo.

La **rimozione delle cabine, delle opere civili** e delle opere elettromeccaniche, verrà effettuata da ditte specializzate. Si prevede lo smaltimento delle varie apparecchiature e del materiale di risulta dei fabbricati e degli impianti presso discariche autorizzate o l'invio al recupero.

Si prevede il recupero della struttura in elevazione delle cabine prefabbricate da parte di ditte specializzate.

La demolizione delle platee delle cabine sarà tale da consentire il ripristino geomorfologico dei luoghi con terreno agrario e recuperare il profilo originario del terreno.

In tale modo sarà quindi possibile, nelle limitate aree interessate dagli interventi, restituire le stesse all'uso originario per le attività di tipo agricolo.

Il materiale proveniente dalle demolizioni, cls e acciaio per cemento armato, verrà consegnato a ditte specializzate per il recupero dei materiali.

Si prevede in generale il ripristino delle aree di coltivazione agricola e ove necessario, il ripristino di vegetazione arborea, utilizzando essenze autoctone, per raggiungere le finalità esposte di ripristino dei luoghi allo stato originario.

È importante sottolineare che l'intervento proposto è totalmente reversibile; infatti, data la tipologia di strutture previste, saranno sufficienti pochi e brevi interventi per lo smontaggio dei manufatti ed il ripristino dei luoghi, di durata estremamente contenuta; sono stimati infatti pochi mesi (da 5 a 6 mesi) di cantiere edile, senza necessità di creare ulteriori infrastrutture, seppur temporanee, per eseguire l'operazione e restituire l'area di intervento alle condizioni ante-operam.

La disinstallazione dell'impianto fotovoltaico imporrà la gestione delle seguenti tipologie di rifiuti:



- a) moduli fotovoltaici: composti da materiali quali alluminio (telaio), silicio, vetro, EVA
- b) strutture di supporto in ferro e alluminio
- c) cavidotti e materiali elettrici (compresa la cabina di trasformazione BT/MT)
- d) prefabbricati in muratura.

### **9.3 DISMISSIONE OPERE DI RETE – CAVIDOTTO MT**

Come già espresso a monte, la rimozione dei cavi consiste nello scollegamento e rimozione dei cavi tra le varie cabine e la Stazione elettrica. Questa fase verrà eseguita attraverso lo scavo a sezione ristretta al fine di consentire lo sfilaggio dei cavi. Si procederà alla rimozione e demolizione dei pozzetti di sezionamento/raccordo. Si procederà quindi alla chiusura degli scavi e al ripristino dei luoghi. Sarà quindi possibile, nelle aree interessate dagli interventi, restituire le stesse all'uso originario per le attività di tipo agricolo. Potranno essere mantenuti i cavi in corrispondenza della viabilità esistente, sia per evitare disagi alla circolazione locale, sia auspicando che quelli già posati possano servire per la elettrificazione rurale.

Si procederà quindi al recupero dell'alluminio e del rame dei cavi come elemento per riciclaggio, il calcestruzzo dei pozzetti verrà recuperato da ditte specializzate.

I materiali da smaltire, escludendo i conduttori che hanno un loro valore commerciale (dovuto alla presenza di metalli quali rame e alluminio), sono il nastro segnalatore, il tubo corrugato, l'elemento protettivo ed i materiali edili di risulta dello scavo, la sabbia, il misto cementato e l'asfalto se presenti. I materiali non usati per il rinterro, quindi, saranno trasportati in appositi centri di smaltimento e per essi sarà valutato l'utilizzo più opportuno.

L'impatto ambientale di tale lavorazione risulta modesto e circoscritto all'area di effettuazione delle operazioni di recupero dei cavi mediante riavvolgimento degli stessi sulle bobine. L'intero cavo, giunti compresi, è riciclabile al 100% anche se, con ogni probabilità, non verranno scomposti ma riutilizzati / venduti al mercato secondario.

È, probabile che la rimozione dei cavi possa riguardare solo i tratti dove gli stessi siano realizzati su terreno, lasciano posati i cavi lungo la viabilità esistente. Quest'ultimi, infatti, essendo interrati su strada non determinano impatti sul paesaggio né occupazioni di suolo. Inoltre, tale scelta eviterebbe la demolizione della sede stradale per la rimozione dei cavi e, di conseguenza, eviterebbe disagi alla circolazione locale durante la fase di dismissione. È del tutto verosimile pensare che i cavi già posati possano in futuro essere utilizzati da altri impianti per la produzione di energia, dallo stesso gestore della rete oppure per favorire l'elettrificazione rurale e di impianti di irrigazione, dismettendo eventualmente i cavi attualmente aerei. In tale ipotesi, considerando che la maggior parte dei cavidotti sono previsti lungo viabilità esistente, l'impatto determinato dalla rimozione dei cavi risulterebbe irrisorio.

### **9.4 DISMISSIONE DELLA STAZIONE ELETTRICA**

La Sottostazione Elettrica che è attualmente in fase di progettazione sulla linea 150kV farà parte del patrimonio gestito da Terna S.p.A. Anche dopo la fine del ciclo di vita dell'impianto agrivoltaico Santa Lucia, la stazione elettrica continuerà ad essere utilizzata per la distribuzione



dell'energia elettrica. Non è prevista la dismissione della stazione elettrica, poiché rimarrà un elemento fondamentale per il sistema di distribuzione e gestione dell'energia.

## **9.5 MODALITÀ DI DEMOLIZIONE, RECUPERO E SMALTIMENTO**

### **9.5.1 GENERALITÀ**

A seguito di ogni fase di demolizione i materiali appartenenti ad ogni tipologia di rifiuto verranno raccolti separatamente e stoccati per alcuni giorni in sito.

Successivamente, la raccolta ed il trasporto degli stessi verso impianti di smaltimento e/o riciclaggio richiederà l'intervento di ditte autorizzate allo smaltimento dei rifiuti specifici.

I codici C.E.R. (o Catalogo Europeo dei Rifiuti) sono delle sequenze numeriche, composte da 6 cifre riunite in coppie, volte ad identificare un rifiuto, di norma, in base al processo produttivo da cui è originato.

I codici, divisi in 'pericolosi' e 'non pericolosi' sono inseriti all'interno dell'"Elenco dei rifiuti" istituito dall'Unione Europea con la Decisione 2000/532/CE.

Il suddetto "Elenco dei rifiuti" della UE è stato recepito in Italia a partire dal 1° gennaio 2002 in sostituzione della precedente normativa. L'elenco dei rifiuti riportato nella decisione 2000/532/CE è stato trasposto in Italia con 2 provvedimenti di riordino della normativa sui rifiuti:

- il D.Lgs. 152/2006 (recante "Norme in materia ambientale"), allegato D, parte IV;
- il Decreto Ministero dell'Ambiente del 2 maggio 2006 ("Istituzione dell'elenco dei rifiuti") emanato in attuazione del D.Lgs. 152/2006.

Nella seguente tabella si riportano i rifiuti con relativo codice C.E.R.



Codice CER	Descrizione del rifiuto
CER 15 06 08	Rifiuti della produzione, formulazione, fornitura ed uso del silicio e dei suoi derivati
<b>CER 15 01 10*</b>	Imballaggi contenenti residui di sostanze pericolose o contaminati da tali sostanze
CER 15 02 03	Assorbenti, materiali filtranti, stracci e indumenti protettivi, diversi da quelli di cui alla voce 150202
<b>CER 16 02 10*</b>	Apparecchiature fuori uso contenenti PCB o da essi contaminate, diverse da quelle di cui alla voce 160209
CER 16 02 14	Apparecchiature fuori uso, apparati, apparecchi elettrici, elettrotecnici ed elettronici; rottami elettrici ed elettronici contenenti e non metalli preziosi
CER 16 02 16	Macchinari ed attrezzature elettromeccaniche
CER 16 03 04	Rifiuti inorganici, diversi da quelli di cui alla voce 160303
CER 16 03 06	Rifiuti organici, diversi da quelli di cui alla voce 160305
CER 16 06 04	Batterie alcaline (tranne 160603)
<b>CER 16 06 01*</b>	Batterie al piombo
CER 16 06 05	Altre batterie e accumulatori
CER 16 07 99	Rifiuti non specificati altrimenti (acque di lavaggio piazzale)
CER 17 01 01	Cemento (derivante dalla demolizione dei fabbricati che alloggiavano le apparecchiature elettriche)
CER 17 01 07	Miscugli o scorie di cemento, mattoni, mattonelle e ceramiche, diverse da quelle di cui alla voce 170106
CER 17 02 02	Vetro
CER 17 02 03	Plastica (derivante dalla demolizione delle tubazioni per il passaggio dei cavi elettrici)
CER 17 03 02	miscele bituminose diverse da quelle di cui alla voce 170301
CER 17 04 05	Ferro, Acciaio (derivante dalla demolizione delle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici e da recinzione in metallo plastificato, paletti di sostegno in acciaio, cancelli sia carrabili che pedonali)
CER 17 04 07	Metalli misti
CER 17 04 11	Cavi, diversi da quelli di cui alla voce 170410 - Linee elettriche di collegamento dei vari pannelli fotovoltaici- Cavi
CER 17 04 05	Ferro e acciaio derivante da infissi delle cabine elettriche
CER 17 05 08	Pietrisco (derivante dalla rimozione della ghiaia gettata per realizzare la viabilità)
CER 17 06 04	Materiali isolanti diversi da quelli di cui alle voci 170601 e 170603
<b>CER 17 09 03*</b>	Altri rifiuti dell'attività di costruzione e demolizione (compresi rifiuti misti) contenenti sostanze pericolose
CER 17 09 04	Materiale inerte rifiuti misti dell'attività di demolizione e costruzione non contenenti sostanze pericolose : Opere fondali in cls a plinti della recinzione - Calcestruzzo prefabbricato dei locali cabine elettriche
CER 20 01 36	Apparecchiature elettriche ed elettroniche fuori uso (inverter, quadri elettrici, trasformatori, moduli fotovoltaici)

*I componenti dell'impianto fotovoltaico che dovranno essere smaltiti sono principalmente quelli riportati nei successivi paragrafi.*

### **9.5.2 PANNELLI FOTOVOLTAICI (CODICE C.E.R. 16.02.14)**

Apparecchiature fuori uso, apparati, apparecchi elettrici, elettrotecnici ed elettronici; rottami elettrici ed elettronici contenenti e non metalli preziosi.)

Nella prassi consolidata dei produttori di moduli classificano il "modulo fotovoltaico" come rifiuto speciale non pericoloso, con il codice C.E.R. 16.02.14.

Pertanto, al termine del ciclo di vita utile del prodotto, questo non deve essere smaltito fra i rifiuti domestici generici ma va consegnato ad un punto di raccolta appropriato per il riciclaggio



di apparecchiature elettriche ed elettroniche, per il trattamento, il recupero e il riciclaggio corretti, in conformità alle Normative Nazionali.

Dal punto di vista Normativo il Servizio Centrale Ambientale dell'ANIE (Federazione Italiana Imprese Elettrotecniche ed Elettroniche) in una comunicazione del novembre 2005 (Ass. Energia, 2 Novembre 2005-Fonte Eni Power), dichiara espressamente come: "I sistemi fotovoltaici non ricadono nel campo di applicazione della Direttiva RAEE perché sono installazioni fisse".

La direttiva RAEE si applica infatti ai prodotti finiti di bassa tensione elencati nelle categorie dell'allegato 1°. La direttiva, recepita in Italia con Dlgs del 25/07/2005 n.151, prevede, in particolare, che i produttori s'incarichino dello smaltimento dei loro prodotti. Pertanto, l'utente (acquirente dei moduli) è responsabile del conferimento dell'apparecchio a fine vita alle appropriate strutture di raccolta, pena le sanzioni previste dalla vigente legislazione sui rifiuti.

Peraltro, nella stessa comunicazione, l'ANIE dichiara come: "I sistemi fotovoltaici non ricadono nel campo di applicazione della Direttiva RoHS perché sono installazioni fisse". Come è noto, la Direttiva RoHS si applica ai prodotti che ricadono nel campo di applicazione della Direttiva RAEE su citata, con alcune eccezioni.

La direttiva prevede che tali prodotti e tutti i loro componenti non debbano contenere le "sostanze pericolose" indicate nell'articolo 4 ad eccezione delle applicazioni elencate nell'allegato 1°.

È comunque da far notare che le celle fotovoltaiche, sebbene garantite 20/25 anni contro la diminuzione dell'efficienza di produzione, essendo costituite da materiale inerte quale il silicio, garantiscono cicli di vita ben superiori alla durata ventennale del Conto Economico.

Del modulo fotovoltaico possono essere recuperati almeno il vetro di protezione, le celle al silicio la cornice in alluminio ed il rame dei cavi, quindi circa il 95% del suo peso.

### **9.5.3 INVERTER (CODICE C.E.R. 16.02.14)**

Apparecchiature fuori uso, apparati, apparecchi elettrici, elettrotecnici ed elettronici; rottami elettrici ed elettronici contenenti e non metalli preziosi.)

Per quanto riguarda l'inverter, tale rifiuto viene classificato come rifiuto speciale non pericoloso al n.16.02.14 del C.E.R. e i costi medi di mercato per il conferimento sono di circa 40 - 45 c/Kg. L'inverter, altro elemento "ricco" di materiali pregiati (componentistica elettronica) costituisce il secondo elemento di un impianto fotovoltaico che in fase di smaltimento dovrà essere debitamente curato.

Tutti i cavi in rame possono essere recuperati, così come tutto il metallo delle strutture di sostegno. L'impianto fotovoltaico è da considerarsi l'impianto di produzione di energia elettrica che più di ogni altro adotta materiali riciclabili e che durante il suo periodo di funzionamento minimizza l'inquinamento del sito di installazione, sia in termini di inquinamento atmosferico, di falda o sonoro.

Negli ultimi anni sono nate procedure analitiche per la valutazione del ciclo di vita (LCA) degli impianti



fotovoltaici. Tali procedure sono riportate nelle ISO 14040-41-42-43.

Per quanto attiene ai principali componenti di un impianto fotovoltaico di taglia industriale, la procedura generale da seguire è indicata di seguito:

#### **9.5.4 STRUTTURE DI SOSTEGNO (C.E.R. 17.04.02 ALLUMINIO; C.E.R. 17.04.04 FERRO E ACCIAIO)**

Le strutture di sostegno dei pannelli saranno tramite smontaggio meccanico, per quanto riguarda la parte aerea, e tramite estrazione dal terreno dei pali di fondazione infissi. I materiali ferrosi ricavati vengono inviati ad appositi centri di recupero e riciclaggio istituiti a norma di legge.

Per quanto attiene al ripristino del terreno non è necessario procedere a nessuna demolizione di fondazioni in quanto non si utilizzano elementi in cls gettati in opera.

#### **9.5.5 IMPIANTO ELETTRICO (C.E.R. 17.04.01 RAME – 17.00.00 OPERAZIONI DI DEMOLIZIONE)**

Le linee elettriche e gli apparati elettrici e meccanici delle cabine di trasformazione MT/BT vengono rimosse, conferendo il materiale di risulta agli impianti a tale scopo deputati dalla normativa di settore. Il rame degli avvolgimenti e dei cavi elettrici e le parti metalliche vengono inviati ad aziende specializzate nel loro recupero e riciclaggio. Le polifere ed i pozzetti elettrici vengono rimossi tramite scavo a sezione obbligata che è poi nuovamente riempito con il materiale di risulta. I manufatti estratti sono trattati come rifiuti ed inviati in discarica in accordo alle vigenti disposizioni normative di settore. Le colonnine prefabbricate di distribuzione elettrica saranno smantellate ed inviate anch'esse ad aziende specializzate nel loro recupero e riciclaggio.

#### **9.5.6 LOCALI PREFABBRICATI, QUADRI ELETTRICI E CABINE DI CONSEGNA/UTENTE (C.E.R. 17.01.01 CEMENTO)**

Per quanto attiene alle strutture prefabbricate si procede alla demolizione ed allo smaltimento dei materiali presso impianti di recupero e riciclaggio inerti da demolizione (rifiuti speciali non pericolosi).

#### **9.5.7 RECINZIONE AREA (C.E.R. 17.04.02 ALLUMINIO – C.E.R. 17.04.04 FERRO E ACCIAIO – C.E.R. 17.02.01 LEGNO)**

La recinzione in maglia metallica di perimetrazione del sito, compresi i paletti di sostegno in legno e i cancelli di accesso, viene rimossa tramite smontaggio ed inviata a centri di recupero per il riciclaggio delle componenti metalliche. I pilastri in c.a. di supporto dei cancelli vengono demoliti ed inviati presso impianti di recupero e riciclaggio inerti da demolizione (rifiuti speciali non pericolosi).

#### **9.5.8 VIABILITÀ INTERNA ED ESTERNA**

All'interno dell'impianto agrivoltaico Santa Lucia non è prevista la costruzione di nuove strade o piste viarie. Data l'accessibilità dei luoghi, si preferisce evitare di sottrarre terreno alle colture



previste. La viabilità esistente, utilizzata per l'accesso e la posa del cavidotto all'interno dell'impianto, verrà ripristinata una volta che gli elementi aggiunti saranno smontati. In questo modo, si garantirà che l'area ritorni alla sua configurazione originale, senza impatti permanenti sulla viabilità presente.



## 10 CONSIDERAZIONI DI NATURA ECONOMICA

### 10.1 STIMA DEI COSTI DELL'IMPIANTO E DEI COSTI DI DISMISSIONE E RIPRISTINO

Attraverso il Computo Metrico incluso nel progetto definitivo, sono stati calcolati i costi dell'impianto agrivoltaico considerando diversi elementi. Questi includono le opere civili all'interno dell'area complessiva dell'impianto, l'approvvigionamento e l'installazione dei componenti dell'impianto (come carpenteria metallica per il tracker, moduli fotovoltaici e inverter trifase), i cavi elettrici di bassa tensione e media tensione per uso interno, l'installazione elettromeccanica delle cabine di campo e di raccolta, nonché i costi di realizzazione del cavidotto a 30 kV per il trasporto dell'energia elettrica dal campo fotovoltaico alla futura sottostazione elettrica a 150/30 kV per l'inserimento nella rete. Inoltre, sono stati considerati anche i costi necessari per le opere di inserimento ambientale e la schermatura visuale previsti.

Nella valutazione dei costi di dismissione dell'impianto, sono stati considerati i costi per la rimozione di tutti i componenti del generatore fotovoltaico, al fine di restituire le aree al loro stato originario, come erano prima della costruzione dell'impianto. Questa valutazione comprende il ripristino dello stato del luogo e l'attuazione di misure per il reinserimento e il recupero ambientale. In altre parole, sono stati stimati i costi necessari per smantellare l'impianto e riportare l'area alle condizioni preesistenti, garantendo la sua reintegrazione nel contesto ambientale circostante. Le operazioni di dismissione dell'impianto avverranno alla fine del suo ciclo di vita. Pertanto, la valutazione dei costi di dismissione svolge un ruolo importante nel determinare l'entità delle operazioni da eseguire. Inoltre, è utile nel contesto di una pianificazione economica per definire l'impegno finanziario necessario. Questo ci permette di detrarre tali costi dai ricavi e dal rendimento complessivo dell'iniziativa. In altre parole, comprendere e stimare i costi di dismissione in anticipo consente di pianificare le risorse finanziarie necessarie per affrontare queste operazioni alla fine del ciclo di vita dell'impianto e considerarle come parte integrante dell'aspetto economico complessivo dell'iniziativa.

La tabella riepilogativa seguente fornisce un quadro sintetico ma utile per le valutazioni di natura economica, che vengono considerate nel "piano economico e finanziario" dell'iniziativa. Questo piano è presentato in modo indicativo e sommario, ma serve a dimostrare l'importanza del ritorno economico dell'iniziativa, che è strettamente correlato ai criteri e alle attenzioni dedicate all'inserimento ambientale e agronomico del progetto. La garanzia di un ritorno economico significativo e tempi rapidi per il recupero dell'investimento rappresenta un incentivo per l'imprenditore a dedicarsi con diligenza all'esecuzione di tutti i criteri ambientali previsti dallo Studio di Impatto Ambientale (SIA) e dal progetto definitivo.

COSTI SOMMARI DELL'IMPIANTO AGRIVOLTAICO SANTA LUCIA	
COSTO INDICATIVO DELL'INVESTIMENTO PER L'IMPIANTO AGRIVOLTAICO	€ 22.187.917
STIMA DEGLI ONERI PER LA DISMISSIONE E IL RIPRISTINO	€ 1.500.000
COSTI TOTALI	€ 23.687.917



## 11 ANALISI DELLE RICADUTE SOCIALI E OCCUPAZIONALI

### 11.1 ANALISI DELLE RICADUTE OCCUPAZIONALI DELL'IMPIANTO DI GENERAZIONE

Si riporta di seguito una sintetica visione dei benefici socio-occupazionali ed ambientali che avranno origine dalla realizzazione dell'impianto agrivoltaico oggetto di questo studio.

Sarà necessario, infatti, sia per le operazioni di cantiere che quelle di gestione e manutenzione in fase di esercizio, l'impiego di risorse e professionalità, che compatibilmente con l'offerta, saranno reperiti nell'ambito locale.

In fase di cantiere è previsto l'impiego sia di tecnici/professionisti (ingegneri, architetti e geometri) che di imprese per opere civili/elettriche/elettromeccaniche/opere a verde, finalizzati alla preparazione del terreno, movimenti terra, lavorazioni opere civili (strade, recinzioni e cabine), lavori elettrici (cavidotti, quadri, cablaggi, rete di terra, cabine, etc.), montaggio strutture dei pannelli fotovoltaici e in fine, per le opere di mitigazione.

L'indotto sarà positivo anche per i fornitori di materiali. Saranno preferiti infatti i fornitori locali.

In fase di esercizio, si prevede la formazione di personale del posto preventivamente addestrata per occuparsi delle attività di "primo intervento".

Sarà infatti necessaria sia la presenza continuativa di personale addetto alla gestione/supervisione tecnica che occasionale in caso di manutenzioni ordinarie e straordinarie, che potranno riguardare sia le opere civili/elettriche/elettromeccaniche e le opere a verde.

I lavori di costruzione della componente fotovoltaica dell'impianto e della sottostazione avranno durata di circa 6 mesi, e le dimensioni del cantiere sono sintetizzate nel relativo capitolo di questa relazione.

Nella tabella successiva è riportato il numero di risorse, e la relativa qualifica, che saranno indicativamente coinvolte nelle attività relative all'impianto (componente fotovoltaica) in oggetto.

FASE	NUMERO RISORSE	TIPOLOGIA RISORSA
REALIZZAZIONE	15	Operaio manovratore mezzi meccanici
	20	Operaio specializzato edile
	20	Operaio specializzato elettrico
	12	Trasportatore
ESERCIZIO	5	Manutentore elettrico
	5	Manutentore edile e aree verdi
	3	Squadra specialistica



Si prevedono pertanto delle ricadute socio-occupazionali favorevoli per l'istallazione dell'impianto.

## 11.2 ANALISI DELLE RICADUTE OCCUPAZIONALI DELLA COMPONENTE AGRICOLA

Per quanto riguarda la componente agricola dell'impianto si può fare una stima del fabbisogno di manodopera riguardante l'intera superficie agricola coltivata a seguito della realizzazione dell'impianto agrivoltaico, che come indicato nell'ambito del progetto è pari a **42 ha**.

Va fatta una doverosa premessa, ossia contestualizzare l'idea progettuale e il relativo intervento in un'area colpita dal batterio da quarantena Xylella fastidiosa, da ormai oltre dieci anni. Tale fenomeno ha scatenato un danno economico che Coldiretti Puglia stima intorno ai 6 mld di euro, con oltre 6.000 posti di lavori persi, fra addetti ai lavori, braccianti agricoli, frantoiani oltre all'indotto relativo al confezionamento, commercializzazione e distribuzione.

E' del tutto evidente che, in un territorio completamente martoriato, una nuova idea progettuale che, fra gli altri, vede reimpiantare, oltre agli altri, 30 ettari di uliveto significa dare una boccata di ossigeno oltre che una ventata di freschezza e ottimismo in un territorio che arranca a riprendersi e che vede il proprio Pil fermo da anni, se non in recessione.

Pertanto, dopo questo brevissimo ma sostanziale incipit, facendo riferimento alle indicazioni fornite dal Bollettino Ufficiale Regione Puglia n. 132 del 20/09/2007, che quantifica le ore lavorative necessarie per il tipo di coltura e considerando che la SAU in oggetto è pari a Ha 42 avremo:

Fabbisogno Di Lavoro (Espresso In Ore) \* Per Ettaro – Coltura

Bollettino Ufficiale Regione Puglia n. 132 del 20/09/2007:

Coltura	Provincia di Novara
Vegetazione da mitigazione	35 ore/ha
Agricoltura alternativa	420 ore/ha
Uliveto	320 ore/ha

Fabbisogno manodopera Aziendale annuo

Coltivazione/ annua	Superficie Ha	Ore lavorative/annue/ha	Ore Lavorative necessarie
Vegetazione da mitigazione	3	35	105
Agricoltura alternativa	9	420	3780
Uliveto	30	320	9600
<b>Totale ore</b>			<b>13485</b>



La quantità di ore lavorative totali annue è pari a **13485**, che espresse in termini di U.L.U. (Unità Lavoro Uomo), considerando che 1 ULU = **2200 ore** lavorative annue (storicamente pari a 275 giornate di 8 ore ciascuna) saranno equivalenti a **6,13 ULU annue**.

Potrebbe tradursi, nell'arco di un anno, ad almeno 4 coltivatori diretti part time e una serie (almeno 10 unità) di salariati per le operazioni di semina e raccolto con mezzi meccanici. Comunque, anche su questa componente si prevede una ricaduta occupazionale favorevole dovuta alla realizzazione dell'impianto agrivoltaico, non solo in campagna per la realizzazione di tutte le buone pratiche agricole necessarie, ma anche per un intero indotto che, a cascata, si andrebbe a riprendere, riaccendendo finalmente l'economia locale tanto blasonata per il paese in questione e che, grazie all'olivicoltura, venne insignita quale "Città dell'olio e dei frantoi ipogei".



## 12 CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE

L'impianto agrivoltaico Santa Lucia si propone di essere un modo innovativo di dare una risposta ad alcune necessità attuali e future in ambito agricolo ed energetico :

- rigenerare i territori colpiti dalla Xylella fastidiosa e a rischio di desertificazione e di abbandono ;
- produrre energia da fonte rinnovabile, in un territorio che svolge un ruolo primario in tale senso sullo scenario nazionale;
- integrare pienamente i due sistemi, agricolo ed energetico, affinché ognuno dei due tragga vantaggio dalla coesistenza;
- integrare tale sistema nel paesaggio e nell'ecosistema, al fine non solo di mitigarne l'impatto , ma di farne un elemento rigeneratore, che porti ad un ecosistema più complesso e connesso;
- rendere questi spazi fruibili e non separati e avulsi dal contesto;

Le soluzioni tecniche adottate, con tracker biassiali a struttura elevata permette la completa usabilità dei suoli agricoli sottostanti l'impianto e la massima accessibilità ai mezzi agricoli, oltre a un controllo accurato dell'ombreggiamento al suolo in funzione dei cicli colturali.

Le scelte progettuali in ambito di mitigazione e agricoltura hanno portato a un sistema naturale complesso, con 3 ha di aree rinaturalizzate e 9 ha di aree agricole condotte in maniera alternativa e oggetto anche di fruizione aperta al pubblico.



## **13 ALLEGATI**

### **13.1 VISURA CAMERALE DEL SOGGETTO PROPONENTE**



In questa pagina e nei riquadri riassuntivi posti all'inizio di ciascun paragrafo, viene esposto un estratto delle informazioni presenti in visura che non può essere considerato esaustivo, ma che ha puramente uno scopo di sintesi

## VISURA ORDINARIA SOCIETA' DI CAPITALE

### SANTA LUCIA ENERGIA SRL



T19R6J

Il QR Code consente di verificare la corrispondenza tra questo documento e quello archiviato al momento dell'estrazione. Per la verifica utilizzare l'App RI QR Code o visitare il sito ufficiale del Registro Imprese.

#### DATI ANAGRAFICI

Indirizzo Sede legale	MILANO (MI) VIA LANZONE 31 CAP 20123
Domicilio digitale/PEC	<a href="mailto:srl.santalucia@legalmail.it">srl.santalucia@legalmail.it</a>
Numero REA	MI - 2660292
Codice fiscale e n.iscr. al Registro Imprese	12421150967
Partita IVA	12421150967
Forma giuridica	societa' a responsabilita' limitata
Data atto di costituzione	18/05/2022
Data iscrizione	23/05/2022
Data ultimo protocollo	12/05/2023
Amministratore Unico	PACCAPELO FABIO Rappresentante dell'Impresa

#### ATTIVITA'

Stato attività	inattiva
Attività import export	-
Contratto di rete	-
Albi ruoli e licenze	-
Albi e registri ambientali	-

#### L'IMPRESA IN CIFRE

Capitale sociale	10.000,00
Soci e titolari di diritti su azioni e quote	2
Amministratori	1
Titolari di cariche	1
Sindaci, organi di controllo	0
Unità locali	0
Pratiche inviate negli ultimi 12 mesi	3
Trasferimenti di quote	1
Trasferimenti di sede	0
Partecipazioni <sup>(1)</sup>	-

#### CERTIFICAZIONE D'IMPRESA

Attestazioni SOA	-
Certificazioni di QUALITA'	-

#### DOCUMENTI CONSULTABILI

Bilanci	2022
Fascicolo	sì
Statuto	sì
Altri atti	3

(1) Indica se l'impresa detiene partecipazioni in altre società, desunte da elenchi soci o trasferimenti di quote

## Indice

1 Sede .....	2
2 Informazioni da statuto/atto costitutivo .....	2
3 Capitale e strumenti finanziari .....	5
4 Soci e titolari di diritti su azioni e quote .....	5
5 Amministratori .....	6
6 Titolari di altre cariche o qualifiche .....	6
7 Attività, albi ruoli e licenze .....	7
8 Aggiornamento impresa .....	7

## 1 Sede

<b>Indirizzo Sede legale</b>	MILANO (MI) VIA LANZONE 31 CAP 20123
<b>Domicilio digitale/PEC</b>	srl.santalucia@legalmail.it
<b>Partita IVA</b>	12421150967
<b>Numero repertorio economico amministrativo (REA)</b>	MI - 2660292

## 2 Informazioni da statuto/atto costitutivo

<b>Registro Imprese</b>	Codice fiscale e numero di iscrizione: 12421150967 Data di iscrizione: 23/05/2022 Sezioni: Iscritta nella sezione ORDINARIA
<b>Estremi di costituzione</b>	Data atto di costituzione: 18/05/2022
<b>Sistema di amministrazione</b>	amministratore unico (in carica)
<b>Oggetto sociale</b>	LA SOCIETA', AL FINE DI ASSICURARE IL GOVERNO INTEGRATO ED IL RISPARMIO DELLE RISORSE NATURALI PER LA TUTELA ED IL MIGLIORAMENTO DELLA QUALITA' AMBIENTALE NEL TERRITORIO SU CUI OPERA, HA PER OGGETTO: ...

## Estremi di costituzione

<b>iscrizione Registro Imprese</b>	Codice fiscale e numero d'iscrizione: 12421150967 del Registro delle Imprese di MILANO MONZA BRIANZA LODI Data iscrizione: 23/05/2022
<b>sezioni</b>	Iscritta nella sezione ORDINARIA il 23/05/2022
<b>informazioni costitutive</b>	Denominazione: SANTA LUCIA ENERGIA SRL Data atto di costituzione: 18/05/2022

## Sistema di amministrazione e controllo

**durata della società**

Data termine: 31/12/2060

**scadenza esercizi**

Scadenza primo esercizio: 31/12/2022

Giorni di proroga dei termini di approvazione del bilancio: 60

**sistema di amministrazione e controllo contabile**

Sistema di amministrazione adottato: amministratore unico

**organi amministrativi**

**amministratore unico** (in carica)

## Oggetto sociale

LA SOCIETA', AL FINE DI ASSICURARE IL GOVERNO INTEGRATO ED IL RISPARMIO DELLE RISORSE NATURALI PER LA TUTELA ED IL MIGLIORAMENTO DELLA QUALITA' AMBIENTALE NEL TERRITORIO SU CUI OPERA, HA PER OGGETTO:

- PROMOZIONE, DIFFUSIONE, REALIZZAZIONE, ACQUISTO, GESTIONE E MANUTENZIONE DI IMPIANTI ALIMENTATI DA FONTI DI ENERGIA RINNOVABILI E ASSIMILATE;
- APPROVVIGIONAMENTO, PRODUZIONE, TRASPORTO, TRASFORMAZIONE, DISTRIBUZIONE, GESTIONE E VENDITA DI ENERGIA ELETTRICA E CALORE;
- GESTIONE DEL SERVIZIO IDRICO COSTITUITO DALL'INSIEME DEI SERVIZI DI CAPTAZIONE, ADDUZIONE E DISTRIBUZIONE DI ACQUA PER USI CIVILI E PRODUTTIVI, DI FOGNATURA E DI DEPURAZIONE DELLE ACQUE REFLUE;
- GESTIONE RIFIUTI NELLE VARIE FASI DI RACCOLTA, TRASPORTO, RECUPERO E SMALTIMENTO, PER TERMODISTRUZIONE E/O ALTRI METODI;
- TRASPORTO, TRATTAMENTO E/O DISTRIBUZIONE DEL GAS PER USO DOMESTICO E PER ALTRI USI;

- OPERAZIONI E SERVIZI DI VALORIZZAZIONE AMBIENTALE;  
- SVOLGERE ATTIVITA' DI ACQUISIZIONE DI PERMESSI, NULLA OSTA, AUTORIZZAZIONI, CONCESSIONI EVENTUALMENTE NECESSARIE O COMUNQUE OPPORTUNE PER LA GESTIONE DEGLI IMPIANTI, NONCHE' PER LA SOMMINISTRAZIONE DI SERVIZI, ANCHE DI PUBBLICA UTILITA', INERENTI LE ATTIVITA' DI CUI AI PUNTI PRECEDENTI.

LA SOCIETA' PUO' PROVVEDERE ALL'ESERCIZIO DI ATTIVITA' STRUMENTALI, COMPLEMENTARI, CONNESSE E/O AFFINI AI SERVIZI INDICATI AL PRIMO COMMA.  
LA SOCIETA' PUO' SVOLGERE LE ATTIVITA' ED I SERVIZI DEI COMMI PRECEDENTI ANCHE ATTRAVERSO SOCIETA' CONTROLLATE, NONCHE' ASSUMERE E CEDERE PARTECIPAZIONI ED INTERESSENZE IN ALTRE SOCIETA', IMPRESE, CONSORZI ED ASSOCIAZIONI SIA ITALIANE CHE ESTERE, AVENTI OGGETTI EGUALI, SIMILI, COMPLEMENTARI, ACCESSORI, AUSILIARI O AFFINI AI PROPRI, TRA CUI LA GESTIONE DI SERVIZI A RETE, SIA DIRETTAMENTE CHE INDIRETTAMENTE, SOTTO QUALSIASI FORMA, E COSTITUIRE E LIQUIDARE I SOGGETTI SOPRA INDICATI.

TUTTE TALI ATTIVITA' DEVONO ESSERE SVOLTE NEI LIMITI E NEL RISPETTO DELLE NORME CHE NE DISCIPLINANO L'ESERCIZIO, CON TASSATIVA ESCLUSIONE DELL'ESERCIZIO DI OGNI ATTIVITA' RISERVATA PER LEGGE.

AL FINE DEL CONSEGUIMENTO DEGLI SCOPI SOCIALI SOPRA INDICATI, LA SOCIETA' POTRA' INOLTRE COMPIERE TUTTE LE OPERAZIONI COMMERCIALI, INDUSTRIALI, MOBILIARI, IMMOBILIARI E FINANZIARIE, QUESTE ULTIME IN VIA NON PREVALENTE E NON NEI CONFRONTI DEL PUBBLICO, IVI COMPRESA LA PRESTAZIONE DI FIDEJUSSIONI E GARANZIE, ANCHE REALI, A CHIUNQUE, PER OBBLIGAZIONI ANCHE DI TERZI.

LA SOCIETA' POTRA' ALTRESI', SEMPRE IN VIA NON PREVALENTE E NON NEI CONFRONTI DEL PUBBLICO, ASSUMERE - PURCHE' A SCOPO DI STABILE INVESTIMENTO E NON DI COLLOCAMENTO - PARTECIPAZIONI IN IMPRESE, ENTI O SOCIETA', ITALIANE E STRANIERE, COSTITUITE O COSTITUENDE, AVENTI OGGETTO ANALOGO O AFFINE AL PROPRIO E FUNZIONALMENTE COLLEGATE AL RAGGIUNGIMENTO DELL'OGGETTO SOCIALE.

## Poteri

## **poteri associati alla carica di Amministratore Unico**

L'ORGANO AMMINISTRATIVO HA TUTTI I POTERI PER L'AMMINISTRAZIONE DELLA SOCIETA'. NEL CASO DI NOMINA DEL CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE, QUESTO PUO' DELEGARE TUTTI O PARTE DEI SUOI POTERI AD UN COMITATO ESECUTIVO COMPOSTO DA ALCUNI DEI SUOI COMPONENTI, OVVERO AD UNO O PIU' DEI SUOI COMPONENTI, ANCHE DISGIUNTAMENTE. IN QUESTO CASO SI APPLICANO LE DISPOSIZIONI CONTENUTE NEI COMMI TERZO, QUINTO E SESTO DELL'ART. 2381 C.C. NON POSSONO ESSERE DELEGATE LE ATTRIBUZIONI INDICATE NELL'ART. 2475, COMMA QUINTO C.C.

IL VICEPRESIDENTE DEL CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE, SE NOMINATO, HA TUTTI I POTERI DEL PRESIDENTE NEL CASO DI ASSENZA O IMPEDIMENTO DI QUEST'ULTIMO, SALVO DIVERSA DISPOSIZIONE NELL'ATTO DI NOMINA.

POSSONO ESSERE NOMINATI DIRETTORI, INSTITUTEORI O PROCURATORI PER IL COMPIMENTO DI DETERMINATI ATTI O CATEGORIE DI ATTI, DETERMINANDONE I POTERI.

QUALORA L'AMMINISTRAZIONE SIA AFFIDATA DISGIUNTAMENTE A PIU' AMMINISTRATORI, IN CASO DI OPPOSIZIONE DI UN AMMINISTRATORE ALL'OPERAZIONE CHE UN ALTRO INTENDE COMPIERE, COMPETENTI A DECIDERE SULL'OPPOSIZIONE SONO I SOCI.

L'ORGANO AMMINISTRATIVO PUO' DELIBERARE, NELLE FORME E NEI LIMITI DI LEGGE, LA FUSIONE E LA SCISSIONE NELLE IPOTESI DI CUI AGLI ARTT. 2505 E 2505 BIS C.C., QUALI RICHIAMATI ANCHE DALL'ART. 2506 TER C.C. TALE ATTRIBUZIONE NON FA VENIRE MENO LA COMPETENZA PRINCIPALE DELL'ASSEMBLEA, CHE MANTIENE IL POTERE DI DELIBERARE IN MATERIA.

L'AMMINISTRATORE UNICO HA LA RAPPRESENTANZA DELLA SOCIETA' DI FRONTE A TERZI ED IN GIUDIZIO.

IN CASO DI NOMINA DEL CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE, LA RAPPRESENTANZA DELLA SOCIETA' DI FRONTE A TERZI ED IN GIUDIZIO SPETTA AL PRESIDENTE, NONCHE' AGLI EVENTUALI VICEPRESIDENTE E CONSIGLIERI DELEGATI NELL'AMBITO E PER L'ESERCIZIO DEI POTERI AD ESSI ATTRIBUITI.

PER I TERZI LA FIRMA DEL VICEPRESIDENTE, IN OGNI CASO, FA PIENA PROVA DELL'ASSENZA O DELL'IMPEDIMENTO DEL PRESIDENTE.

I COMPONENTI DEL CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE, ANCHE SE NON SONO IN POSSESSO DI DELEGA PERMANENTE, HANNO LA FIRMA SOCIALE E RAPPRESENTANO LA SOCIETA' DI FRONTE AI TERZI ED IN GIUDIZIO PER L'ESECUZIONE DELLE DELIBERE ASSUNTE DAL CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE DI CUI SIANO SPECIFICAMENTE INCARICATI.

NEL CASO DI NOMINA DI PIU' AMMINISTRATORI, LA RAPPRESENTANZA DELLA SOCIETA' DI FRONTE A TERZI ED IN GIUDIZIO SPETTA AGLI STESSI CONGIUNTAMENTE O DISGIUNTAMENTE, ALLO STESSO MODO IN CUI SONO STATI ATTRIBUITI IN SEDE DI NOMINA I POTERI DI AMMINISTRAZIONE.

LA RAPPRESENTANZA DELLA SOCIETA' SPETTA ANCHE AI DIRETTORI, AGLI INSTITUTEORI E AI PROCURATORI, NEI LIMITI DEI POTERI LORO CONFERITI NELL'ATTO DI NOMINA.

## **ripartizione degli utili e delle perdite tra i soci**

ART. 26

## **Altri riferimenti statutari**

### **clausole di recesso**

Informazione presente nello statuto/atto costitutivo

### **clausole di esclusione**

Informazione presente nello statuto/atto costitutivo

### **clausole di gradimento**

Informazione presente nello statuto/atto costitutivo

### **clausole di prelazione**

Informazione presente nello statuto/atto costitutivo

### **clausole**

Informazione presente nello statuto/atto costitutivo

### 3 Capitale e strumenti finanziari

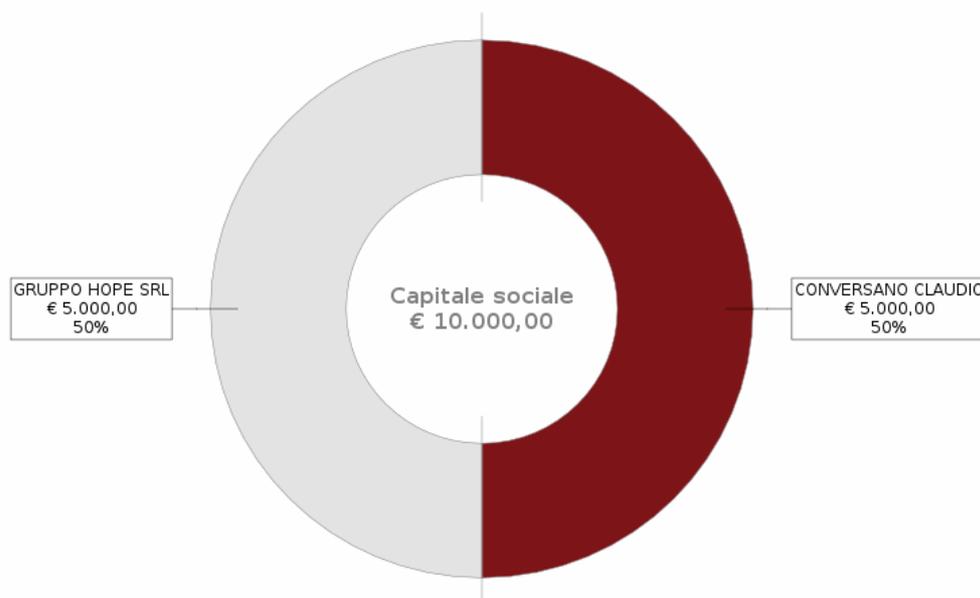
<b>Capitale sociale in Euro</b>	Deliberato:	10.000,00
	Sottoscritto:	10.000,00
	Versato:	10.000,00

strumenti finanziari previsti dallo statuto

Titoli di debito:  
ART. 5

### 4 Soci e titolari di diritti su azioni e quote

#### Sintesi della composizione societaria e degli altri titolari di diritti su azioni o quote sociali al 15/02/2023



Il grafico e la sottostante tabella sono una sintesi degli assetti proprietari dell'impresa relativa ai soli diritti di proprietà, che non sostituisce l'effettiva pubblicità legale fornita dall'elenco soci a seguire, dove sono riportati anche eventuali vincoli sulle quote.

Socio	Valore	%	Tipo diritto
CONVERSANO CLAUDIO CNVCLD49C07A185U	5.000,00	50 %	proprietà'
GRUPPO HOPE SRL 12129030966	5.000,00	50 %	proprietà'

#### Elenco dei soci e degli altri titolari di diritti su azioni o quote sociali al 15/02/2023 capitale sociale

#### Proprietà'

#### GRUPPO HOPE SRL

Capitale sociale dichiarato sul modello con cui è stato depositato l'elenco dei soci:  
10.000,00 Euro

Quota di nominali: 5.000,00 Euro

Di cui versati: 5.000,00

Codice fiscale: 12129030966

Tipo di diritto: proprietà'

*Domicilio del titolare o rappresentante comune*

MILANO (MI) VIA LANZONE 31 CAP 20123

*Indirizzo di posta certificata: grupphope@legalmail.it*

## Proprieta'

**CONVERSANO CLAUDIO**

Quota di nominali: 5.000,00 Euro  
Di cui versati: 5.000,00  
Codice fiscale: CNVCLD49C07A185U  
Tipo di diritto: proprieta'  
*Domicilio del titolare o rappresentante comune*  
ALEZIO (LE) VIA ROMA 69 CAP 73011

## Variazioni sulle quote sociali che hanno prodotto l'elenco sopra riportato

pratica con atto del 09/02/2023

Data deposito: 15/02/2023  
Data protocollo: 15/02/2023  
Numero protocollo: MI -2023-99921

## 5 Amministratori

**Amministratore Unico**

**PACCAPELO FABIO**

Rappresentante dell'impresa

## Organi amministrativi in carica amministratore unico

Numero componenti: 1

## Elenco amministratori

### Amministratore Unico

**PACCAPELO FABIO**

*domicilio*

Rappresentante dell'impresa  
Nato a BARI (BA) il 11/06/1975  
Codice fiscale: PCCFBA75H11A662D  
MILANO (MI)  
VIA LANZONE 31 CAP 20123

*carica*

**amministratore unico**  
Data atto di nomina: 18/05/2022  
Data iscrizione: 23/05/2022  
Durata in carica: 3 esercizi  
Data presentazione carica: 20/05/2022

## 6 Titolari di altre cariche o qualifiche

**Socio Unico**

**GRUPPO HOPE SRL**

### Socio Unico

**GRUPPO HOPE SRL**

*sede*

Codice fiscale: 12129030966  
MILANO (MI)  
VIA LANZONE 31 CAP 20123  
Indirizzo di posta elettronica certificata: gruppohope@legalmail.it

carica

**socio unico**  
dal 18/05/2022  
Data iscrizione: 23/05/2022

## 7 Attività, albi ruoli e licenze

<b>Stato attività</b>	Impresa INATTIVA
-----------------------	------------------

### Attività

stato attività

Impresa INATTIVA

Classificazione dichiarata ai fini IVA  
dell'attività prevalente

Codice: 74.90.32 - attivita' di consulenza in materia di gestione delle risorse energetiche,  
energie rinnovabili e efficienza energetica  
Data riferimento: 18/05/2022

## 8 Aggiornamento impresa

<b>Data ultimo protocollo</b>	12/05/2023
-------------------------------	------------