



Regione Puglia



Comune di Gravina in Puglia



Provincia di Bari

**PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE  
DI UN PARCO AGRIVOLTAICO PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA, DELLE  
OPERE CONNESSE E DELLE INFRASTRUTTURE INDISPENSABILI**  
Località Pescarella - Comune di Gravina in Puglia (BA)

**PROGETTO DEFINITIVO**

**FLX\_REL.01**  
Relazione tecnica

**Proponente**



**Rinnovabili Sud Due srl**  
Via Della Chimica, 103 - 85100 Potenza (PZ)

Formato

**A4**

Scala

-

**Progettista**

Ing. Gaetano Cirone

Ing. Adele Oliveto



Revisione	Descrizione	Data	Preparato	Controllato	Approvato
00	Prima emissione	25/09/2023	Ing. A. Oliveto	Ing. A. Oliveto	Ing. G. Cirone

## Sommaro

1	PREMESSA .....	4
2	OGGETTO .....	4
3	DATI GENERALI DEL PROPONENTE .....	5
4	CARATTERISTICHE DELLA FONTE UTILIZZATA E PRODUCIBILITÀ ATTESA .....	7
4.1	Localizzazione geografica e Radiazione Solare .....	7
4.2	Analisi della Producibilità attesa .....	8
5	DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO, DELLE FASI, DEI TEMPI E DELLE MODALITÀ DI ESECUZIONE DEI LAVORI .....	8
5.1	Descrizione delle Opere di Progetto .....	10
5.1.1	Piano culturale progetto agrivoltaico .....	14
6	VALORE COMPLESSIVO DELLE OPERE DA REALIZZARE .....	16
6.1	Cronoprogramma delle Lavorazioni .....	18
7	OPERE CIVILI - LATO UTENTE .....	20
7.1	Approntamento aree di cantiere .....	20
7.2	Fabbricati .....	20
7.3	Strutture di sostegno dei moduli .....	27
7.4	Preparazione del terreno sull'area dell'impianto di generazione .....	29
7.5	Preparazione del terreno area impianto di accumulo .....	29
7.6	Viabilità .....	30
7.7	Cavidotti .....	30
7.8	Regimazione Idraulica .....	31
7.9	Recinzioni .....	32
7.10	Impianti di trattamento delle acque e vasche di raccolta .....	32
8	OPERE CIVILI - RTN .....	34
8.1	Preparazione del terreno area impianto SE Terna .....	36
8.2	Fabbricati ed opere accessorie .....	36
8.3	Altre opere .....	37
8.4	Raccordi aerei .....	39
9	OPERE ELETTRICHE .....	40
9.1	Moduli Fotovoltaici .....	40
9.2	Inverter Fotovoltaici .....	43
9.3	Trasformatori .....	45
9.4	Cavidotti MT .....	47

Impianto agrivoltaico San Felice	Relazione Tecnica
9.4.1 Cavidotto MT Esterno .....	48
9.5 Impianti ausiliari.....	48
9.6 Opere di Connessione .....	49
9.7 L'impianto di accumulo elettrochimico .....	50
9.7.1.1 Definizioni .....	52
9.7.1.2 Descrizione dei componenti del BESS .....	52
9.7.1.3 Caratteristiche dei containers.....	53
9.7.1.4 Caratteristiche delle batterie.....	54
9.7.1.5 Collegamento sistema conversione in MT .....	54
9.7.1.6 Funzionalità del sistema BESS .....	54
9.7.1.7 Smaltimento a fine vita impianto .....	56
10 INTERFERENZE .....	56
11 RICADUTE SOCIOOCCUPAZIONALI.....	57
11.1 Costo di produzione dell'Energia da Fonte Rinnovabile .....	58
11.2 Prezzo Di Vendita dell'Energia in Italia .....	59
11.3 Costi Esterni.....	60
11.4 Benefici Globali.....	61
11.5 Benefici economici - locali .....	63
11.6 Ricadute occupazionali locali.....	64
11.7 Ricadute sociali occupazionali ed economiche a livello locale. ....	65
11.8 Stima occupazione locale – impianto di generazione.....	65
11.9 Stima occupazione locale – attività agricola.....	67
12 PIANO DI DISMISSIONE DELL'IMPIANTO .....	68

## INDICE DELLE TABELLE

Tabella 3-1 Dati Società Proponente .....	5
Tabella 5-1 Tabella riepilogativa campi di coltivazione ed estensione .....	15
Tabella 9-1 Caratteristiche linea MT 36 KV.....	48
Tabella 32 – Sintesi dei risultati dell'Ire Report di Althesys .....	58

## INDICE DELLE FIGURE

Figura 1 Gruppo Società Proponente.....	6
Figura 2 Mappa della radiazione solare totale annuale di Italia e localizzazione sito di interesse progettuale.....	7
Figura 3 Inquadramento su orotofoto .....	12
Figura 4 Layout impianto.....	13

Figura 5 – Quadro economico di progetto .....	17
Figura 6 Cronoprogramma dei lavori.....	19
Figura 7 Planimetria e prospetto della Cabina di Trasformazione e Cabina inverter.....	21
Figura 8 Planimetria e prospetto della Cabina di Raccolta R1 .....	22
Figura 9 Vasca di fondazione in CAV.....	23
Figura 10 cabina in CAV .....	24
Figura 11 Planimetria impianto di accumulo elettrochimico.....	26
Figura 12 Sezioni B-B impianto di accumulo.....	26
Figura 13 Sezioni A-A impianto di accumulo.....	26
Figura 14 Pianta container .....	27
Figura 15 Sezione tracker monoassiale – 1 portrait.....	28
Figura 16 Interasse tra le strutture .....	29
Figura 17 Sezione tipo – viabilità interna .....	30
Figura 18 Tipico posa cavidotto su sterrato con 2 terne.....	31
Figura 19 Tipico recinzione perimetrale area impianto di generazione .....	32
Figura 20 Planimetria SE Terna .....	35
Figura 21 Raccordo aereo 380 kv .....	40
Figura 22 Caratteristiche tecniche moduli fotovoltaici .....	42
Figura 23 Caratteristiche tecniche inverter di campo .....	45
Figura 24 Componenti principali dell'impianto di accumulo.....	51
Figura 25 - Andamento grafico del prezzo di vendita dell'energia – dicembre 2021 Fonte: sito internet Gestore Mercato Elettrico, gme.it .....	59
Figura 26 - PUN – Prezzo Unico Nazionale - Periodo 2004-2020 - Prezzo medio di vendita dell'energia in Italia in €/MWh Fonte: sito internet Gestore Mercato Elettrico, gme.it .....	59
Figura 27 - Calcolo giornate lavorative ULU.....	<b>Errore. Il segnalibro non è definito.</b>

## 1 PREMESSA

Il presente elaborato descrive il progetto per la realizzazione di un *parco agro-fotovoltaico*, delle relative opere di connessione e delle infrastrutture indispensabili, da realizzarsi alla località **“Pescarella” del comune di Gravina in Puglia (BA)** con **opere connesse sempre in Comune di Gravina in Puglia (BA)**.

Più nello specifico, il progetto riguarda la realizzazione di un impianto per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile con potenza complessiva pari a **24,814 MW**. E' inoltre previsto un **impianto di accumulo elettrochimico della potenza di 10 MW e capacità 20 MWh**, da ubicarsi nell'area limitrofa all'impianto di generazione.

La sua giustificazione intrinseca risiede nel fatto di promuovere e realizzare la produzione energetica da fonte rinnovabile con il notevole vantaggio di non provocare emissioni (liquide o gassose) dannose per l'uomo e per l'ambiente. La peculiarità del progetto proposto risiede, altresì, nella sua tipologia di impianto agrivoltaico, ovvero un “ibrido” tra agricoltura locale e infrastruttura fotovoltaica, di modo da poter sfruttare al meglio il potenziale solare senza sottrarre terra utile alla produzione alimentare.

L'impianto si sviluppa su un'area collinare ad una altitudine media di 350 metri s.l.m. con una estensione di complessivi circa **45,51 ettari** nel territorio del comune di Gravina in Puglia. Nello specifico, i terreni occupati dall'impianto sono costituiti da terreni condotti a seminativo. Nella zona non si rilevano caratteristiche naturalistiche di particolare importanza.

Nel suo complesso, il progetto mira a coniugare l'attività agricola con la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile, mantenendo elevati standard di sostenibilità agronomica, ambientale e naturalistica. Il sistema agri-naturalistico-voltaico previsto, infatti, in continuità con la destinazione d'uso attuale dei luoghi e le tradizioni colturali del territorio, consente un corretto inserimento dell'iniziativa nel contesto territoriale, salvaguardando la produzione agricola e, contestualmente, agendo positivamente sul contesto botanico-vegetazionale e faunistico dell'area.

La Soluzione Tecnica Minima Generale di connessione prevista con la **STGM proposta da Terna** con **Codice Pratica: 202200327** prevede che l'impianto venga collegato in antenna a 36 kV su una futura Stazione Elettrica (SE) della RTN a 380/150 kV da inserire in entra-esce alla linea RTN a 380 kV “Genzano 380 – Matera 380”.

## 2 OGGETTO

L'impianto fotovoltaico di progetto ha lo scopo di produrre energia elettrica da fonte rinnovabile tramite l'installazione di moduli fotovoltaici su strutture fisse, per una potenza complessiva di **24,814 MWp**, con un'estensione di circa **45,51 ettari** (superficie del sistema agrivoltaico), opportunamente sollevati da terra e posizionati in modo da essere congeniali all'attività agricola prevista sulla stessa area.

### 3 DATI GENERALI DEL PROPONENTE

La proponente è la società **Rinnovabili Sud Due S.r.l.**, una società di scopo che ha quale proprio oggetto sociale la costruzione e l'esercizio di impianti da fonte rinnovabile.

La **Rinnovabili Sud Due S.r.l.** fa parte del gruppo VSB ([www.vsb.energy](http://www.vsb.energy)), multinazionale tedesca attiva da oltre vent'anni, che ha installato nel mondo oltre 1 GW di impianti da fonte rinnovabile. I dati della società proponente sono i seguenti:

Proponente:	<b>Rinnovabili Sud Due S.r.l.,</b>
Sede legale:	Via della Chimica 103; Potenza (PZ)
P.IVA e C.F.:	02079470767
Pec:	rinnovabilisuddue@pec.it
Tel.:	0971 281981

Tabella 3-1 Dati Società Proponente

L'energia rinnovabile è al centro del lavoro svolto dagli esperti del Gruppo VSB dal 1996. La piccola società di ingegneria si è gradualmente evoluta in un'azienda internazionale, che oggi opera con molte società di servizio e di scopo affiliate, quali la proponente, e da molte sedi nazionali e internazionali.

L'acronimo VSB rappresenta le parole latine per Vento, Sole e Bio-energia: Ventus, Sol, energia Biologica. Queste sono le Business Areas del Gruppo VSB ed è questo che guida la Società e le sue SPV affiliate dal 1996. Il motto di VSB e delle sue società di scopo è quello che si basa sulla volontà di usare le risorse naturali: in qualità di azienda indipendente leader, esse contribuiscono a creare un approvvigionamento energetico compatibile con l'ambiente e a risparmio di risorse. Il punto di forza della società è nello sviluppo e nella realizzazione di progetti di alta qualità dal punto di vista tecnico ed economico, investendo in un futuro verde, con particolare attenzione all'energia eolica e solare.

Le soluzioni proposte per le energie rinnovabili sono caratterizzate da:

- l'utilizzo delle più recenti tecnologie;
- i più alti standard qualitativi;
- coinvolgimento regionale e partner rinomati;
- miglioramento continuo del servizio.

Il Gruppo VSB - VSB Holding GmbH – e le sue società operano in Italia, Francia, Spagna, Grecia, Germania, Croazia, Polonia, Romania e Finlandia, e lavorano in stretta collaborazione per sfruttare tutte le sinergie, curando tutti gli aspetti progettuali e realizzativi di un'opera, con approfondita conoscenza a livello globale e locale, dalla consulenza, progettazione e sviluppo alla realizzazione, gestione e repowering, con l'ausilio di competenze, idee innovative e professionalità.



Figura 1 Gruppo Società Proponente

## 4 CARATTERISTICHE DELLA FONTE UTILIZZATA E PRODUCIBILITÀ ATTESA

### 4.1 Localizzazione geografica e Radiazione Solare

La zona di interesse progettuale è ubicata nella zona a est del territorio del **Comune di Gravina in Puglia**, nella parte settentrionale della provincia di Bari con opere connesse sempre in comune di Gravina in Puglia (BA).

Il Sito presenta un'altitudine media di 350 m.s.l.m. La zona interessata è caratterizzata da un buon irraggiamento, che rende il sito particolarmente adatto ad applicazioni di tipo fotovoltaico. L'irraggiamento è la quantità di energia solare incidente su una superficie unitaria in un determinato intervallo di tempo, e dipende dalla latitudine del luogo, crescendo quanto più ci si avvicina all'equatore; è influenzato, infine, dalle condizioni meteorologiche locali (temperatura, nuvolosità, ecc..).

Per il **Comune di Gravina in Puglia**, la radiazione globale annua sulla superficie orizzontale si attesta intorno ai **1650 kilowatt/m<sup>2</sup>**, corrispondente ad una produzione annua per kilowatt picco di **1436 kWh/1kWp** (in condizioni ottimali – PVgis), valori che fanno sì che la zona interessata sia particolarmente adatta a questa tipologia di impianti.

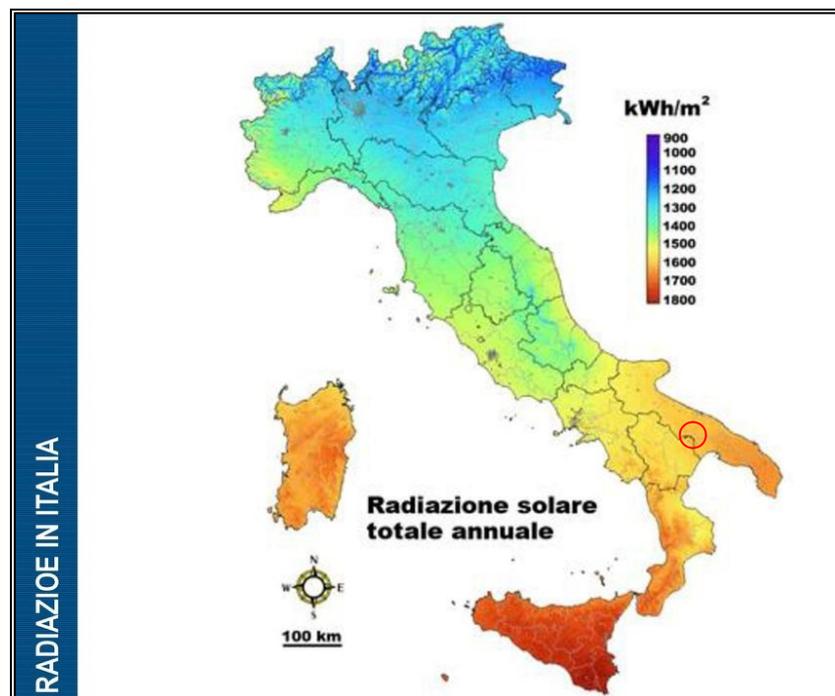


Figura 2 Mappa della radiazione solare totale annuale di Italia e localizzazione sito di interesse progettuale

La proposta progettuale si inserisce nel contesto nazionale ed internazionale come uno dei mezzi per contribuire al raggiungimento degli obiettivi che gli stessi strumenti di pianificazione nazionale ed internazionale si pongono, contribuendo in particolar modo alla riduzione delle emissioni atmosferiche nocive, come previsto dal protocollo di Kyoto del 1997 che anche l'Italia, come tutti i paesi della Comunità Europea, ha ratificato negli anni passati, e contribuendo agli obiettivi di decarbonizzazione prefissati.

Inoltre, per la sua peculiarità della tipologia agro voltaica, si inserisce nella più ampia ottica della conciliazione fra la produzione energetica da fonte rinnovabile con la tutela dell'ambiente e delle sue diverse componenti, la conservazione delle potenzialità del territorio e la produzione agricola.

Un parco fotovoltaico, quale impianto tecnologico su terra, ha la caratteristica di potersi adattare alle condizioni orografiche e morfologiche del terreno: il suo sviluppo è orizzontale, e si adatta al meglio alle condizioni orografiche e morfologiche del terreno, seguendone l'andamento, la morfologia e l'orografia.

Per l'impianto di progetto, in particolare, è previsto l'utilizzo di moduli fotovoltaici della più moderna tecnologia.

Inoltre, si inserirà nel contesto territoriale di interesse rispettandone le caratteristiche e la naturalità: l'installazione dei moduli seguirà l'andamento naturale del terreno, non interferirà negativamente con il territorio e con l'attuale assetto idro-geomorfologico del sito in quanto non occuperà gli alvei dei corsi d'acqua presenti e rispetterà il naturale deflusso delle dinamiche idrauliche presenti.

## 4.2 Analisi della Producibilità attesa

Le opere di progetto sono finalizzate a consentire la produzione di energia elettrica da sorgente fotovoltaica, nel rispetto delle condizioni per la sicurezza delle apparecchiature e delle persone.

Il parco fotovoltaico, della potenza complessiva totale di **24,814 MW** è suddiviso in sottocampi aventi moduli fotovoltaici a struttura ad inseguimento solare.

Esso è costituito da stringhe. Una stringa è formata da moduli collegati in serie, pertanto, la tensione di stringa è data dalla somma delle tensioni a vuoto dei singoli moduli, mentre la corrente di stringa coincide con la corrente del singolo modulo.

Il rendimento di un pannello (modulo) è la quantità di energia solare che un pannello riesce a convertire in energia elettrica per unità di superficie, ed è sempre il massimo rendimento alle condizioni standard STC (Standard Test Condition). La produzione di energia elettrica è stimata considerando una vita utile dell'impianto pari a 30 anni, sulla base delle simulazioni condotte utilizzando il database PVgis:

Pertanto, considerando una producibilità attesa di **1436 kWh/kWp/anno**, la produzione di energia elettrica si attesta in **35,632 GWh/anno**, per una produzione complessiva attesa in 30 anni che si attesta attorno ai 1068,96 GWh.

## 5 DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO, DELLE FASI, DEI TEMPI E DELLE MODALITÀ DI ESECUZIONE DEI LAVORI

La realizzazione del progetto proposto richiederà l'esecuzione di alcune opere civili, quali le opere di recinzione, le opere di basamento delle cabine/prefabbricati/shelter, accessi, cunicoli per cavi, ecc., oltre alla realizzazione/installazione dell'impianto fotovoltaico nel senso stretto del termine. Per quest'ultimo, invece, le strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici non richiederanno particolari opere civili, in quanto la struttura di sostegno dei moduli fotovoltaici sarà ancorata a terra mediante pali battuti fino a profondità idonee.

Pertanto, la realizzazione del progetto, nella sua totalità delle opere, prevede una serie articolata di lavorazioni che sono complementari fra di loro, e che possono essere sintetizzate mediante una sequenza di fasi di lavorazione che risulta determinata dall'evoluzione logica, ma non necessariamente temporale.

- 1) fase iniziale: "cantierizzazione" dell'area, attraverso, innanzitutto, rilievi in sito e, successivamente, realizzazione delle piste d'accesso alle aree del campo agro-fotovoltaico. Subito dopo si realizzerà l'allestimento dell'area di cantiere recintata ed il posizionamento dei moduli di cantiere. In detta area di cantiere, sin da questa fase iniziale sarà garantita una fornitura di energia elettrica e di acqua;
- 2) realizzazione delle strade interne all'impianto (perimetrali e trasversali) e delle piazzole antistanti le cabine elettriche;
- 3) realizzazione degli scavi per le platee di fondazione delle cabine elettriche;
- 4) eventuali opere di regimazione delle acque;
- 5) trasporto delle componenti dell'impianto (moduli fotovoltaici, strutture di sostegno, cabine elettriche prefabbricate) e posa in opera ed assemblaggio dei componenti interni;
- 6) tracciamento della posizione dei pali di sostegno delle strutture metalliche dei moduli fotovoltaici (tracker);
- 7) montaggio strutture metalliche di sostegno dei moduli fotovoltaici mediante l'infissione diretta dei pali di sostegno delle stesse a mezzo di idoneo mezzo battipalo;
- 8) realizzazione dei cavidotti interrati sia di Media Tensione (MT a 36 kV) che di Bassa Tensione (BT);
- 9) montaggio moduli fotovoltaici e collegamenti elettrici alle cabine di campo;
- 10) realizzazione cavidotto MT esterno di collegamento all'impianto di accumulo elettrochimico ed alla SE Terna;
- 11) realizzazione recinzione ed impianto illuminazione;
- 12) Posa in opera tubazione principale e secondaria dell'impianto irriguo;
- 13) opere di dismissione cantiere e ripristino e mitigazione ambientale: il trasporto a rifiuto degli inerti utilizzati per la realizzazione del fondo delle aree di lavoro e posa di terreno vegetale allo scopo di favorire l'inerbimento e comunque il ripristino delle condizioni ante operam;
- 14) collaudi elettrici e Start Up dell'Impianto;
- 15) lavorazioni del terreno propedeutiche alla successiva coltivazione (aree interne ed esterne);
- 16) operazioni di semina e/o messa a dimora delle colture previste.

Parallelamente alle fasi descritte, saranno condotte le lavorazioni di realizzazione dell'impianto di accumulo elettrochimico e delle altre opere indispensabili alla connessione (stazione SE Terna e cavidotto di collegamento allo stallo assegnato).

## 5.1 Descrizione delle Opere di Progetto

Il progetto proposto riguarda la realizzazione di un impianto agro-fotovoltaico da realizzarsi alla Località Pescarella in comune di Gravina in Puglia (BA) con opere connesse nello stesso comune alla località San Domenico.

Più nello specifico, il progetto riguarda la realizzazione un impianto per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile con potenza complessiva pari a **24,814 MW**. Le caratteristiche principali dell'impianto sono:

Estensione (ha)	Potenza (MW)	Rapporto ha / MW	Ubicazione NCT
45,51	24,814	1,83	Fogli 91 e 108 (Gravina in Puglia)

Da un punto di vista elettrico, il sistema fotovoltaico all'interno dell'impianto è costituito da stringhe.

Una stringa è formata da moduli collegati in serie, pertanto, la tensione di stringa è data dalla somma delle tensioni a vuoto dei singoli moduli, mentre la corrente di stringa coincide con la corrente del singolo modulo.

L'energia prodotta dai moduli fotovoltaici, raggruppati in stringhe, viene prima raccolta all'interno dei quadri di stringa, e da questi viene poi trasferita all'interno delle cabine di conversione e quindi successivamente nelle cabine trafo dove avviene l'innalzamento di tensione sino a 36 kV. L'impianto è formato da 10 sottocampi di cui si riportano di seguito le caratteristiche.

Lotto Terreno	$P_{tot}$ [MW]	Cabine di campo	N° di moduli	P [MW]
1	5,70	1	4227	2,853
		2	4224	2,851
2	10,94	3	3240	2,187
		4	3240	2,187
		5	3240	2,187
		6	3240	2,187
		7	3240	2,187
3	8,17	8	4037	2,725
		9	4037	2,725
		10	4037	2,725
<b>TOTALE</b>	<b>16,639</b>	<b>10+10 (cab. inverter + cab. trafo)</b>	<b>36762</b>	<b>24,814</b>

Dai sottocampi l'energia prodotta viene trasportata nella **Cabina di Raccolta (CdR)**, posizionata all'interno dell'impianto.

**Si precisa inoltre che in fase di progettazione esecutiva si potrà adottare una configurazione impiantistica differente.**

In estrema sintesi l'Impianto sarà composto da:

- 1) **36763 moduli fotovoltaici** in silicio monocristallino (collettori solari) di potenza massima unitaria pari a 675 Wp, installati su **strutture di tipo fisse**.
- 2) **10 cabine di campo prefabbricate** contenenti il gruppo conversione (inverter);
- 3) **10 cabine di campo prefabbricate** contenenti il gruppo trasformazione;
- 4) **1 Una Cabina di Raccolta e gestione impianto**, in cui viene raccolta tutta l'energia prodotta dall'impianto e gestito l'impianto;
- 5) **Cavidotti media tensione interni** per il trasporto dell'energia elettrica dalle cabine di trasformazione dai vari sottocampi alla *Cabina di Raccolta*;
- 6) **Cavidotto media tensione esterno**, per il trasporto dell'energia dalla *Cabina di Raccolta* sino all'impianto di accumulo elettrochimico e quindi alla SE Terna.
- 7) **Impianti ausiliari** (illuminazione, monitoraggio e controllo, sistema di allarme anti-intrusione e videosorveglianza, sistemi di allarme antincendio).
- 8) **Impianto di accumulo elettrochimico** della Potenza di **10 MW** e capacità **20 MWh**. L'impianto verrà realizzato in area limitrofa all'area dell'impianto di generazione.

La Soluzione Tecnica Minima Generale di connessione prevista con la **STGM proposta da Terna** con **Codice Pratica: 202200327** prevede che l'impianto venga collegato in antenna a 36 kV su una futura Stazione Elettrica (SE) della RTN a 380/150 kV da inserire in entra-esce alla linea RTN a 380 kV "Genzano 380 – Matera 380".

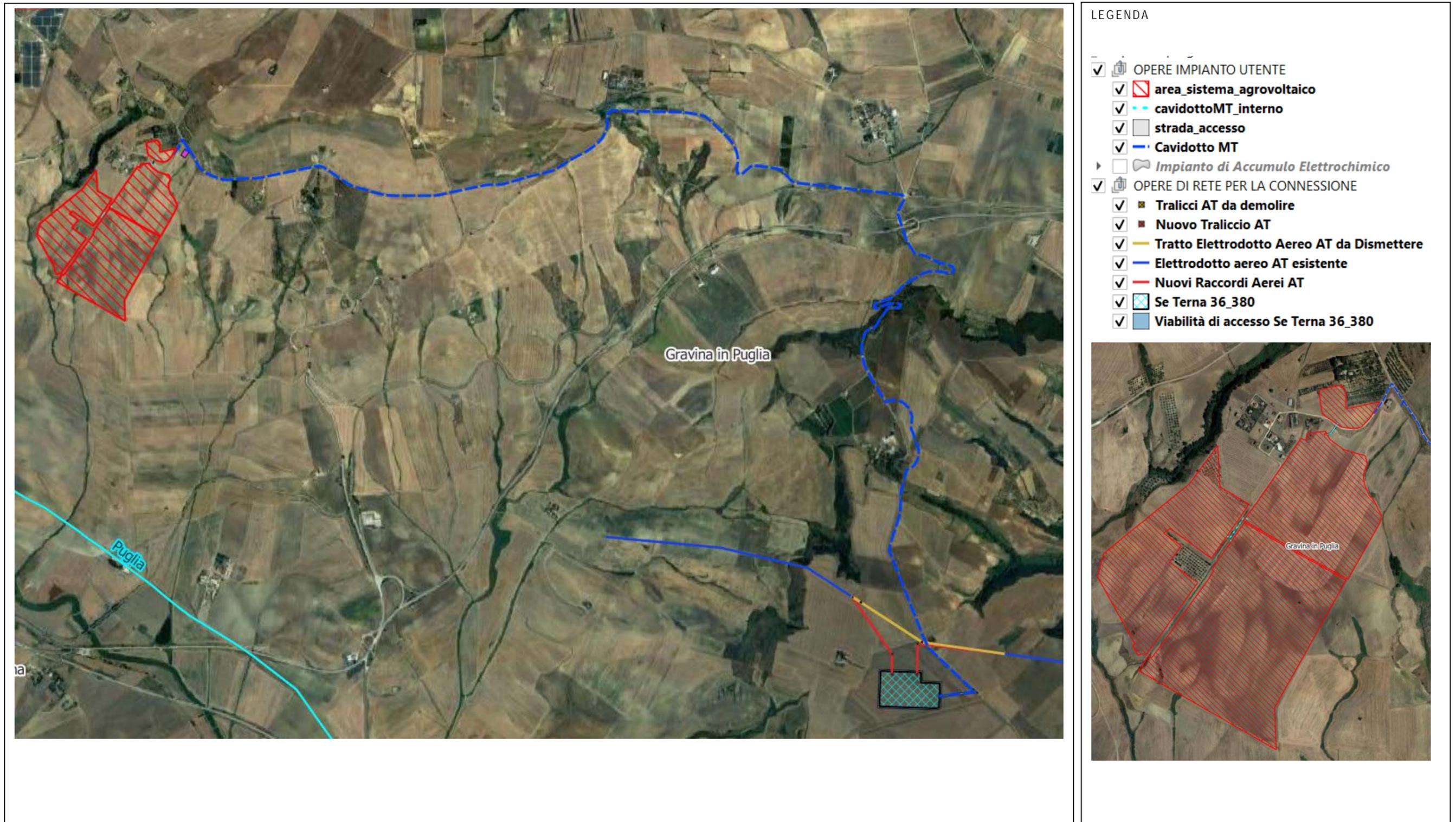


Figura 3 Inquadramento su orotofoto

Si riporta di seguito uno stralcio del layout dell'impianto di generazione.

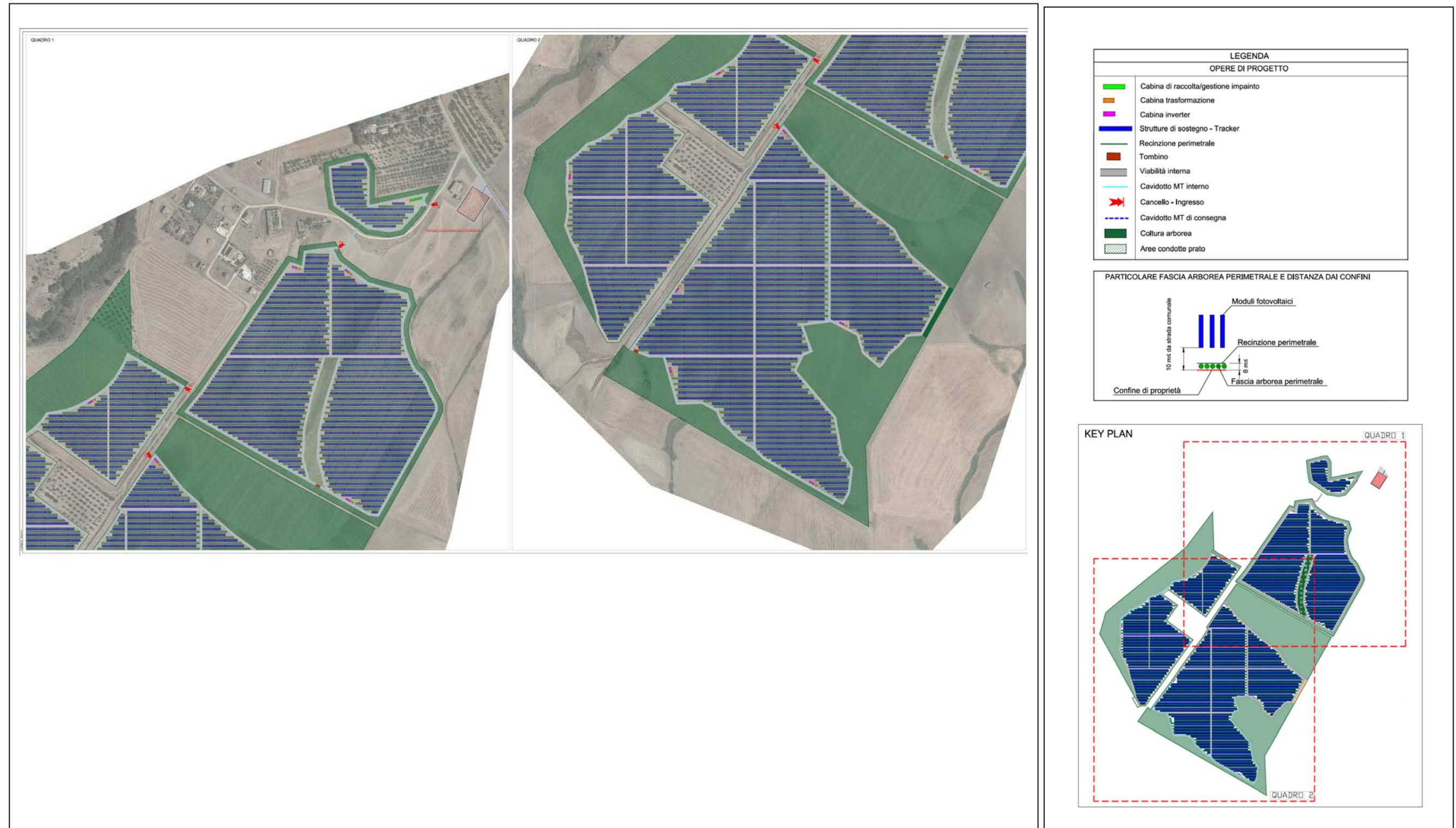


Figura 4 Layout impianto

Il Layout di impianto studiato, prevede una buona fruibilità e flessibilità relativamente al profilo agricolo, sia in termini di accessibilità delle macchine agricole che di scelta delle colture e delle metodologie di coltivazione. Inoltre, il posizionamento dei pannelli secondo file parallele ed equidistanti consente di organizzare razionalmente il piano colturale e le operazioni agricole necessarie. Maggiori dettagli si possono evincere dagli elaborati grafici allegati al progetto.

### 5.1.1 Piano colturale progetto agrivoltaico

La proposta progettuale è di mantenere le scelte colturali il più possibile, anche per non sconvolgere gli ordinamenti tradizionalmente presenti, fatta eccezione per le colture che manifestamente non possono adattarsi al sistema agrivoltaico

Le scelte progettuali si sono orientate verso:

- l'inserimento di **superfici ad arboricoltura ad altissima densità** ad Oliveto e Mandorleto superintensivi, inserita sulle aree libere dall'impianto e coltivate in filari in modo da consentire un mantenimento di area produttiva e allo stesso tempo una funzione paesaggistica;
- l'introduzione dell'**Apicoltura**, con l'eventuale immissione di specie mellifere e la realizzazione di un **prato polifita** nelle interfile per garantire il sostentamento alle api, corredata da una serie di interventi descritti nella presente relazione, volta a permettere l'esercizio di una attività che ricada nel comparto agricolo, senza rinunciare alla strategica produzione di energia elettrica, presupposto irrinunciabile nel caso della realizzazione di un impianto agrofotovoltaico.

La conduzione zootecnica delle api, denominata apicoltura, è considerata a tutti gli effetti attività agricola ai sensi dell'**articolo 2135 del C.C.** ove sono considerate attività esercitate dall'imprenditore agricolo *coltivazione del fondo, selvicoltura, allevamento di animali e attività connesse, cioè le attività dirette alla cura ed allo sviluppo di un ciclo biologico o di una fase necessaria del ciclo stesso, di carattere vegetale o animale, che utilizzano o possono utilizzare il fondo, il bosco o le acque dolci, salmastre o marine. Si intendono comunque connesse le attività, esercitate dal medesimo imprenditore agricolo, dirette alla manipolazione, conservazione, trasformazione, commercializzazione e valorizzazione che abbiano ad oggetto prodotti ottenuti prevalentemente dalla coltivazione del fondo o del bosco o dall'allevamento di animali, nonché le attività dirette alla fornitura di beni o servizi mediante l'utilizzazione prevalente di attrezzature o risorse dell'azienda*

normalmente impiegate nell'attività agricola esercitata (omissis)".

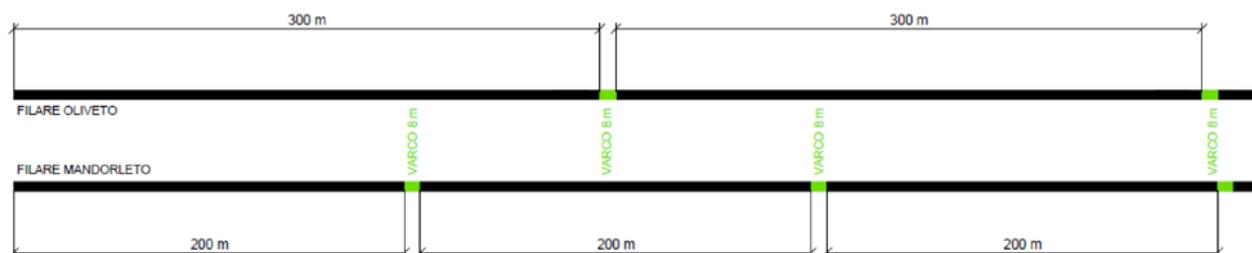
	u.m.	LOTTO 1	LOTTO 2	LOTTO 3	TOTALE
S <sub>tot</sub>	ha	11,5061	21,6462	12,3576	45,5099
MODULI GLC - Potenza	kWp	0,675	0,675	0,675	
N° pannelli per blocco	n	3	3	3	
Dimensione moduli larghezza	m	1,303	1,303	1,303	
Dimensione moduli lunghezza	m	2,384	2,384	2,384	
Dimensione blocco 3 pannelli larghezza	m	4,072	4,072	4,072	
Pendenza	°	30	30	30	
Proiezione a terra blocco 3 pannelli larghezza	m	3,5265	3,5265	3,5265	
N° moduli	n	8451	16200	12111	36762
Potenza lotto	kWp	5704,425	10935	8174,925	24814,35
N° blocchi da 3 moduli	n	2817	5400	4037	12254
Lunghezza stringhe	m	6715,728	12873,6	9624,208	29213,54
Area proiezione a terra moduli (S <sub>pv</sub> )	m <sup>2</sup>	23683,01479	45398,75	33939,77	103021,5
Area proiezione a terra moduli (S <sub>pv</sub> )	ha	2,368301479	4,539875	3,393977	10,30215
Lunghezza filari prato	m	6951,055	12994,58	10004,37	29950
Larghezza filari prato	m	6,2	6,2	6,2	
Area a prato	ha	4,3096541	8,05664	6,202708	18,569
Area ad arboreto	ha	3,9231	7,968	1,9111	13,8022
Superficie agricola (S <sub>agricola</sub> )	ha	8,2327541	16,02464	8,113808	32,3712
<b>Requisito A: l'impianto si definisce "agrivoltaico"</b>					
A.1 S <sub>agricola</sub> /S <sub>tot</sub> > 70%	%	71,55%	74,03%	65,66%	71,13%
A.2 LAOR (S <sub>pv</sub> /S <sub>tot</sub> ) < 40%	%	20,58%	20,97%	27,46%	22,64%
<b>Requisito B: Il sistema agrivoltaico è esercito in maniera da garantire la produzione di energia elettrica e prodotti agricoli</b>					
	GWh/anno	GWh/ha/anno			
Produttività annua FVagri	35,632	0,782950523			
Produttività annua FVstandard	44,500	0,977809224			
FVagri/FVstandard (>0,6)		0,80			

Tabella 5-1 Tabella riepilogativa campi di coltivazione ed estensione

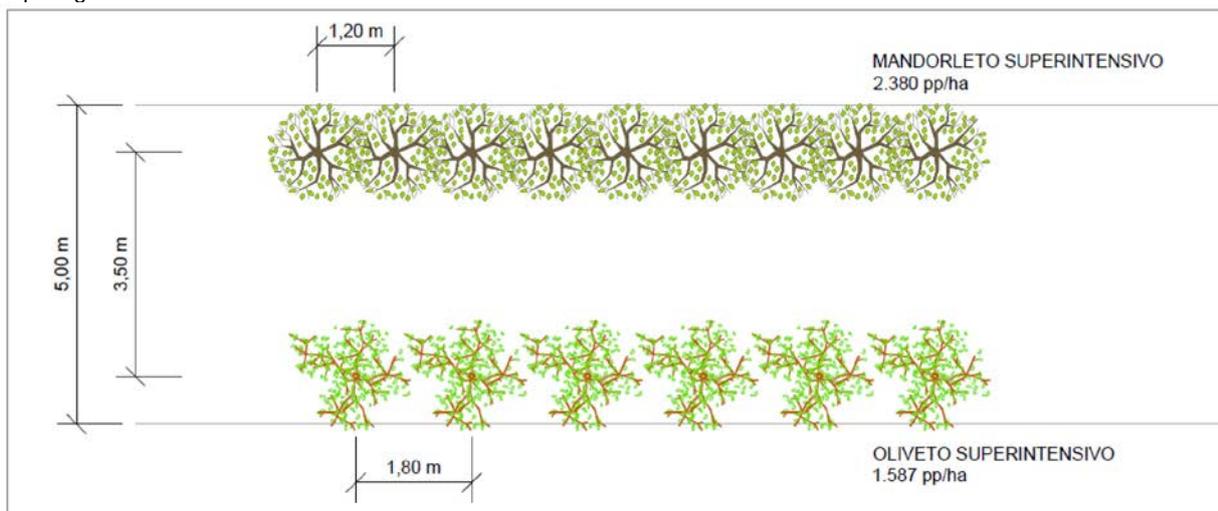
Le superfici ad arboricoltura ad altissima densità ad Oliveto e Mandorleto superintensivi in filari sono costituita da colture arboree che consentono un mantenimento di area produttiva offrendo anche una funzione paesaggistica.

La scelta progettuale è caduta su sistemi produttivi ad altissima densità, combinando una fila di mandorlo con una di ulivo. Sulla stessa fila, al fine di consentire un servizio logistico adeguato, si prevede la realizzazione ogni 300 m di un varco di ca 8 m sull'uliveto, e ogni 200 m sul mandorleto, in grado di consentire la fuoriuscita della raccogliatrice scavallatrice ed il suo inserimento lungo filare. In corrispondenza di tale suddivisione, anche l'impianto irriguo verrà impostato considerando che la distanza massima utile per una ala gocciolante è di 300 m. per garantire una uniforme distribuzione delle portate sulla tratta.

Ovviamente queste colture richiedono una attenzione particolare alla meccanizzazione agricola ed alla logistica di manovra dei mezzi, aspetti che vengono trattati nello schema seguente, in cui vengono riportati gli elementi di maggior interesse e le dimensioni caratteristiche dei cantieri più significativi e presenti nell'area.



Le due file parallele sono poste a 3,50 m, sono rettilinee per consentire una raccolta meccanizzata, e sulla fila le due specie sono così collocate: interdistanza sulla fila a 1,20 m per i mandorli e a 1,80 m per gli olivi.



I sestri di impianto sono quindi:

SPECIE	DISTANZE SULLA FILA	DENSITA' DI IMPIANTO
OLIVO	1.80 m	1.587 pp/ha
MANDORLO	1.20 m	2.380 pp/ha

I sistemi vengono irrigati con manichette da 22 mm, poste su pali di sostegno altezza 100 cm fuori terra (150 cm totali), con filo tutore in ferro da 3 mm di supporto e collegamento tra i pali, sollevati da terra, e posti con distanza di ca 10 m sulla fila. I gocciolatori autocompensanti hanno una portata di 1,2 l/h, posti a 50 cm uno dall'altro.

I sistemi ad altissima densità consentono di ottenere una produzione da raccolta meccanica, e quindi con tecniche produttive che non richiedono intensità di manodopera eccessive. La capacità produttiva è di all'incirca 55 qli/ha di olive e di 50 qli/ha di mandorle in guscio (ca. 16,5 qli/ha di mandorle sgusciate).

Per maggiori dettagli riguardanti sia il piano colturale che la relativa analisi costi/benefici si rimanda allo studio pedo-agronomico e ai relativi elaborati allegati al progetto.

## 6 VALORE COMPLESSIVO DELLE OPERE DA REALIZZARE

Al fine di valutare il costo di realizzazione delle opere di progetto, è stato redatto computo metrico estimativo delle opere da realizzare, corredato da quadro economico che, a sua volta include, tutti i costi associati all'iniziativa proposta.

Dal Computo metrico estimativo degli interventi previsti per la realizzazione dell'impianto allegato al progetto si evince che il costo degli stessi ammonta ad **€14.888.807,26**; l'ammontare del costo dei lavori, comprensivo anche delle opere connesse, ammonta ad **€14.919.407,26**.

Dal quadro economico redatto ed allegato al progetto, si evince che il "Valore complessivo dell'opera", comprensivo di tutte le voci interessate alla realizzazione del progetto (spese generali, imprevisti, oneri, opere connesse, progettazione, sicurezza, ecc.), ammonta ad **€ 16.554.700,77 (IVA esclusa)**.

In merito si specifica che gli **oneri versati** per l'avvio del procedimento sono stati calcolati sul **valore complessivo dell'opera comprensivo di IVA (ovvero su €20.196.734,93 IVA inclusa)**.

Per ulteriori dettagli si rimanda al computo metrico e al quadro economico per la realizzazione dell'opera allegati al progetto.

QUADRO ECONOMICO GENERALE			
Valore complessivo dell'opera privata			
DESCRIZIONE	IMPORTI IN €	IVA %	TOTALE € (IVA compresa)
<b>A) COSTO DEI LAVORI</b>			
A.1) Interventi previsti	14 888 807,26	22,00	18 164 344,86
A.2) Oneri di sicurezza	446 664,22	22,00	544 930,35
A.3) Opere di mitigazione	50 000,00	22,00	61 000,00
A.4) Spese previste da Studio di Impatto Ambientale, Studio Preliminare Ambientale e Progetto di Monitoraggio Ambientale	100 000,00	22,00	122 000,00
A.5) Opere connesse	30 600,00	22,00	37 332,00
<b>TOTALE A</b>	<b>15 516 071,48</b>		<b>18 929 607,20</b>
<b>B) SPESE GENERALI</b>			
B.1) Spese tecniche relative alla progettazione, ivi inclusa la redazione dello studio di impatto ambientale o dello studio preliminare ambientale e del progetto di monitoraggio ambientale, alle necessarie attività preliminari, al coordinamento della sicurezza in fase di progettazione, alle conferenze di servizi, alla direzione lavori e al coordinamento della sicurezza in fase di esecuzione, all'assistenza giornaliera e contabilità,	620 642,86	22,00	757 184,29
B.2) Spese consulenza e supporto tecnico	40 000,00	22,00	48 800,00
B.3) Collaudo tecnico e amministrativo, collaudo statico ed altri eventuali collaudi specialistici	120 000,00	22,00	146 400,00
B.4) Spese per Rilievi, accertamenti, prove di laboratorio, indagini <i>(includere le spese per le attività di monitoraggio ambientale)</i>	40 000,00	22,00	48 800,00
B.5) Oneri di legge su spese tecniche B.1), B.2), B.4) e collaudi B.3)	32 825,71	22,00	40 047,37
B.6) Im previsti	155 160,71	22,00	189 296,07
B.7) Spese varie	30 000,00	22,00	36 600,00
<b>TOTALE B</b>	<b>1 038 629,29</b>		<b>1 267 127,73</b>
C) eventuali altre imposte e contributi dovuti per legge (...specificare) oppure indicazione della disposizione relativa l'eventuale esonero.	0,00	0,00	0,00
<b>"Valore complessivo dell'opera"</b>	<b>16 554 700,77</b>		<b>20 196 734,93</b>
<b>TOTALE (A + B + C)</b>			

Figura 5 – Quadro economico di progetto

## 6.1 Cronoprogramma delle Lavorazioni

La costruzione dell'impianto sarà avviata immediatamente dopo l'ottenimento dell'Autorizzazione Unica, previa redazione del progetto esecutivo, insieme con i lavori di connessione.

Si stima una durata del cantiere di circa 12 mesi, comprendendo il Commissioning, ovvero la fase dei collaudi e prove. Tale previsione è suscettibile di variazioni, conseguenti della reale forza lavoro che sarà disponibile in fase esecutiva di cantiere. Si riporta di seguito il cronoprogramma dei lavori.





## 7 OPERE CIVILI - LATO UTENTE

La realizzazione del progetto proposto richiederà l'esecuzione di alcune opere civili, quali le opere di recinzione, le opere di basamento delle cabine/prefabbricati/shelter, accessi, viabilità interna, scavi trincee per cavidotti ecc. Nei paragrafi seguenti si descrivono le opere civili necessarie alla realizzazione dell'impianto.

### 7.1 Approntamento aree di cantiere

Le opere preliminari di sistemazione del suolo servono a garantire l'inquadramento dell'area di progetto, buona praticabilità del sito, stabilità al posizionamento delle strutture e ad evitare qualunque tipo di dissesto di ordine idrogeologico. Si provvederà a convogliare le acque meteoriche nei luoghi di deflusso naturale, avendo cura di non modificare il normale deflusso, sia prima che dopo l'esecuzione degli interventi, realizzando, allo stesso tempo, ove necessario, le opere di regimazione idrauliche.

Tali operazioni permetteranno di procedere con l'individuazione delle diverse aree di cantiere che sono:

- area di ingresso;
- area di stoccaggio materiali e componenti dell'impianto (da approntare all'interno dell'area dell'impianto di generazione);
- viabilità interna di servizio.

### 7.2 Fabbricati

I fabbricati/manufatti cabina si rendono necessari per alloggiare alcuni componenti elettrici che, per loro natura e costituzione non possono stare all'esterno, quali Inverter, trasformatori, quadri elettrici.

#### **Area impianto di generazione**

Nell'area dell'impianto di generazione verranno installati i seguenti manufatti prefabbricati in c.a.v. (cemento armato vibrato):

- cabine di trasformazione;
- cabine di conversione (Inverter);
- cabina di raccolta e gestione impianto;

I prefabbricati in c.a.v. (cemento armato vibrato) sono strutture monolitiche a comportamento scatolare; sono realizzati con un processo di costruzione che permette un'ampia versatilità di soluzioni per ogni tipo di esigenza di installazione.

Le caratteristiche costruttive, garantendo un'elevata resistenza al carico dei pavimenti, permettono anche la movimentazione ed il trasporto dei manufatti completi delle apparecchiature.

Figura 7 Planimetria e prospetto della Cabina di Trasformazione e Cabina inverter

Figura 8 Planimetria e prospetto della Cabina di Raccolta R1

Le pareti delle cabine elencate avranno spessori compresi tra i 7 e gli 8 cm ed avranno le seguenti caratteristiche:



- le strutture verranno realizzate con cemento Portland 525 dosato a 350 kg additivato con fluidificanti e impermeabilizzanti; Il calcestruzzo avrà una resistenza caratteristica Rck 40 Mpa.
- l'armatura sarà costituita da una doppia maglia di rete elettrosaldata B450C con carico di snervamento superiore a 450 N/mm<sup>2</sup> in modo tale da garantire i carichi di progetto.

Il tetto, di spessore minimo pari a 8 cm, a corpo unico con la struttura del chiosco, è impermeabilizzato con guaina bituminosa in poliestere applicata a caldo. Esso verrà armato con doppia rete ed è calcolato per un carico accidentale distribuito pari 300 Kg/mq.

Il pavimento, di spessore minimo pari 10 cm, verrà calcolato per sopportare un carico accidentale (costituito dalle apparecchiature e dal personale che effettuerà le manutenzioni) uniformemente distribuito di 600 kg/mq + 3000 Kg concentrati in mezzeria. Il peso dell'intero manufatto è di circa 3000 kg/ml.

Le vasche di fondazione in CAV sono realizzate in monoblocco in modo da creare una vasca stagna sottostante tutto il locale. Esse hanno altezza esterna compresa tra 60 - 90 cm., altezza interna 50 o 75 cm. e pareti spessore 15 cm, sono fornite complete di fori a frattura prestabilita con flange stagne in pvc per il passaggio dei cavi sui quattro lati.

Il progetto standard delle strutture verrà elaborato in conformità alle prescrizioni alle Norme Tecniche per le Costruzioni NTC2018 considerando i seguenti parametri di spettro:

Tipo di costruzione: Opere ordinarie - Vita nominale: 50 anni. - Classe d'uso: Classe II. - Coefficiente d'uso: 1,0 - Categoria di sottosuolo: B - Valori di accelerazione Ag/g (Tr=50) 0.3500

Per i particolari tecnici e dimensionali di dettaglio si rimanda alla tavola contenete i dettagli architettonici delle cabine.

Di seguito vengono riportati degli esempi di cabine in CAV.



Figura 9 Vasca di fondazione in CAV



Figura 10 cabina in CAV

Si precisa che in fase di progettazione esecutiva potranno essere adottate soluzioni differenti in merito alla tipologia delle cabine, shelter anziché cabine in CAV. La cabina tipo shelter, interamente prefabbricata, verrà realizzata mediante l'utilizzo di idonei profilati ad uso strutturale (ad es. profilati di acciaio, lamiera grecata, etc.), completi di idoneo e duraturo sistema di protezione superficiale (ad es. zincatura a caldo secondo UNI ISO 1461, verniciatura, etc) opportunamente dimensionati e posti in opera, per consentire l'alloggiamento e il fissaggio delle pareti perimetrali. Si potrà altresì optare per l'impiego di power station preassemblate e poggiate su fondazioni gettate in opera.

### **Impianto di accumulo elettrochimico**

Per l'impianto di accumulo elettrochimico si adotteranno cabine tipo shelter.

I container saranno progettati per ospitare le apparecchiature elettriche, garantendo idonee segregazioni per le vie cavi (canalizzazioni e pavimento flottante), isolamento termico e separazione degli ambienti, spazi di manutenzione e accessibilità dall'esterno. I container rispetteranno i seguenti requisiti:

- resistenza al fuoco REI 120;
- contenimento di qualunque fuga di gas o perdita di elettrolita dalle batterie in caso di incidente;
- segregazione delle vie cavi (canalizzazioni e pavimento flottante), adeguati spazi di manutenzione e accessibilità dall'esterno ai singoli compartimenti;
- isolamento termico in poliuretano o lana minerale a basso coefficiente di scambio termico;
- pareti di separazione tra i diversi ambienti funzionali (stanze o locali);
- porte di accesso adeguate all'inserimento / estrazione di tutte le apparecchiature (standard ISO + modifica fornitore) e alle esigenze di manutenzione;
- i locali batterie saranno climatizzati con condizionatori elettrici "HVAC". Ogni container sarà equipaggiato con minimo due unità condizionatori;
- particolare cura sarà posta nella sigillatura della base del container batterie. Per il locale rack batterie saranno realizzati setti sottopavimento adeguati alla formazione di un vascone di contenimento, che impedisca la dispersione di elettrolita nel caso incidentale;
- sicurezza degli accessi: i container sono caratterizzati da elevata robustezza, tutte le porte saranno in acciaio rinforzato e dotate di dispositivi antintrusione a prevenire l'accesso da parte di non autorizzati.

I container batterie e Inverter saranno appoggiati su una struttura in cemento armato, tipicamente costituita da una platea di fondazione appositamente dimensionata in base all'attuale normativa NTC 2018.

La quota di appoggio dei container sarà posta a circa 30/50 cm dal piano di campagna, al fine di evitare il contatto dei container con il suolo e con l'umidità in caso di pioggia. La superficie della stazione di accumulo verrà pavimentata con bitume e dotata di apposito impianto di trattamento delle acque di pioggia.

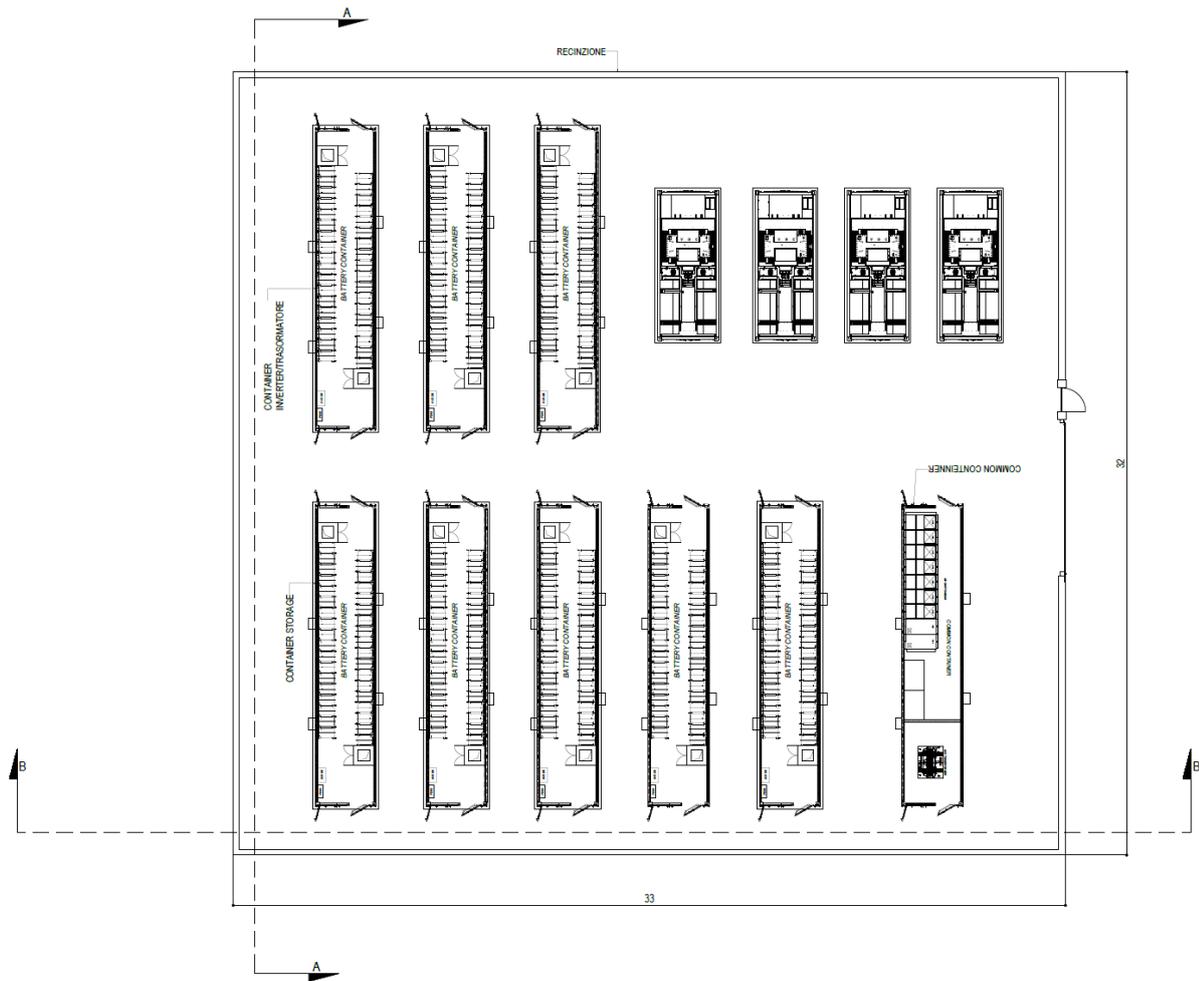


Figura 11 Planimetria impianto di accumulo elettrochimico

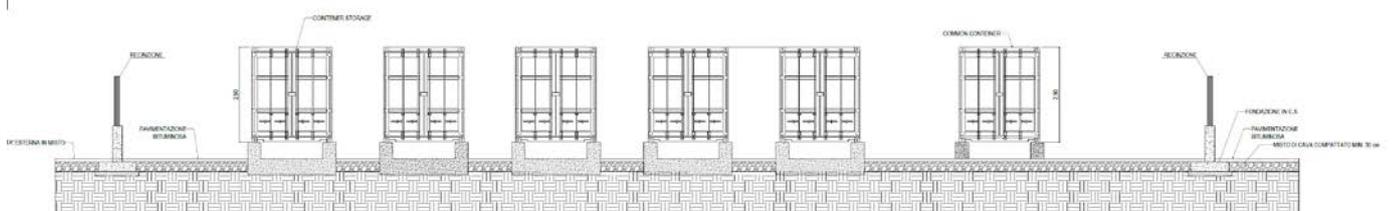


Figura 12 Sezioni B-B impianto di accumulo

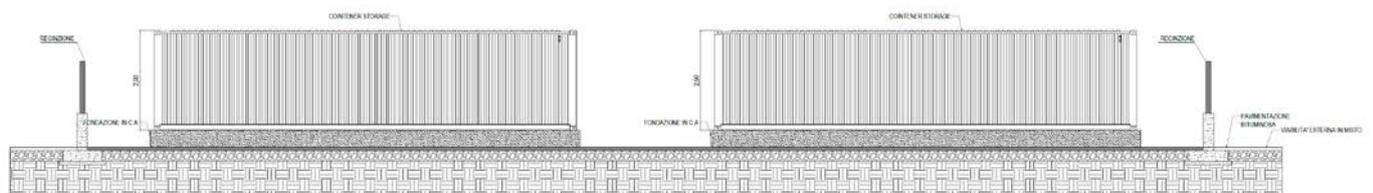


Figura 13 Sezioni A-A impianto di accumulo

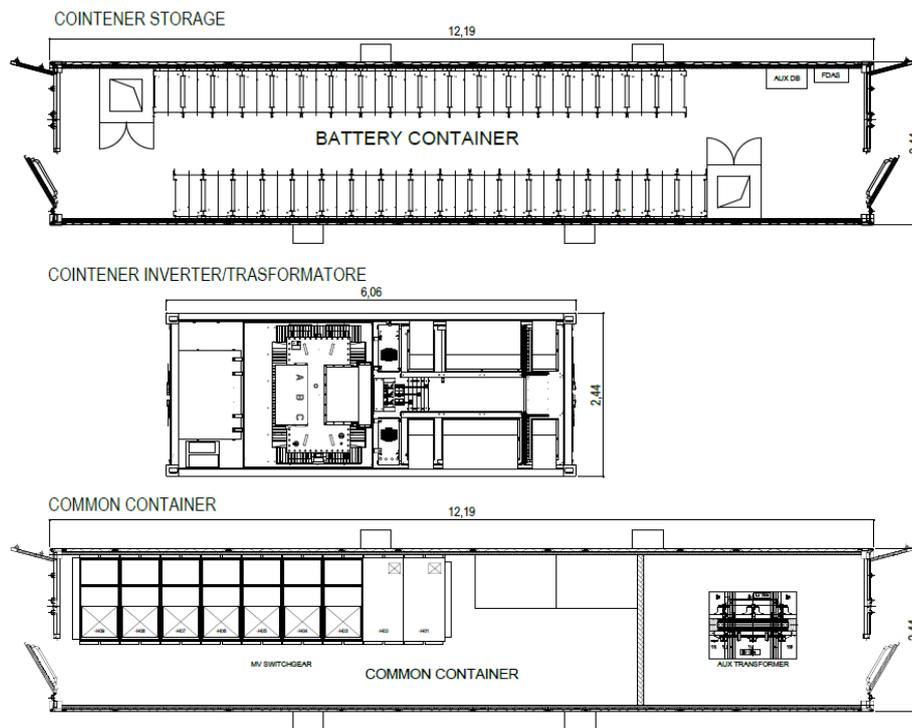


Figura 14 Pianta container

L'impianto si compone di N° 8 container storage batterie; N°4 container inverter/trasformatore; N° 1 container di gestione.

### 7.3 Strutture di sostegno dei moduli

I moduli fotovoltaici verranno fissati ad una struttura di sostegno del tipo fissa. Le strutture sono costituite da profili metallici in acciaio zincato a caldo opportunamente dimensionati, che verranno posizionati infissi nel terreno mediante battitura dei ritti di sostegno. Si riporta di seguito una sezione della struttura. Essi avranno un'altezza dal suolo massima nel punto più basso pari a 1,00 m.

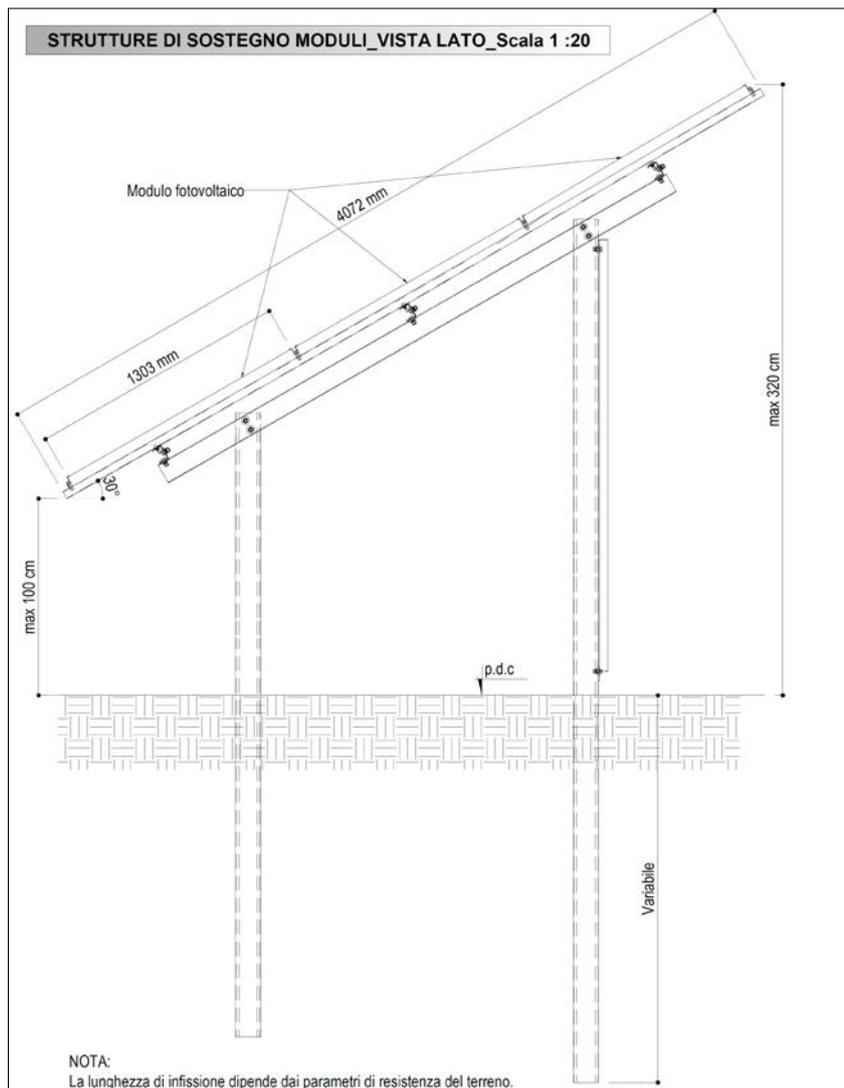


Figura 15 Sezione struttura di sostegno

Le dimensioni indicate in figura si riferiscono all'installazione del modulo GLC da 675w (dim. 1303x2384 mm); in fase esecutiva potrebbero essere adottati moduli con dimensioni differenti; pertanto le dimensioni del tracker potrebbe subire lievi incrementi; l'altezza massima non potrà comunque essere maggiore di 3,20 m.

L'interfilare tra le strutture di sostegno verrà condotto a prato come da piano agronomico allegato al progetto. Si riporta di seguito uno stralcio della tavola grafica.

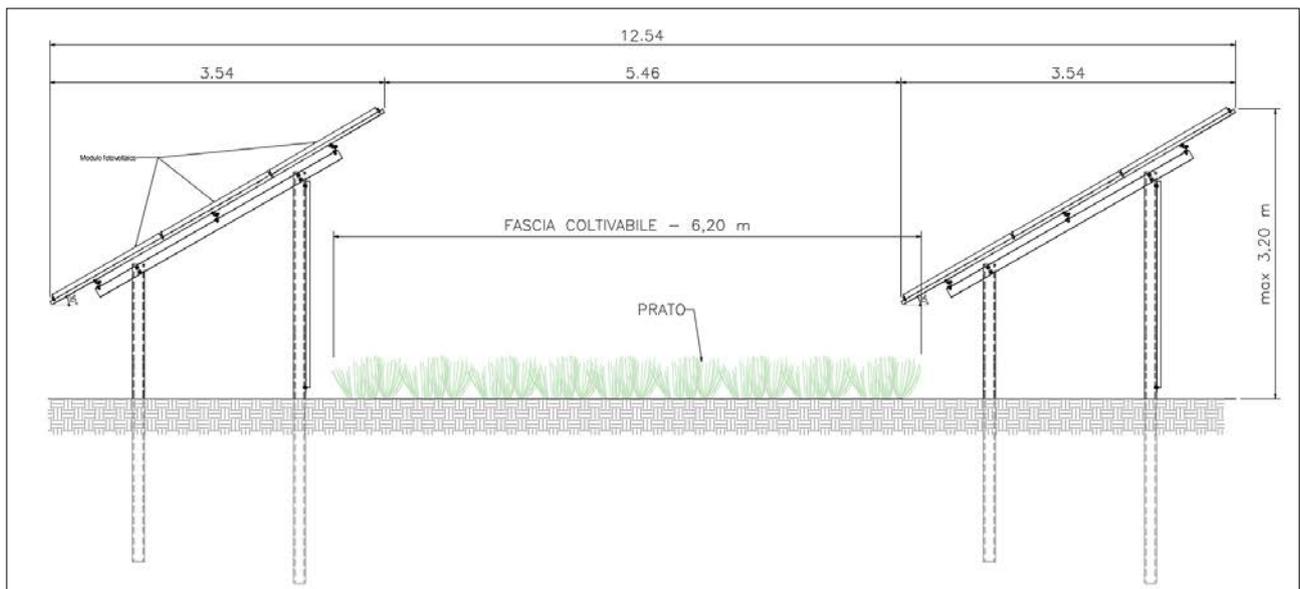


Figura 16 Interasse tra le strutture

## 7.4 Preparazione del terreno sull'area dell'impianto di generazione

L'area occupata dall'impianto di generazione sarà interessata da una minima movimentazione di terreno legata alla realizzazione della viabilità interna, alla realizzazione dei cavidotti ed al posizionamento dei manufatti cabine. I filari fotovoltaici saranno posizionati seguendo l'attuale andamento altimetrico del terreno, ovvero senza eseguire operazioni di livellamento.

I movimenti terra sono quantificati nella relazione "Terre e rocce da scavo" allegata al progetto.

## 7.5 Preparazione del terreno area impianto di accumulo

L'area su cui verrà realizzato l'impianto di accumulo elettrochimico, si presenta nella sua configurazione naturale in lieve pendenza. Sarà perciò necessario soltanto un minimo intervento di regolarizzazione con movimenti di terra molto contenuti per preparare l'area ( si compenseranno steri e riporti in modo da minimizzare l'eccesso da smaltire in discarica).

L'area sarà dapprima scoticata e livellata asportando un idoneo spessore di materiale vegetale (variabile dai 20 ai 30 cm); lo stesso verrà temporaneamente accatastato e successivamente riutilizzato in parte in sito per la risistemazione (ripristini e rinterrì) delle aree adiacenti la nuova sottostazione, che potranno essere finite "a verde". Dopo lo scotico del terreno saranno effettuati gli scavi ed i riporti fino alle quote di progetto.

## 7.6 Viabilità

La viabilità interna al parco fotovoltaico è progettata per garantire il transito di automezzi sia in fase di costruzione che di esercizio dell'impianto. Le nuove strade (nella condizione di esercizio dell'impianto) avranno una lunghezza complessiva di **8754 m** e saranno realizzate in misto granulare stabilizzato al fine di escludere impermeabilizzazione delle aree e quindi garantire la permeabilità della sede stradale e avranno le larghezze della carreggiata carrabile massima di 4,00 m con livelletta che segue il naturale andamento del terreno senza quindi generare scarpate di scavo o rilevato.

Il pacchetto stradale dei nuovi tratti di viabilità sarà composto da uno strato di idoneo spaccato granulometrico proveniente da rocce o ghiaia, posato con idoneo spessore, mediamente pari a 30 cm, correttamente compattato.

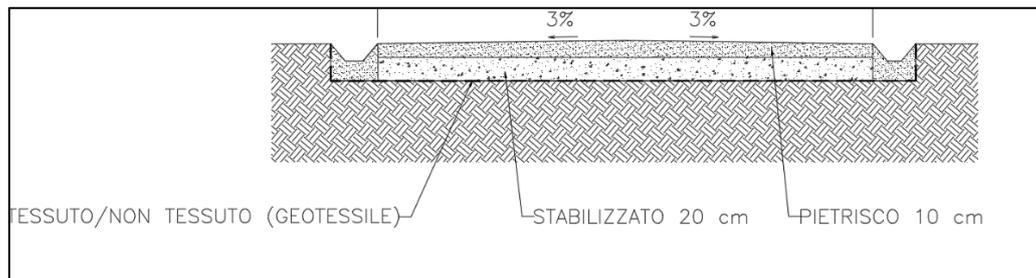


Figura 17 Sezione tipo – viabilità interna

## 7.7 Cavidotti

I cavidotti in MT interni fungono da collegamento tra le cabine Inverter e di trasformazione interne alle stringhe dei sottocampi fotovoltaici fino alla cabina di raccolta e poi da queste verso l'impianto di accumulo elettrochimico e quindi allo stallo di consegna della SE Terna. Gli scavi per le trincee per la posa dei cavi MT saranno effettuati con uno scavo a sezione obbligata, fino alla profondità di 1,3 metri; successivamente sarà depositato il terreno stesso proveniente dallo scavo. Dopo la posa del cavo, lo scavo verrà riempito con lo stesso terreno di risulta; ad una profondità dello scavo di circa 1 metro verrà posto un nastro segnalatore. A distanza opportuna, lungo il percorso del cavidotto, verranno posti dei pozzetti di ispezione, al fine di poter ispezionare il cavidotto ed effettuare le manutenzioni eventualmente necessarie durante la vita utile dell'impianto fotovoltaico. Il percorso del cavidotto potrà essere segnalato con dei cartelli appositi piantati lungo il tracciato. Il residuo del rinterro del cavidotto verrà riutilizzato o smaltito in discarica secondo quanto previsto dalla relazione "terre e rocce da scavo". Si riporta di seguito il tipologico per la posa di tre terne di cavi su strada interna all'impianto.

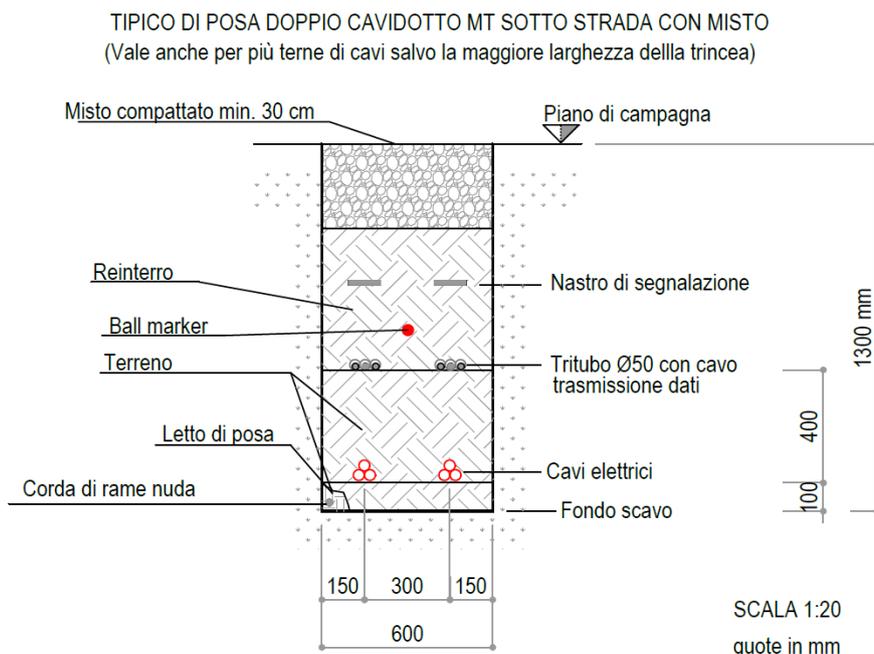


Figura 18 Tipico posa cavidotto su sterrato con 2 terne

Parte del cavidotto MT, in particolare parte del tratto che va dalla cabina di raccolta fino al punto di consegna verrà realizzato su strada asfaltata. Per il ripristino si procederà alla fresatura di parte della corsia (in accordo secondo le specifiche imposte dall'ente gestore) ed al successivo ripristino mediante strato di binder ed usura.

La lunghezza del cavidotto di collegamento dalla cabina di raccolta impianto fino alla cella della SE Terna è pari a circa  $L=10.031\text{m}$  (2 terne  $3 \times 1 \times 240$ ). Esso sarà posato prevalentemente su strade provinciali e comunali.

La posa dei cavidotti BT avverrà con le stesse modalità descritte sopra. Tali cavidotti collegheranno i quadri di parallelo delle stringhe alloggiati sotto i moduli fotovoltaici alle cabine di conversione (Inverter).

## 7.8 Regimazione Idraulica

Per la realizzazione dell'impianto saranno operati esigui movimenti del terreno (scavi o riempimenti); le strade perimetrali ed interne saranno realizzate con materiale inerte semi permeabile e saranno mantenute alla stessa altezza del piano di campagna esistente, e la recinzione sarà modulare con pannelli a maglia elettrosaldata. Questo farà sì che non si generino alterazioni piano altimetrici del sito, il che permetterà di mantenere il naturale deflusso delle acque meteoriche. Tuttavia, qualora in alcuni punti lo si ritenga necessario, la regimazione delle acque meteoriche verrà garantita attraverso la realizzazione di fossi di guardia lungo le strade o di altre opere quali canalizzazioni passanti sotto il piano stradale.

Gli shelter e le cabine saranno leggermente rialzati rispetto al piano di campagna, ma, ciononostante, data la ridotta superficie da essi occupata, si ritiene che non possano in alcun modo ostacolare il naturale deflusso delle acque.

Per ciò che concerne l'area dell'impianto di accumulo elettrochimico, particolare cura sarà data alla realizzazione di sistemi di allontanamento delle acque in modo da raccogliercle e convogliarle sui fossi di scolo esistenti.

In particolare, all'interno di esse sarà realizzato un sistema di regimentazione delle acque meteoriche costituito da una rete idrica interrata che afferirà ad una vasca di trattamento. In particolare, verrà realizzato un sistema integrato per la raccolta ed il trattamento delle acque di prima pioggia.

## 7.9 Recinzioni

La recinzione perimetrale dell'impianto di generazione sarà realizzata con paletti e reti plastificate colore verde di altezza massima pari a 2,50 m e sarà dotata inoltre di apposito varco per il transito della microfauna.

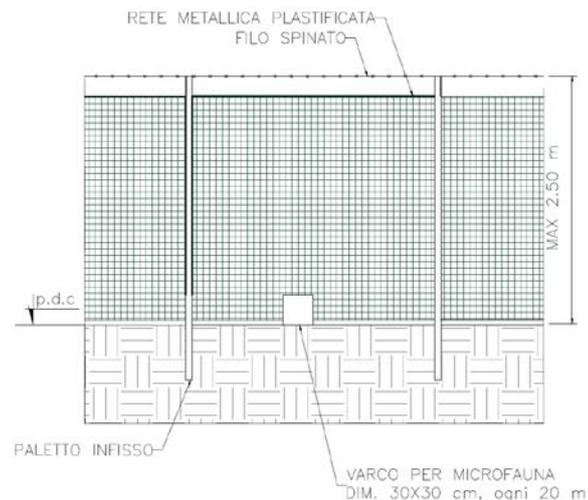


Figura 19 Tipico recinzione perimetrale area impianto di generazione

## 7.10 Impianti di trattamento delle acque e vasche di raccolta

L'impianto di accumulo elettrochimico sarà dotato di impianto di trattamento delle acque meteoriche.

Il funzionamento dell'impianto prevede che a seguito delle precipitazioni atmosferiche, le acque meteoriche di dilavamento del piazzale della sottostazione e dell'impianto di accumulo vengano convogliate in canalette grigliate di raccolta, da cui poi vengono canalizzate alla vasca per il trattamento depurativo di: grigliatura, accumulo, dissabbiatura e disoleazione.

In seguito a tale trattamento, le acque saranno recapitate al fosso di scolo esistente a valle dell'impianto.

L'acqua depurata scorre in dei tubi, in PEAD, interrati disperdenti, per consentire la sua distribuzione lungo il percorso. L'acqua viene spinta nel collettore principale (mandata), tramite un'elettropompa sommersa, attualmente ubicata nella sezione finale della vasca depurativa.

Per il trattamento delle acque di lavamento del piazzale, si ritiene opportuno utilizzare il seguente schema di raccolta e trattamento delle acque:

- 1) pozzetto scolmatore (di by-pass);
- 2) vasca deposito temporaneo di prima pioggia;
- 3) sedimentatore;
- 4) disoleatore;
- 5) pozzetto d'ispezione.



## 8 OPERE CIVILI - RTN

La Soluzione Tecnica Minima Generale di connessione prevista con la **STGM proposta da Terna** con **Codice Pratica: 202200327** prevede che l'impianto venga collegato in antenna a 36 kV su una futura Stazione Elettrica (SE) della RTN a 380/150 kV da inserire in entra-esce alla linea RTN a 380 kV "Genzano 380 – Matera 380".

La SE di trasformazione sarà dotata di tre sezioni AT: 380, 150 e 36 kV ed avrà la configurazione qui dettagliata. La sezione a 380 kV sarà del tipo unificato TERNA con isolamento in aria, e sarà costituita, nella sua massima estensione, da:

- N°. 1 sistema a doppia sbarra;
- N°. 2 stalli linea;
- N°. 2 stalli primario ATR;
- No. 1 stallo parallelo sbarre di tipo basso;
- N°. 3 stalli linea disponibili;
- N°. 3 stalli primario trasformatore 380/36 kV.

La sezione a 150 kV sarà del tipo unificato TERNA con isolamento in aria, e sarà costituita, nella sua massima estensione, da:

- N°. 1 sistema a doppia sbarra;
- N°. 3 stalli parallelo sbarre;
- N°. 7 stalli linea disponibili;
- N°. 2 stalli secondario ATR.

La sezione a 36 kV sarà del tipo unificato TERNA con quadri per interno ad isolamento in aria o in SF<sub>6</sub>, e prevederà, nella sua massima estensione è costituita da:

- N°. 3 partenze trafo 380/36 kV;
- arrivi dagli impianti di produzione;
- congiuntori con risalite;
- reattanze di compensazione, con relativa cella;

I macchinari previsti consisteranno, nella loro massima estensione, in:

- N°. 4 ATR 400/135 kV con potenza di 400 MVA;
- N°. 9 trasformatori monofase 380/36 kV, per una potenza complessiva di 750 MVA.

In questa stazione, nella sua massima estensione, sono previsti i seguenti fabbricati:

- N°. 1 edificio comandi e controllo, di dimensioni in pianta 20,8 x 11,8 m ed altezza fuori terra di 4,65 m;
- N°. 2 edifici servizi ausiliari e servizi generali, ciascuno di dimensioni in pianta 15,2 x 11,8 m ed altezza fuori terra di 4,65 m;

- N°.1 edificio magazzino, di dimensioni in pianta 16 x 11 m ed altezza fuori terra di 6,5 m ;
- N°.2 cabine di consegna MT ad uso del distributore territorialmente competente, ciascuna di dimensioni in pianta 6,7 x 2,5 m ed altezza fuori terra di 3,2 m ;
- N° 1 cabina punto di consegna Terna, di dimensioni in pianta 7,6 x 2,5 m ed altezza fuori terra di 2,7 m ;
- N°.14 chioschi per apparecchiature elettriche, ciascuno di dimensioni in pianta 2,4 x 4,8 m ed altezza fuori terra di 3 m ;
- N°. 1 edificio quadri sezione 36 kV, di dimensioni in pianta 14,40 x 71,30 m ed altezza fuori terra di 7 m ;
- N°. 2 locali GE ;
- Vasche interrate per raccolta oli, antincendio e serbatoio gasolio ;
- Area Petersen e TFN ;

L'area occupata sarà di circa 73.300 mq, con lati rispettivamente di 370e 219 m, si veda figura seguente.

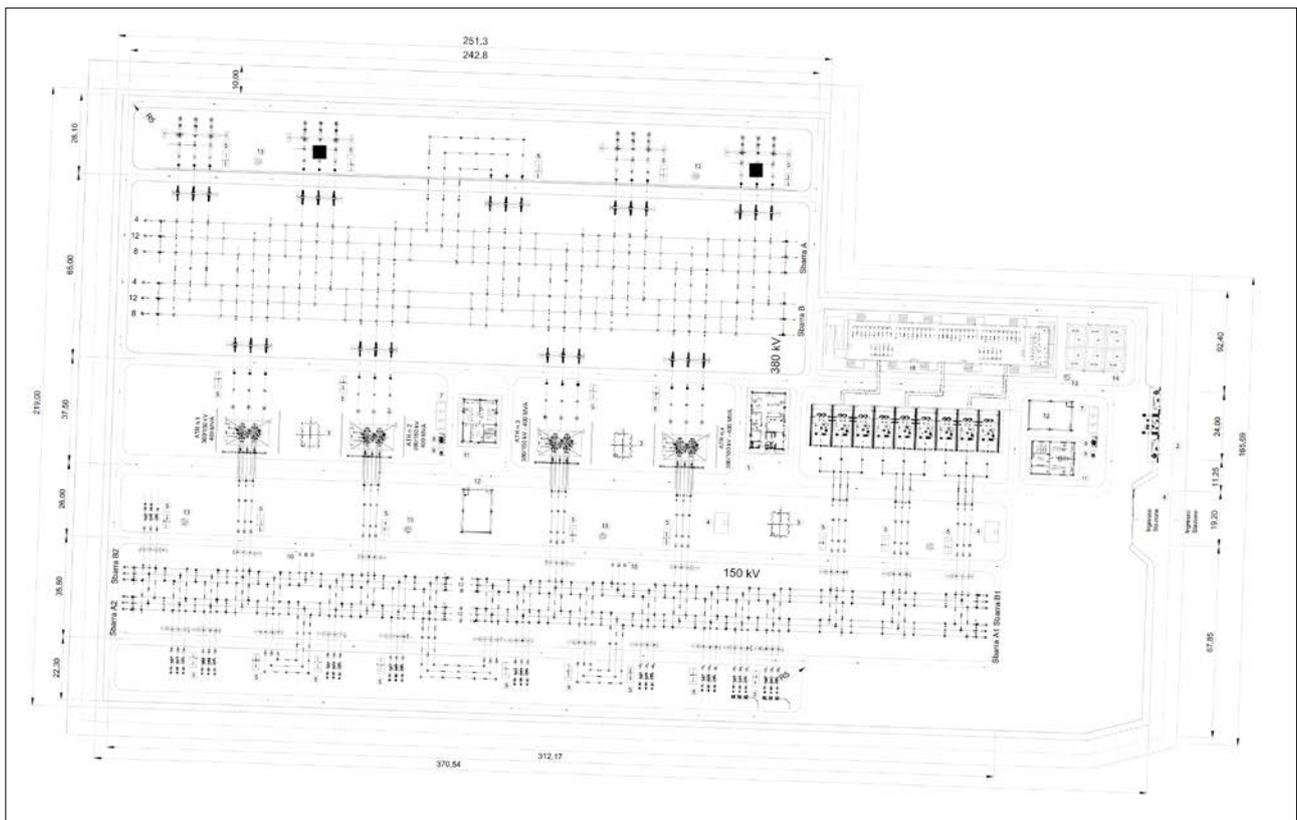


Figura 20 Planimetria SE Terna

La SE presenta una recinzione perimetrale in c.a. con accesso carrabile e pedonale; Verranno inoltre disposte delle torri faro ed un impianto di trattamento delle acque di prima pioggia.

## 8.1 Preparazione del terreno area impianto SE Terna

L'area su cui sorgerà la futura stazione elettrica si presenta sostanzialmente pianeggiante; Per maggiori dettagli si rimanda all'elaborato relativo allo spianamento.

## 8.2 Fabbricati ed opere accessorie

### Edificio Comandi e controllo

**L'edificio Comandi** sarà formato da un corpo di dimensioni in pianta di 20,80 X 11,80 m ed altezza fuori terra di 4,65 m.

L'edificio contiene i quadri di comando e controllo della stazione, gli apparati di teleoperazione e i vettori, gli uffici ed i servizi igienici per il personale di manutenzione, nonché un deposito.

La costruzione sarà di tipo prefabbricato (struttura portante costituita da pilastri prefabbricati in c.a.v., pannelli di tamponamento prefabbricati in c.a., finitura esterna con intonaci al quarzo) o, dove ciò non fosse possibile, di tipo tradizionale con struttura in c.a. e tamponature in muratura di laterizio rivestite con intonaco di tipo civile. La copertura a tetto piano, sarà opportunamente coibentata ed impermeabilizzata. Gli infissi saranno realizzati in alluminio anodizzato naturale. Particolare cura sarà osservata ai

fini dell'isolamento termico impiegando materiali isolanti idonei in funzione della zona climatica e dei valori minimi e massimi dei coefficienti volumici globali di dispersione termica, nel rispetto delle norme di cui alla Legge n. 373 del 1976 e successivi aggiornamenti nonché alla Legge n. 10 del 1991 e successivi regolamenti di attuazione.

L'edificio **servizi ausiliari e servizi generali**, sarà a pianta rettangolare, con dimensioni di 15,2 x 11,8 m ed altezza fuori terra di 4,65 m. La costruzione sarà dello stesso tipo dell'edificio Comandi ed ospiterà le batterie, i quadri M.T. e B.T. in c.c. e c.a. per l'alimentazione dei servizi ausiliari ed il gruppo elettrogeno d'emergenza. Per la tipologia costruttiva vale quanto descritto per l'edificio Comandi. Saranno presenti N°2 edifici per i servizi ausiliari (uno per la parte 132/380 kv ed uno per la parte 36/380 Kv).

### Edificio Magazzino

L'edificio magazzino sarà a pianta rettangolare, con dimensioni di 16 x 11 m ed altezza fuori terra di 6,5 m. Nel magazzino si terranno apparecchiature di scorta e attrezzature, anche di dimensioni notevoli. La costruzione sarà dello stesso tipo degli edifici Comandi e S.A.

### Punto di consegna MT e TLC

Il punto di consegna MT sarà destinato ad ospitare i quadri contenenti i Dispositivi Generali ed i quadri arrivo linea e dove si attesteranno le due linee a media tensione di alimentazione dei servizi ausiliari della stazione e le consegne dei sistemi di telecomunicazioni.

Si prevede di realizzare un edificio costituito da tre manufatti prefabbricato delle dimensioni in pianta di:

- Cabina consegna MT1 con dimensioni 6,7 x 2,5 m con altezza 3,2 m costituito da n. 2 vani.
- Il primo a servizio del Distributore per la consegna della prima alimentazione MT ed il secondo come vano contatore accessibile da entrambi i fronti (Lato interno TERNA/Lato esterno Distributore);
- Cabina punto di consegna TERNA con dimensioni 7,6 x 2,5 m con altezza 2,7 m costituito da n. 3 vani. I primi due vani esterni conterranno le celle MT dei Dispositivi Generali per le alimentazioni MT, il terzo vano centrale verrà predisposto il punto di consegna dei servizi di telecomunicazione (TLC) necessaria alla tele conduzione della Stazione. Quest'ultimo avrà l'accesso dal lato esterno della stazione per permettere in autonomia l'intervento del gestore TLC di zona.

• Cabina consegna MT2 circa 6,7 x 2,5 m con altezza 3,2 m analogamente alla Cabina consegna MT1 per la consegna dell'eventuale seconda alimentazione MT.

I locali dei punti di consegna saranno dotati di porte antisfondamento in vetroresina con apertura verso l'esterno rispetto alla stazione elettrica per quanto riguarda gli accessi ai fornitori dei servizi di energia elettrica e TLC.

### ***Chioschi per apparecchiature elettriche***

I chioschi sono destinati ad ospitare i quadri di protezione, comando e controllo periferici; saranno in numero di 13 ed avranno pianta rettangolare con dimensioni esterne di circa 2,4 x 4,8 m ed altezza da terra di 3 m. Ogni chiosco avrà una superficie coperta di 11,5 m<sup>2</sup> e volume di 3,5 m<sup>3</sup>. La struttura sarà di tipo prefabbricato con struttura in acciaio. Saranno presenti N°14 chioschi.

### **Edificio Quadri Sezione 36 KV**

L'edificio quadri 36 kV sarà a pianta rettangolare, con dimensioni di circa 71,30 x 14,50 m ed altezza fuori terra di 8,00 m comprensiva di balaustra in copertura. L'edificio è composto da una sala quadri 36 kV in cui saranno localizzati gli scomparti 36kV completi di tutti gli organi di controllo, protezione e misura, e da una sala controllo in cui sono localizzate le apparecchiature per i servizi ausiliari in CC e CA. La struttura architettonica è composta da un livello a quota -1,50m e l'altro livello a quota max 2,00 m dal p.c. La copertura è piana ed è disponibile per ospitare eventualmente pannelli fotovoltaici necessari a soddisfare i requisiti minimi previsti dalle normative vigenti.

## **8.3 Altre opere**

### ***Illuminazione***

Al fine di garantire la manutenzione e la sorveglianza delle apparecchiature anche nelle ore notturne, si rende indispensabile l'installazione di un sistema di illuminazione dell'area di stazione ove sono presenti le apparecchiature ed i macchinari. Saranno installate, pertanto, n. 7 torri faro di altezza H 30 m, a piattaforma fissa, realizzata con profilato metallico a sezione tronco piramidale, zincato a caldo.

### ***Viabilità interna e finiture***

Le aree interessate dalle apparecchiature elettriche saranno sistemate con finitura a ghiaietto, mentre le strade e piazzali di servizio destinati alla circolazione interna, saranno pavimentate con binder e tappetino di usura in conglomerato bituminoso e delimitate da cordoli in calcestruzzo prefabbricato.

### ***Recinzione***

La recinzione perimetrale sarà del tipo cieco realizzata interamente in cemento armato o in pannelli in calcestruzzo prefabbricato, di altezza 2,5 m fuori terra. Per maggiori dettagli si rimanda al tipologico della tavola grafica.

### ***Vie cavi***

I cunicoli per cavetteria saranno realizzati in calcestruzzo armato gettato in opera, oppure prefabbricati con coperture asportabili carrabili. Le tubazioni per cavi MT o BT saranno in PVC, serie pesante. Lungo le tubazioni ed in corrispondenza delle deviazioni di percorso, saranno inseriti pozzetti ispezionabili di opportune dimensioni.

### ***Copertura trasformatori MT/BT***

I trasformatori MT/BT a servizio dei S.A. della stazione saranno installati su una fondazione in cemento armato costituita da copertura isolante tipo isolpack e pareti in grigliato metallico amovibili di dimensione 9,95 x 3,35 m con altezza utile 3 m.

### **Trattamento acque reflue**

Per la raccolta delle acque meteoriche è previsto un opportuno sistema di condotte, atto a convogliare la totalità delle acque meteoriche di dilavamento delle superfici impermeabili dell'area costruita, ed a smaltirle presso recapito finale previo trattamento di prima pioggia.

Lo smaltimento delle acque meteoriche provenienti dai piazzali e dalla viabilità a servizio della sottostazione viene pertanto garantito a mezzo della rete che si sviluppa lungo la viabilità interna della sottostazione.

La rete è costituita da condotte in pead Corrugato SN 8 (con diametri nominali variabili da DN250 a DN400) alimentate da pozzetti di raccolta acque con griglia piana in ghisa sferoidale; tali pozzetti, in cls prefabbricato ed a pianta quadrata, hanno dimensioni variabili (da 50x50 cm a 80x80 cm) in funzione del diametro delle condotte confluenti negli stessi.

Il tracciato è stato definito tenendo in considerazione fattori tecnici e geometrici, in particolare:

- il percorso dell'acqua deve essere il più naturale e breve possibile;
- dimensioni e geometria delle strade/piazzali;
- disposizione delle apparecchiature elettromeccaniche;
- posizione del punto di "scarico" nel recettore finale.

I pozzetti sono stati ripartiti in modo pressoché uniforme sull'area asfaltata, garantendo una distanza reciproca media di 12-15 m (così da avere "un'area di influenza", e quindi una superficie drenata, all'incirca uguale per ciascun pozzetto).

Per assicurare e favorire lo smaltimento delle acque meteoriche nelle strade, le pendenze saranno realizzate mediante uno schema "a falde", con linee di colmo, in modo tale da recapitare le acque in opportuni punti costituiti dalle caditoie. Le linee di colmo sono definite in modo da non avere falde in pendenza verso l'esterno e suddividere la superficie del piazzale in aree di estensione inferiore a 200 m<sup>2</sup>.

La materia del trattamento delle acque di dilavamento di superfici impermeabili viene regolamentata dal Decreto Legislativo 3 aprile 2006 n.152 "Codice dell'Ambiente" (Parte terza – "Norme in materia di difesa del suolo e lotta alla desertificazione, di tutela delle acque dall'inquinamento e di gestione delle risorse idriche"), secondo il quale le acque meteoriche restituite al reticolo idrografico devono rispettare determinati limiti qualitativi e comunque non devono determinare situazioni tali da peggiorare la qualità dei corpi idrici recettori.

L'Art.113 "Acque meteoriche di dilavamento e acque di prima pioggia" del D.Lgs 152/06 stabilisce che:

*5. "Ai fini della prevenzione di rischi idraulici ed ambientali, le regioni disciplinano: a) le forme di controllo degli scarichi di acque meteoriche di dilavamento provenienti da reti fognarie separate; b) i casi in cui può essere richiesto che le immissioni delle acque meteoriche di dilavamento, effettuate tramite altre condotte separate, siano sottoposte a particolari prescrizioni, ivi compresa l'eventuale autorizzazione.*

*6. Le acque meteoriche non disciplinate ai sensi del comma precedente non sono soggette a vincoli o prescrizioni derivanti dal presente decreto."*

*7. Le regioni disciplinano altresì i casi in cui può essere richiesto che le acque di prima pioggia e di lavaggio delle aree esterne siano convogliate e opportunamente trattate in impianti di depurazione per particolari ipotesi nelle quali, in relazione alle attività svolte, vi sia il rischio di dilavamento dalle superfici impermeabili scoperte di sostanze pericolose o di sostanze che creano pregiudizio per il raggiungimento degli obiettivi di qualità dei corpi idrici.*

*8. È comunque vietato lo scarico o l'immissione diretta di acque meteoriche nelle acque sotterranee."*

Alle Regioni spetta, quindi, il compito di disciplinare i casi in cui può essere richiesto che le acque di prima pioggia e di lavaggio di aree esterne siano canalizzate ed opportunamente trattate e la

definizione stessa dei parametri tecnici per la valutazione e quantificazione delle acque di prima pioggia.

Per quanto riguarda il corretto dimensionamento del sistema di disoleatura si fa riferimento alla UNI EN 858-2:2004. Per la raccolta delle acque meteoriche è previsto un opportuno sistema di tubazioni, atto a convogliare la totalità delle acque meteoriche di dilavamento delle superfici impermeabili dell'area costruita, ed a smaltirle presso recapito finale.

Le acque di prima pioggia così calcolate, nel rispetto anche della scelta eseguita dai progettisti del Progetto di Ottemperanza, saranno convogliate presso l'impianto di trattamento costituito da vasche interrate costituito da scolmatore, vasca di prima pioggia e disoleatore.

In particolare le acque di prima pioggia in arrivo dalla fognatura che raccoglie tutte le acque delle strade, aree di transito del piazzale in oggetto vengono convogliate verso le vasche di accumulo tramite un pozzetto scolmatore o di by-pass; questo manufatto separa le prime "quelle potenzialmente inquinate identificate nei primi 5 mm." da quelle di seconda pioggia che teoricamente sono pulite e non contaminate quindi pronte per essere convogliate allo scarico finale. Le acque di prima pioggia vengono accumulate temporaneamente in vasche prefabbricate in cemento armato dove avviene la sedimentazione delle sabbie e dei fanghi, la separazione delle acque di prima e di seconda pioggia viene garantita da una valvola antiriflusso a galleggiante in acciaio inox installata all'ingresso della vasca di accumulo, successivamente (normalmente dopo 48 -72 - 96- ore) grazie a una elettropompa sommersa a portata costante vengono avviate al trattamento di disoleazione separazione dei liquidi leggeri (scarico tabella 3) o direttamente al ricettore finale.

Talvolta se i limiti richiesti dal gestore sono particolarmente restrittivi (scarico tabella 4) è necessario depurare maggiormente queste acque pertanto vengono installati filtri a quarzite e/o carboni attivi. A valle del trattamento deve essere sempre installato un pozzetto di prelievo dei campioni di dimensioni idonee a permettere il campionamento. L'organo competente che gestisce il ricettore finale (fognatura pubblica), può richiedere l'installazione di un misuratore di portata per la contabilizzazione della quantità delle acque di prima pioggia scaricate.

### ***Vasche interrate***

I trasformatori saranno poggiati su apposite fondazioni in c.a; Sono presenti inoltre N°2 vasche interrate per la raccolta oli nella parte 36 Kv , nonché una vasca interrata per stoccaggio gasolio.

## **8.4 Raccordi aerei**

La connessione prevede la realizzazione del raccordo mediante elettrodotto aereo e semplice terna di conduttori nudi a 380 kV.

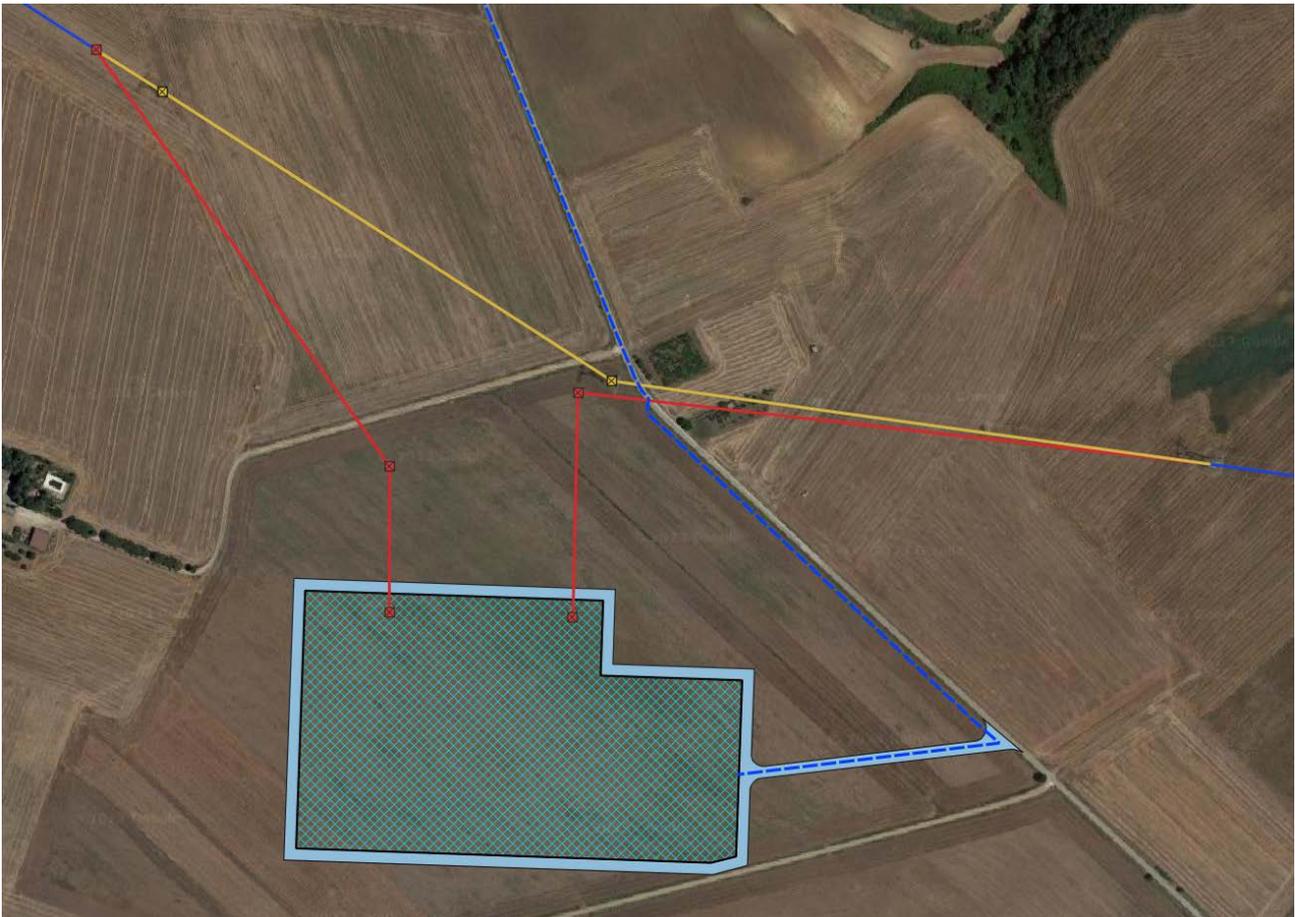


Figura 21 Raccordo aereo 380 kv

Il raccordo prevede la realizzazione di due tratti di elettrodotti aerei a 380 kV che partano dai pali gatto all'interno della SE Terna e si congiungono ai due nuovi tralicci dell'elettrodotto aereo esistente.

Allo scopo verrà demolito il traliccio esistente posto in prossimità della nuova SE Terna e realizzati due nuovi sostegni tralicciati. I tratti di elettrodotto compresi tra i sostegni esistenti ed i nuovi sostegni verranno ritesati; Una delle due terne comprese tra i nuovi sostegni verrà invece demolita per consentire la realizzazione dell'entra-esce.

## 9 OPERE ELETTRICHE

### 9.1 Moduli Fotovoltaici

Il modulo fotovoltaico trasforma la radiazione solare incidente sulla sua superficie in corrente continua che sarà poi convertita in corrente alternata dal gruppo di conversione. Esso risulta costituito dai seguenti componenti principali:

- celle di silicio monocristallino;
- diodi di by-pass e diodi di blocco;
- vetri antiriflesso contenitori delle celle;
- cornice di supporto in alluminio anodizzato;
- cavi di collegamento con connettori.

I moduli fotovoltaici garantiranno una idonea resistenza al vento, alla neve, agli sbalzi di temperatura, in modo da assicurare un tempo di vita di almeno 30 anni. Ogni modulo sarà inoltre dotato di scatola di giunzione stagna, con grado di protezione IP 65, contenente i diodi di by-pass ed i morsetti di connessione. I moduli fotovoltaici avranno una garanzia sul decadimento delle prestazioni che sarà non superiore al 10% nell'arco di almeno 20 anni.

Si riportano, nelle seguenti figure, le caratteristiche tecniche e dimensionali del modulo scelto in fase di progettazione definitiva.

**Si precisa inoltre che in fase di progettazione esecutiva potranno essere adottate soluzioni/configurazioni impiantistiche differenti in ragione delle disponibilità e delle innovazioni tecnologiche delle componenti sul mercato. Si potrà quindi optare per la scelta di moduli differenti in dimensioni. Ciò comporterà piccole variazioni nelle dimensioni della struttura.**

# GCL-M12/66H Monocrystalline Module 640-675 W

### Electrical Specification (STC\*)

	Pmax[Wp]	640	645	650	655	660	665	670	675
Maximum Power	Pmax[Wp]	640	645	650	655	660	665	670	675
Maximum Power Voltage	Vmp[V]	37.00	37.20	37.40	37.60	37.80	38.00	38.20	38.40
Maximum Power Current	Imp[A]	17.30	17.34	17.38	17.42	17.46	17.50	17.54	17.58
Open Circuit Voltage	Voc[V]	44.80	45.00	45.20	45.40	45.60	45.80	46.00	46.20
Short Circuit Current	Isc[A]	18.36	18.41	18.46	18.50	18.55	18.60	18.65	18.70
Module Efficiency	(%)	20.6	20.8	20.9	21.1	21.2	21.4	21.6	21.7
Power Output Tolerance	[W]	0~+5							

\* Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass 1.5

### Electrical Specification (NMOT\*)

	Pmax[Wp]	483.4	488.0	491.8	495.6	499.4	503.1	506.9	510.7
Maximum Power	Pmax[Wp]	483.4	488.0	491.8	495.6	499.4	503.1	506.9	510.7
Maximum Power Voltage	Vmp [V]	34.46	34.70	34.89	35.08	35.26	35.45	35.64	35.82
Maximum Power Current	Imp [A]	14.03	14.06	14.09	14.13	14.16	14.19	14.22	14.26
Open Circuit Voltage	Voc[V]	42.20	42.39	42.58	42.77	42.96	43.14	43.33	43.52
Short Circuit Current	Isc [A]	14.80	14.84	14.88	14.92	14.96	15.00	15.04	15.08

\* Irradiance 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s

### Mechanical Data

Number of Cells	132 Cells [6x22]
Dimensions of Module L*W*H (mm)	2384x1303x35mm [93.86x51.30x1.38 inches]
Weight (kg)	34.0 kg
Glass	High transparency solar glass 3.2mm [0.13 inches]
Backsheet	White
Frame	Silver, anodized aluminium alloy
J-Box	IP68 Rated
Cable	4.0mm² [0.006 inches²], Portrait: 280/280mm (11.02inches)
Number of diodes	3
Wind/ Snow Load	2400Pa/ 5400Pa*
Connector	MC Compatible

\* For more details please check the installation manual of GCLSI

### Temperature Ratings

Nominal Module Operating Temperature(NMOT)	43±2°C
Temperature Coefficient of Isc	+0.05%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.28%/°C
Temperature Coefficient of P <sub>MAX</sub>	-0.36%/°C

### Maximum Ratings

Operational Temperature	-40~+85°C
Maximum System Voltage	1500V DC
Max Series Fuse Rating	30A

### Optional

Connector:  Original MC4

### Packaging Configuration

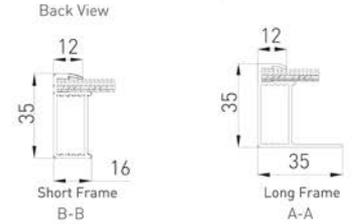
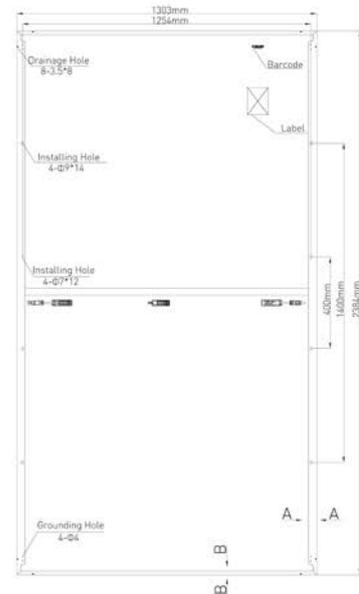
Module per box	31 pieces
Module per 40' container	527 pieces



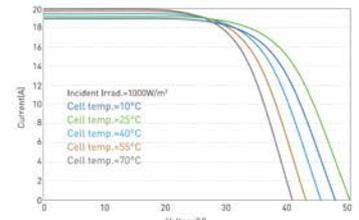
**Contact Us for More Information**

website: [www.gclsi.com](http://www.gclsi.com) email: [gclsisales@gclsi.com](mailto:gclsisales@gclsi.com)

### Module Dimension



### I-V Curve at Different Temperature (675W)



### I-V/P-V Curve at Different Irradiation (675W)

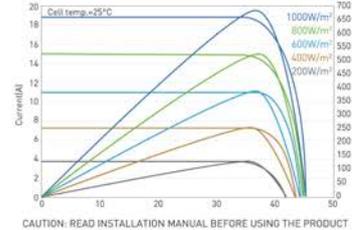


Figura 22 Caratteristiche tecniche moduli fotovoltaici

## 9.2 Inverter Fotovoltaici

L'energia prodotta dai moduli fotovoltaici, raggruppati in stringhe, viene prima raccolta all'interno dei quadri di stringa, e da questi viene poi trasferita all'interno dei gruppi di conversione (shelter) dove avviene:

- la conversione della corrente da continua in corrente alternata a 800 V – 50 Hz trifase;

Il gruppo di conversione o Inverter sarà idoneo al trasferimento della potenza dal generatore fotovoltaico alla rete, in conformità ai requisiti normativi tecnici e di sicurezza applicabili. I valori della tensione e della corrente di ingresso del gruppo di conversione saranno compatibili con quelli del generatore fotovoltaico, mentre i valori della tensione e della frequenza in uscita saranno compatibili con quelli del trasformatore presente nelle cabine di trasformazione MT/BT installati nelle cabine di sottocampo. L'autoconsumo degli Inverter sarà minimo, massimizzando pertanto il rendimento di conversione e sarà assorbito dalla rete elettrica nel caso in cui il generatore solare non sia in grado di fornire sufficiente energia elettrica.

L'Inverter non solo regolerà la potenza in uscita del sistema fotovoltaico ma servirà anche come controllo del sistema e come mezzo di ingresso dell'energia elettrica prodotta dal sistema FV dentro la rete in bassa tensione della centrale. Il gruppo di conversione sarà basato su Inverter a commutazione forzata, con tecnica PWM (Pulse Width Modulation), privi di clock e/o riferimenti interni, in grado di operare in modo completamente automatico e di inseguire il punto di massima potenza (MPPT: maximum power point tracker) del generatore fotovoltaico. L'Inverter sarà in ogni caso in grado di sostenere un sovraccarico di almeno 20% rispetto alla potenza nominale (di picco) del generatore fotovoltaico.

L'Inverter avrà i seguenti requisiti:

- funzionamento completamente automatico;
- facilità di gestione, di verifica e di visualizzazione dei guasti;
- elevata affidabilità di servizio anche con temperatura ambiente elevate;
- raffreddamento a ventola.

Il gruppo di conversione sarà provvisto di tutte le protezioni previste dalla normativa vigente e di tutte le funzioni di misura, automazione, controllo, diagnostica e del sistema di tele-gestione. Difatti l'Inverter avrà un sistema d'acquisizione dati e visualizzazione di produzione e dati d'esercizio oltre che a messaggi di errore. In alternativa consentirà il collegamento e/o l'interfaccia con un computer per registrare dati sull'energia istantanea e media prodotta dal sistema fotovoltaico, sarà quindi fornito software adatto ad acquisire, immagazzinare ed analizzare i dati in uscita dall'Inverter.

Nel progetto in esame è prevista l'installazione di 10 cabine contenenti i gruppi conversione (Inverter); le prestazioni dell'Inverter saranno certificate da Ente accreditato da uno stato Europeo e garantiranno le seguenti caratteristiche:

- rendimento massimo sarà superiore a 99%;
- rendimento euro sarà superiore a 98,6%;
- alta efficienza anche a carico parziale;
- minimo consumo durante le fasi di avviamento, standby e di spegnimento;
- sistema di protezione dalle sovratensioni lato corrente continua;
- sistema di protezione dall'inversione di polarità.

Il gruppo di conversione sarà comunque conforme a quanto stabilito dalla Direttiva Europea 89/336 sulla compatibilità elettromagnetica, ed in particolare dovrà soddisfare i requisiti stabiliti dalle norme CEI 110-1, 110-7, 110-8, 110-31.

Di seguito si riassumono le caratteristiche indicative che potrebbero avere gli Inverter previsti, precisando che **in fase di progettazione esecutiva potranno essere adottate soluzioni/configurazioni impiantistiche differenti in ragione delle disponibilità e delle innovazioni tecnologiche delle componenti sul mercato.**

In ogni cabina inverter (totale 10 cabine) verranno quindi alloggiati due inverter 1 come riportato in tabella.

Lotto Terreno	P <sub>tot</sub> [MW]	Cabine di campo	P [MW]	Inverter installati
1	5,70	1	2,853	N° 2 ULTRA 1400 TL
		2	2,851	N° 2 ULTRA 1400 TL
2	10,94	3	2,187	N° 2 ULTRA 1050 TL
		4	2,187	N° 2 ULTRA 1050 TL
		5	2,187	N° 2 ULTRA 1050 TL
		6	2,187	N° 2 ULTRA 1050 TL
		7	2,187	N° 2 ULTRA 1050 TL
3	8,17	8	2,725	N° 2 ULTRA 1400 TL
		9	2,725	N° 2 ULTRA 1400 TL
		10	2,725	N° 2 ULTRA 1400 TL

Dati tecnici e modelli			
Modello	ULTRA-700.0-TL	ULTRA-1050.0-TL	ULTRA-1400.0-TL
<b>Ingresso</b>			
Massima tensione assoluta di ingresso ( $V_{max,abs}$ )	470...900 V	1000 V (1100 V opz.) 470...900 V	470...900 V
Intervallo di tensione DC in MPPT ( $V_{MPPTmin} \dots V_{MPPTmax}$ )	Derating lineare da max a 15kW [850V< $V_{MPPT}$ <900V] 560 kW @ 470 V	Derating lineare da max a 22,5kW [850V< $V_{MPPT}$ <900V] 840 kW @ 470 V	Derating lineare da max a 30kW [850V< $V_{MPPT}$ <900V] 1120 kW @ 470 V
Intervallo di tensione DC in MPPT ( $V_{MPPTmin} \dots V_{MPPTmax}$ ) a $P_{acr}$ @ $V_{acr}$	585...850 V @ 700 kW 645...850 V @ 780 kW	585...850 V @ 1050 kW 645...850 V @ 1170 kW	585...850 V @ 1400 kW 645...850 V @ 1560 kW
Numero di MPPT indipendenti multi-master	2	3	4
Massima corrente combinata di ingresso ( $I_{dc,max,c}$ )	1388 A (2 x 694A)	2082 A (3 x 694A)	2776 A (4 x 694A)
Massima corrente di ingresso per ogni modulo ( $I_{dc,max,m}$ )		694 A	
Numero di coppie di collegamenti DC in ingresso	10	15	20
Tipo di connessione DC	20 x 50mm <sup>2</sup> ... 240mm <sup>2</sup> (M12)	30 x 50mm <sup>2</sup> ...240mm <sup>2</sup> (M12)	40 x 50mm <sup>2</sup> ...240mm <sup>2</sup> (M12)
<b>Protezioni di ingresso</b>			
Protezione da inversione di polarità	Sì, attraverso interruttore di ingresso		
Protezione da sovratensione di ingresso	Scaricatori di sovratensione Classe II, 1 per ogni modulo		
Controllo di isolamento (neutro flottante, pannelli flottanti)	Opzionale		
Protezione differenziale, neutro a terra, pannelli flottanti	Non inclusa; raccomandato differenziale da 10A tarabile in corrente e tempo		
Dimensione fusibili per ogni coppia di ingressi	200/250/315/400 A		
<b>Uscita</b>			
Tipo di connessione AC alla rete		Trifase 3W+PE	
Potenza AC nominale di uscita ( $P_{acr}$ @ $\cos\phi=1$ )	780 kW	1170 kW	1560 kW
Potenza apparente massima ( $S_{max}$ )	780 kVA	1170 kVA	1560 kVA
Tensione nominale di uscita ( $V_{acr}$ )		690 V	
Intervallo di tensione di uscita ( $V_{ac,min} \dots V_{ac,max}$ )		621...759 V <sup>(1)</sup>	
Massima corrente di uscita ( $I_{ac,max}$ )	650 A	975 A	1300 A
Contributo alla corrente di corto circuito	1036 A	1554 A	2072 A
Frequenza nominale di uscita ( $f_i$ )		50/60 Hz	
Intervallo di frequenza di uscita ( $f_{min} \dots f_{max}$ )		47...53 / 57...63 Hz <sup>(2)</sup>	
Fattore di potenza nominale e intervallo di aggiustabilità		> 0,995 (adj. ± 0,10)	
Distorsione armonica totale di corrente		< 3% (@ $P_{acr,i}$ )	
Tipo di connessione AC		6 x 240 mm <sup>2</sup> (M12)	
<b>Protezioni di uscita</b>			
Protezione anti-isolamento	In accordo alla normativa locale		
Protezione da sovratensione di uscita	Scaricatori di sovratensione Classe II		
Disconnessione notturna	Sì		
Sezionatore AC	Sì		
Fusibili AC per ogni modulo	3x450A/200kA		

Figura 23 Caratteristiche tecniche inverter di campo

La stazione di accumulo elettrochimico della potenza di 10 MW verrà dotata di 2 inverter del tipo **ULTRA 700 TL** per ogni container inverter/trasformatore.

### 9.3 Trasformatori

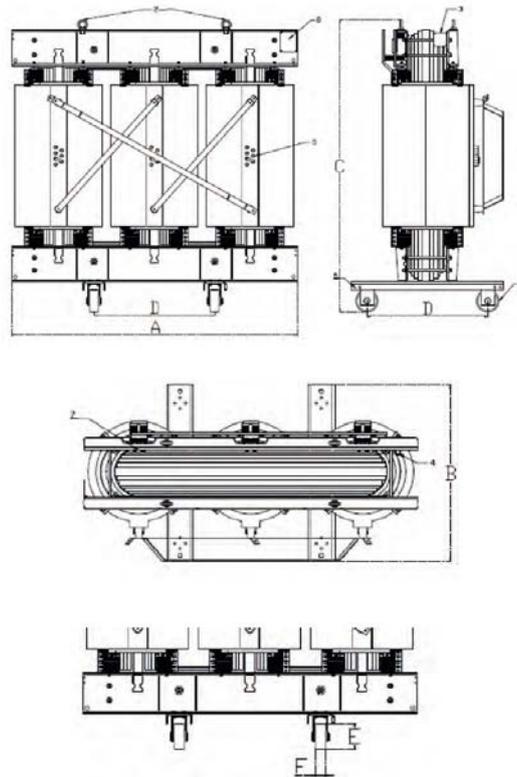
In ogni sottocampo sarà installato un trasformatore elevatore di potenza, del tipo in resina ed avranno le seguenti specifiche:

Potenza nominale	2200/2800kVA
Tensione lato primario	20.000V
Caduta di tensione in corto circuito	6% ,

Lotto Terreno	P <sub>tot</sub> [MW]	Cabine di campo	P [MW]	Tarsformatore per cabina
1	5,70	1	2,853	N°1 da 2800 KVA
		2	2,851	N°1 da 2800 KVA
2	10,94	3	2,187	N°1 da 2200 KVA
		4	2,187	N°1 da 2200 KVA
		5	2,187	N°1 da 2200 KVA
		6	2,187	N°1 da 2200 KVA
		7	2,187	N°1 da 2200 KVA
3	8,17	8	2,725	N°1 da 2800 KVA
		9	2,725	N°1 da 2800 KVA
		10	2,725	N°1 da 2800 KVA

Si riporta di seguito la tabella relativa a dimensioni ed emissione acustica.

S <sub>r</sub> [kVA]	Tensione primaria [kV]	Tensione secondaria [V]	Uk [%]	Po [W]	Pk [W] a 120 °C	Io [%]	LwA-Potenza Acustica [dB (A)]	Codice	Lunghezza (A) [mm]	Larghezza (B) [mm]	Altezza (C) [mm]	Massa [kg]	Interasse ruote (E) [mm]	Diametro ruote (D) [mm]	Tipo BOX*
100	33	400	6	289	1980	1,2	51	HB5AIAQBA	1650	850	1800	1800	670	125	AL
160	33	400	6	414	2860	1,2	54	HCSAIAQBA	1600	850	1750	1700	670	125	AL
250	33	400	6	538	3740	1,1	57	HE5AIAQBA	1600	850	1850	2000	670	125	AL
315	33	400	6	641	4264	1	58	HF5AIAQBA	1700	1000	1850	2300	670	125	AL
400	33	400	6	776	4950	1	60	HG5AIAQBA	1700	1000	1850	2300	670	125	AL
500	33	400	6	933	6193	0,8	60	HH5AIAQBA	1750	1000	1900	2500	670	125	AL
630	33	400	6	1138	7810	0,8	62	HIS5AIAQBA	1700	1200	2000	2600	820	160	BL
800	33	400	6	1345	8800	0,7	64	HJS5AIAQBA	1750	1200	2150	3100	820	160	BL
1000	33	400	6	1604	9900	0,7	65	HK5AIAQBA	1850	1200	2250	3700	820	160	BL
1250	33	400	6	1863	12100	0,7	67	HLS5AIAQBA	1950	1200	2300	4300	820	160	BL
1600	33	400	8	2277	14300	0,6	68	HM5AIDQBA	2050	1700	2400	4700	1070	200	CL
2000	33	400	8	2691	17600	0,5	70	HN5AIDQBA	2150	1700	2450	5400	1070	200	CL
2500	33	400	8	3208	20900	0,5	71	HO5AIDQBA	2350	1700	2550	6800	1300	200	DT
3150	33	400	8	3933	24200	0,4	71	HP5AIDQBA	2400	1700	2600	7700	1300	200	DT



L'impianto di accumulo elettrochimico sarà invece dotato di 4 trasformatori di potenza 2500 KVA.

## 9.4 Cavidotti MT

Gli elettrodotti MT interni realizzano il collegamento dei sottocampi alla Cabina di Raccolta: gli shelter raccolgono l'energia prodotta dai moduli per convertirla da c.c. a c.a. e poi trasformarla da BT in MT. Saranno collegati con la Cabina di Raccolta in configurazione a "stella", cioè ognuno di essi avrà una linea dedicata. Un tale tipo di circuito ha il vantaggio, nel caso di guasto su parte dell'impianto, di perdere solo l'energia prodotta dalla parte di impianto in questione. Si formeranno così **10 sottocampi elettrici con 10 cabine di campo ed 1 cabina di raccolta**. Questa rete di collegamenti costituisce quello che in precedenza abbiamo definito **rete di cavidotti interni**. I cavi utilizzati saranno del tipo tripolari RG16H1R12X ad isolamento con elastomero termoplastico con conduttori di alluminio, aventi una sezione nominale adatta al trasporto dell'energia prodotta. Di seguito è riportato il dimensionamento dei tratti finali di ciascun sottocampo.

ID	Potenza [kW]	Tensione [kV]	cos $\phi$ (Fattore di potenza)	sen $\phi$	Corrente - I <sub>b</sub> [A]	Lunghezza linea [m]	Sezione cavo [mm <sup>2</sup> ]	Portata cavo interrato [A]	Reattanza di fase a 50 Hz [ohm/km]	Resistenza apparente a 90°C e 50 Hz [ohm/km]	Cavi affiancati	Ktot	Portata ridotta - I <sub>z</sub> [A]	VERIFICA I <sub>b</sub> -I <sub>z</sub>
TR.02 - TR.01	2853,00	36	0,95	0,312	48,16	314,82	3x1x50	214	0,15	0,494	1	0,85	181,34	VERIFICATO
TR.01 - TR.07	5704,00	36	0,95	0,312	96,29	344,12	3x1x50	214	0,15	0,494	1	0,85	181,34	VERIFICATO
TR.05 - TR.04	2187,00	36	0,95	0,312	36,92	201,70	3x1x50	214	0,15	0,494	1	0,85	181,34	VERIFICATO
TR.04 - TR.03	4374,00	36	0,95	0,312	73,84	320,13	3x1x50	214	0,15	0,494	1	0,85	181,34	VERIFICATO
TR.03 - TR.06	6561,00	36	0,95	0,312	110,76	461,16	3x1x50	214	0,15	0,494	1	0,85	181,34	VERIFICATO
TR.06 - TR.07	8748,00	36	0,95	0,312	147,68	352,02	3x1x50	214	0,15	0,494	1	0,85	181,34	VERIFICATO
TR.07 - TR.08	16639,00	36	0,95	0,312	280,89	415,46	3x1x120	358	0,13	0,196	1	0,85	303,37	VERIFICATO
TR.08 - TR.10	19364,00	36	0,95	0,312	326,90	556,94	3x1x150	400	0,12	0,159	1	0,85	338,96	VERIFICATO
TR.09 - TR.10	2725,00	36	0,95	0,312	46,00	129,88	3x1x50	214	0,15	0,494	1	0,85	181,34	VERIFICATO
TR.10 - CABINA DI RACCOLTA	24814,00	36	0,95	0,312	418,90	266,51	3x1x240	525	0,11	0,0985	1	0,85	444,88	VERIFICATO
STORAGE - CABINA DI RACCOLTA	10000,00	36	0,95	0,312	168,82	212,71	3x1x50	214	0,15	0,494	1	0,85	181,34	VERIFICATO
CABINA DI RACCOLTA - CONSEGNA	24814,00	36	0,95	0,312	418,90	9847,90	2x(3x1x240)	906	0,12	0,128	2	0,69	629,54	VERIFICATO

Tabella 9-1 Caratteristiche linea MT 36 KV

### 9.4.1 Cavidotto MT Esterno

Il cavidotto di media tensione esterno collegherà la cabina di raccolta posta all'interno dell'area dell'impianto di generazione allo storage e quindi allo stallo di arrivo della futura SE Terna. Il cavidotto è lungo circa 10031 m (dalla cabina di raccolta fino alla SE Terna). I cavi utilizzati saranno del tipo tripolari RG16H1R12X ad isolamento con elastomero termoplastico con conduttori di alluminio, aventi una sezione nominale di 240 mm<sup>2</sup>. I conduttori saranno posati ad elica in modo da limitare l'induzione magnetica.

## 9.5 Impianti ausiliari

A servizio dell'impianto di produzione verranno installati gli impianti tecnologici necessari al suo funzionamento, tra cui:

- impianto di illuminazione;
- impianto telefonico;
- impianto di monitoraggio e telecontrollo;
- sistema di allarme antintrusione e videosorveglianza;
- sistema di allarme antincendio.

Per l'illuminazione esterna invece l'impianto in progetto prevede un impianto di illuminazione perimetrale predisposto su torri faro lungo il perimetro dell'impianto e della sottostazione elettrica; esso sarà costituito da:

- tipo lampada: Proiettori LED, P<sub>n</sub> = 250W;
- tipo armatura: proiettore direzionabile;
- funzione: illuminazione interno impianto notturna e antintrusione;
- distanza tra i pali: circa 40 m.

Il suo funzionamento sarà **esclusivamente legato alla sicurezza dell'impianto**. Ciò significa che qualora dovesse verificarsi una intrusione durante le ore notturne, il campo verrà automaticamente illuminato a giorno dai proiettori a led, installati sugli stessi pali montanti le telecamere dell'impianto di videosorveglianza. Quindi sarà a funzionamento discontinuo ed eccezionale. Inoltre, la direzione di proiezione del raggio luminoso sarà verso il basso, senza quindi oltrepassare la linea dell'orizzonte o proiettare la luce verso l'altro.

L'impianto di illuminazione sarà conforme alle normative previste.

L'impianto di allarme antintrusione e videosorveglianza consisterà di barriere perimetrali e sensori di movimento installati lungo la recinzione. Inoltre, verranno installate telecamere di videosorveglianza lungo il perimetro dell'impianto ed all'interno dei locali.

L'impianto di allarme antincendio consisterà di sensori ottici per la rilevazione fumi ed installati all'interno dei locali.

Tutti questi impianti verranno realizzati, se all'interno e fabbricati generalmente con tubazioni posate a vista sulle strutture, mentre se all'esterno verranno per quanto possibile interrati. Pertanto, i materiali avranno le seguenti caratteristiche:

- tubazioni in PVC rigido colore grigio RAL 7035 tipo pesante con Marchio Italiano di Qualità, autoestinguento e con livello di isolamento come previsto dalle Norme CEI 23-8 e 23-25; dimensioni come da tabella UNEL 37118; posato a vista sulle strutture, compreso accessori di fissaggio e giunzione, con particolare riferimento ai manicotti e ai raccordi e ghiera per ottenere un grado di protezione minimo IP40 oppure IP44;
- cassette di derivazione da esterno in resina autoestinguento colore grigio, con coperchio fissato con viti e grado di protezione minimo IP557, fissate alle strutture con viti;
- guaina flessibile in PVC autoestinguento con spirale rigida in PVC, superficie interna liscia, completa di appositi raccordi fissati alla guaina mediante dadi a pressione ed alle cassette o apparecchiature con dadi filettati;
- cavi tipo FG7(O)R, uni/multipolari flessibili in rame con isolamento in gomma HPR e guaina in resina PVC di colore grigio tipo antifiama (non propagante l'incendio);
- cavi tipo FROR, multipolari flessibili in rame con isolamento in PVC e guaina in resina PVC di colore grigio chiaro tipo antifiama (non propagante l'incendio), a Norme CEI 20-20 e CEI 20-22;
- frutti di comando del tipo protetto IP40, fissati alle strutture, tipo modulare componibile in cassette portafrutto di resina autoestinguento;
- prese CEE 17, interbloccate e con valvole fusibili, installate singolarmente o in composizione con altre, grado di protezione minimo IP44, corpo in materiale isolante autoestinguento, fissaggio a parete su apposite basi componibili in materiale isolante autoestinguento;
- sezionatori e/o salvamotori ed altre apparecchiature simili in esecuzione protetta minimo IP44, altre caratteristiche come le prese CEE.

## 9.6 Opere di Connessione

Di seguito si descrive brevemente la Stazione Elettrica, oggetto di progetto specifico, a cui si collegherà il parco in esame. La SE di trasformazione denominata "Manciano" sarà dotata di tre sezioni AT: 380, 132 e 36 kV ed avrà la configurazione qui dettagliata. La sezione a 380 kV sarà del

tipo unificato TERNA con isolamento in aria, e sarà costituita, nella sua massima estensione, dalle seguenti opere elettromeccaniche:

- N°. 1 sistema a doppia sbarra;
- N°. 2 stalli linea (Montalto e Suvereto);
- N°. 2 stalli primario ATR;
- No. 1 stallo parallelo sbarre di tipo basso;
- N°. 3 stalli linea disponibili;
- N°. 3 stalli primario trasformatore 380/36 kV.

La sezione a 132 kV sarà del tipo unificato TERNA con isolamento in aria, e sarà costituita, nella sua massima estensione, da:

- N°. 1 sistema a doppia sbarra;
- N°. 1 stallo parallelo sbarre di tipo basso;
- N°. 9 stalli linea disponibili;
- N°. 2 stalli secondario ATR.

La sezione a 36 kV sarà del tipo unificato TERNA con quadri per interno ad isolamento in aria o in SF6, e prevederà, nella sua massima estensione è costituita da:

- N°. 3 partenze trafo 380/36 kV;
- arrivi dagli impianti di produzione;
- congiuntori con risalite;
- reattanze di compensazione, con relativa cella;

I macchinari previsti consisteranno, nella loro massima estensione, in:

- N°. 2 ATR 400/135 kV con potenza di 400 MVA;

N°. 9 trasformatori monofase 380/36 kV, per una potenza complessiva di 750 MVA.

Per maggiori dettagli si rimanda alla planimetria della SE Terna.

## 9.7 L'impianto di accumulo elettrochimico

Di seguito si definiscono le caratteristiche tecniche del sistema di accumulo di energia a batterie (da qui in avanti indicato come BESS – Battery Energy Storage System) destinato ad essere installato nell'area dell'impianto fotovoltaico. Il trend di crescita degli ultimi anni del settore delle energie rinnovabili ha richiesto l'integrazione con sistemi di regolazione costituiti da sistemi di stoccaggio dell'energia, fra i quali i BESS.

L'integrazione dei sistemi di accumulo (BESS) con i grandi sistemi di produzione di energia da fonti rinnovabili, eolico e solare, permette di garantire un'elevata qualità dell'energia immessa in rete, evitando in primis la possibile naturale oscillazione di potenza, intrinseca dei tali sistemi.

Di conseguenza i sistemi BESS integrati con i sistemi di produzione energia solare ed eolica, contribuiscono quindi a sostanziale incremento nella diffusione degli impianti di produzione energia da fonti rinnovabili, migliorandone le performance tecniche ed economiche.

Il sistema di stoccaggio di energia che si intende installare (BESS) fornirà servizi di regolazione primaria di frequenza, servizi di regolazione secondaria e terziaria e riduzione degli sbilanciamenti.

Il sistema BESS verrà collegato in rete attraverso un collegamento in MT 30KV in parallelo con l'impianto fotovoltaico.

Il sistema BESS avrà una potenza di **10 MW** ed una capacità di **20 MWh** e sarà costituito da batterie del tipo a litio.

La planimetria relativa allo storage, allegata al progetto, rappresenta la soluzione di ingombro con valori medi unitari di potenza e densità di capacità rappresentativi dei prodotti esistenti oggi sul mercato.

L'altezza dei container, di tipo standard (40'), sarà di circa 3 m e sollevati da terra tra i 10 e 15 cm.

Sono inoltre previsti i container per l'alloggiamento degli inverter e trasformatori, nonché un common container per la gestione dell'impianto.

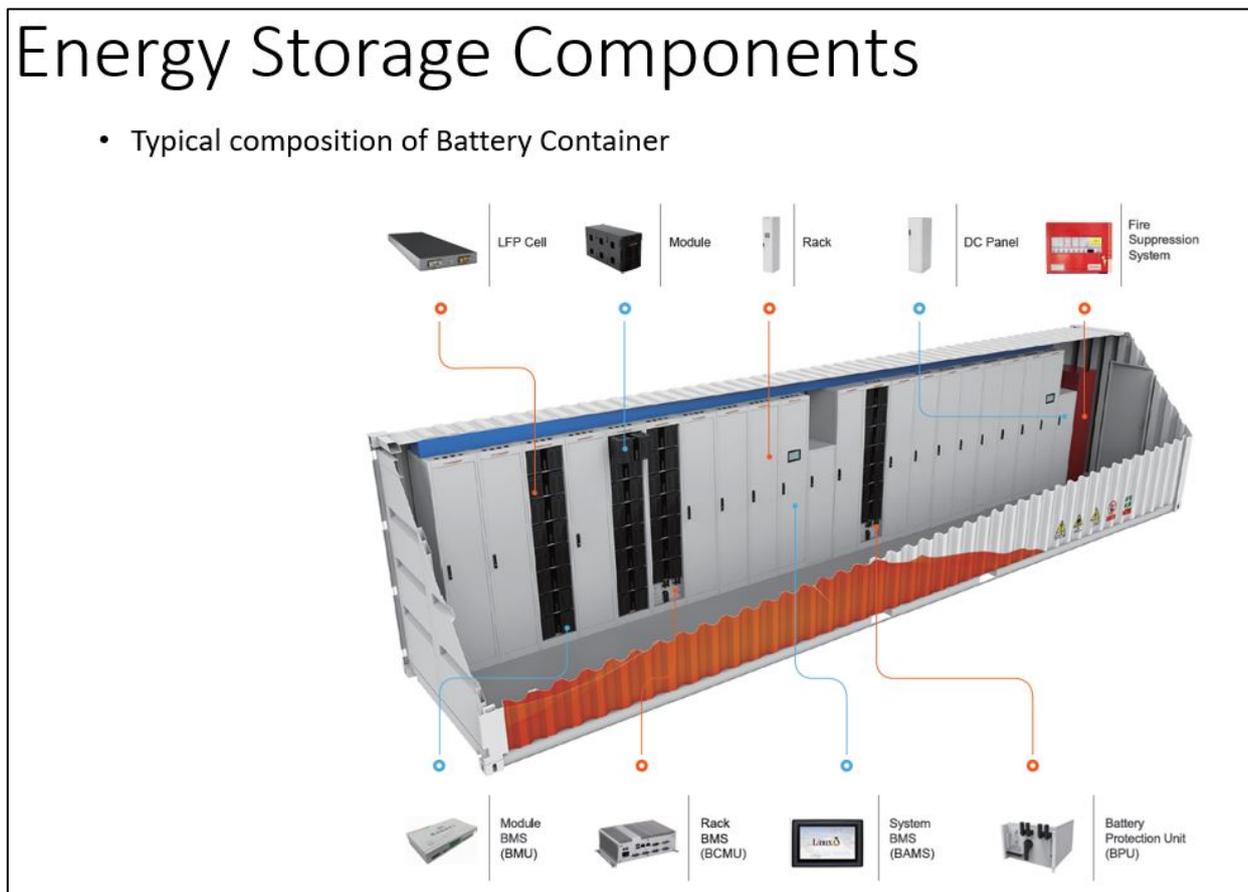


Figura 24 Componenti principali dell'impianto di accumulo

### 9.7.1.1 Definizioni

- BESS: Battery Energy Storage System – Sistema di accumulo di energia a batterie
- MSDS: Material Safety Data Sheet – Scheda tecnica di sicurezza
- MSD: Mercato dei Servizi di Dispacciamento
- PCS: Power Conversion System – Sistema di conversione della corrente (AC-DC e viceversa)
- BMS: Battery Management System – Sistema di controllo batterie
- SCI: Sistema di Controllo Integrato
- Plant SCADA Sistema Centrale di Controllo Integrato
- ES: Capacità nominale del sistema BESS
- SOC: Stato di Carica – rappresenta il rapporto tra energia immagazzinata nel sistema e la rispettiva energia nominale.
- SOH: State of Health – rappresenta in % le condizioni di una batteria/cella comparate alle condizioni ideali
- DOD: Profondità di Scarica – rappresenta la variazione subita dal SOC 100% durante una fase di scarica
- $\Delta Pe$ : Variazione della potenza elettrica [MW]
- THD: Total Harmonic Distortion – distorsione armonica totale
- MT: Media tensione
- BT: Bassa tensione
- AC: Corrente alternata
- DC: Corrente continua
- TSO: Transmission System Operator (TERNA)
- LPS: Lightning Protection System (sistemi protezione da scariche atmosferiche)
- RUP: Registro Unità Produttive
- SLMM: Sul Livello Medio Marino

### 9.7.1.2 Descrizione dei componenti del BESS

Il sistema BESS è un impianto di accumulo elettrochimico di energia, ovvero un impianto costituito da sottosistemi, apparecchiature e dispositivi necessari all'immagazzinamento dell'energia ed alla conversione bidirezionale della stessa in energia elettrica in media tensione.

La tecnologia di accumulatori (batterie al litio) è composta da celle elettrochimiche. Le singole celle sono tra loro elettricamente collegate in serie ed in parallelo per formare moduli di batterie. I moduli, a loro volta, vengono elettricamente collegati in serie ed in parallelo tra loro ed assemblati in appositi armadi in modo tale da conseguire i valori richiesti di potenza, tensione e corrente.

Ogni "assemblato batterie" è gestito, controllato e monitorato, in termini di parametri elettrici e termici, dal proprio sistema BMS.

Di seguito è riportata la lista dei componenti principali del sistema BESS:

- Sistema di accumulo (BESS) composto da:
- Celle elettrochimiche assemblate in moduli e racks (Assemblato Batterie)
- Sistema bidirezionale di conversione dc/ac (PCS)
- Trasformatori di potenza MT/BT
- Quadri Elettrici di potenza MT
- Sistema di gestione e controllo locale di assemblato batterie (BMS)
- Sistema locale di gestione e controllo integrato di impianto (SCI) - assicura il corretto funzionamento di ogni assemblata batteria azionato da PCS anche chiamato EMS (Energy Management System)
- Sistema di Supervisione Plant SCADA integrazione con l'impianto.
- Servizi Ausiliari
- Sistemi di protezione elettriche
- Cavi di potenza e di segnale
- Container o quadri ad uso esterno equipaggiati di sistema di condizionamento ambientale, sistema antincendio e rilevamento fumi.

La configurazione del sistema BESS, in termini di numero di PCS e di numero di moduli batteria, sarà effettuata in funzione delle scelte progettuali che verranno condivise con il fornitore del sistema, così come il numero di PCS che saranno connessi al quadro MT.

### **9.7.1.3 Caratteristiche dei containers**

La struttura dei containers sarà del tipo autoportante metallica, per stazionamento all'aperto, costruita in profilati e pannelli coibentati.

La struttura consentirà il trasporto, nonché la posa in opera in un unico blocco sui supporti, con tutte le apparecchiature già installate a bordo e senza che sia necessario procedere allo smontaggio delle varie parti costituenti il singolo container. L'unica eccezione riguarderà i moduli batteria, che se necessario, saranno smontati e trasportati a parte.

Nei container sarà previsto dove necessario, un impianto di condizionamento e ventilazione, idoneo a mantenere le condizioni ambientali interne ottimali per il funzionamento dei vari apparati.

Il grado di protezione minimo dei container sarà di IP54.

La verniciatura esterna dovrà essere realizzata secondo particolari procedure e nel rispetto della classe di corrosività atmosferica relativa alle caratteristiche ambientali del sito di installazione.

Sarà previsto un sistema antieffrazione con le relative segnalazioni.

La struttura sarà antisismica, nel rispetto delle norme tecniche per le costruzioni NTC 2018.

Tutti i container batterie, convertitori, quadri elettrici saranno dotati di rivelatori incendi. I container batterie saranno inoltre equipaggiati con relativo sistema di estinzione automatico specifico per le apparecchiature contenute all'interno.

Estintori portatili e carrellati saranno, inoltre, posizionati in prossimità dei moduli batterie, dei convertitori di frequenza e dei quadri elettrici.

Le segnalazioni provenienti dal sistema antiincendio vengono inviati al sistema di controllo di impianto e alla sala controllo.

#### 9.7.1.4 Caratteristiche delle batterie

Le batterie sono costituite da celle agli Ioni di Litio (Li-Ion) con chimica Litio Ferro Fosfato (LFP) o NMC assemblate in serie/parallelo in modo da formare i moduli. Più moduli in serie vanno infine a costituire il rack.

#### 9.7.1.5 Collegamento sistema conversione in MT

In riferimento al paragrafo precedente relativo al sistema di conversione mediante valvole IGBT da corrente continua a corrente alternata in Bassa Tensione, si è menzionata la necessità di elevare, mediante trasformatori, la tensione in Media Tensione. Tali trasformatori saranno collegati tra di loro in configurazione entra esci e avranno il compito di distribuire la potenza erogata/assorbita dalle batterie verso i quadri di media tensione. Da un punto di vista funzionale i quadri avranno quindi il compito di:

- Dispacciare la totale potenza erogata/assorbita dal sistema di stoccaggio mediante un pannello dedicato che, in assetto classico, viene identificato come "montante di generazione".
- Alimentare i servizi ausiliari di tutti i container che alloggiavano le batterie e i PCS mediante un pannello dedicato che, in assetto classico, viene identificato come "distributore".
- Garantire la funzione di misura e protezioni per il sistema BESS.

#### 9.7.1.6 Funzionalità del sistema BESS

Il sistema BESS potrà fornire servizio per la regolazione primaria di frequenza, secondaria e terziaria di rete ed altri servizi ancillari di rete, oltre a coprire e ridurre gli sbilanciamenti dell'impianto fotovoltaico

Il PCS comprende l'insieme dei dispositivi e delle apparecchiature necessarie alla connessione delle batterie assemblate al punto di connessione AC, installati in apposito container.

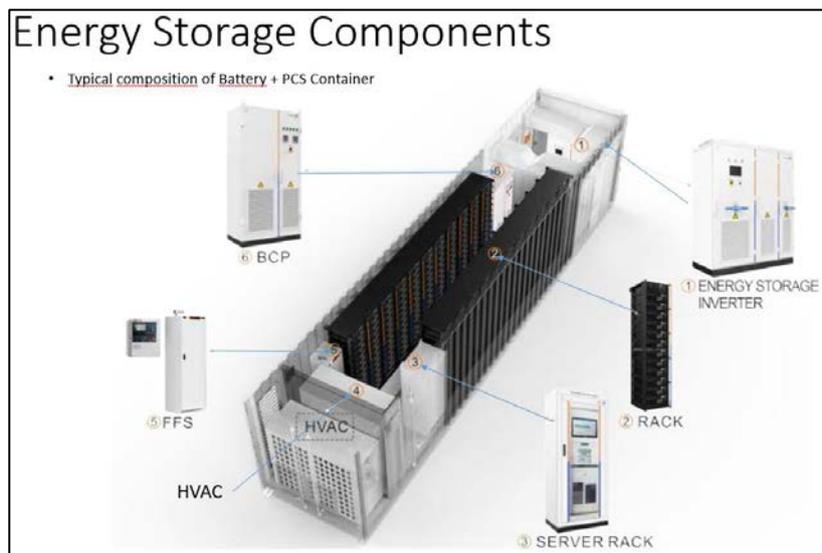
Il sistema risulterà equipaggiato con i seguenti componenti principali:

- Trasformatori MT/BT isolati
- Ponti bidirezionali di conversione statica dc/ac
- Filtri sinusoidali di rete
- Filtri RFI
- Sistemi di controllo, monitoraggio e diagnostica
- Sistemi di protezione e manovra
- Sistemi ausiliari (condizionamento, ventilazione, etc.)
- Sistemi di interfaccia assemblati batterie.

La tensione denominata "BT" sarà determinata in base alla proposta del fornitore del sistema BESS.

I convertitori statici dc/ac saranno di tipologia VSC (Self-Commutated Voltage source Converter) con controllo in corrente, di tipo commutato. Essi saranno composti da ponti trifase di conversione dc/ac bidirezionali reversibili realizzati mediante componenti total-controllati di tipo IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor).

Il PCS sarà dotato di un sistema di supervisione con funzioni di protezione, controllo e monitoraggio, dedicato alla gestione locale dello stesso e delle batterie assemblate da esso azionate.



Le principali funzioni del BMS (Battery Management System) saranno:

- Monitoraggio e gestione del SoC e del SoH;
- Monitoraggio e gestione del bilanciamento delle celle;
- Monitoraggio e diagnostica delle batterie assemblate;
- Gestione dei segnali di allarme/anomalia;
- Supervisione e controllo delle protezioni con eventuale azione di disconnessione/connesione delle batterie in caso di necessità;
- Gestione dei segnali di sicurezza delle batterie con il monitoraggio fino alle singole celle dei valori quali tensioni, temperature, correnti disperse;
- Invio segnali di soglia per la gestione delle fasi di carica e scarica;
- Elaborazione dei parametri per la gestione delle fasi di carica e di scarica;
- Elaborazione dei parametri necessari ad identificare la vita utile residua delle batterie;
- Elaborazione dei parametri necessari alla stima dello Stato di Carica delle batterie;

Le principali funzionalità del sistema di monitoraggio del BMS saranno:

- Calcolare ed inviare ai sistemi locali (SCI) lo stato di carica (SOC)
- Fornire ai sistemi locali (SCI) i parametri di valutazione dei programmi di produzione e erogazione ammissibili
- Fornire ai sistemi locali (SCI) i segnali di allarme/anomalia
- Confermare la fattibilità di una richiesta di potenza in assorbimento o in erogazione.

Le principali funzioni di competenza del sistema di controllo del PCS saranno:

- Gestione della carica/scarica delle assemblate batterie
- Gestione dei blocchi e interblocchi delle assemblate batterie
- Protezione delle assemblate batterie
- Protezione dei convertitori.

Le principali funzioni di competenza del sistema integrato SCI saranno:

- Consentire l'esercizio in locale dei singoli moduli batteria, mediante funzioni di protezione, comando e interblocco
- Operare l'esercizio remoto dell'impianto

Comunicazione con il Plant Scada che, che coordina le attività di gestione del BESS in interazione con le funzionalità e la produzione di energia dell'impianto fotovoltaico.

### 9.7.1.7 Smaltimento a fine vita impianto

Il processo di decommissioning, riciclaggio e smaltimento dei materiali costituenti il sistema BESS verrà attuato in conformità alle leggi nazionali, europee ed internazionali vigenti (tra le quali European Directive on batteries and accumulators 2006/66/EC), assicurandone il rispetto anche nel caso di modifiche e/o integrazioni di quest'ultime dal momento in cui l'impianto verrà messo in esercizio.

Il fornitore del sistema BESS fornirà idonea documentazione nella quale verranno descritte le modalità gestionali e gli aspetti di sicurezza.

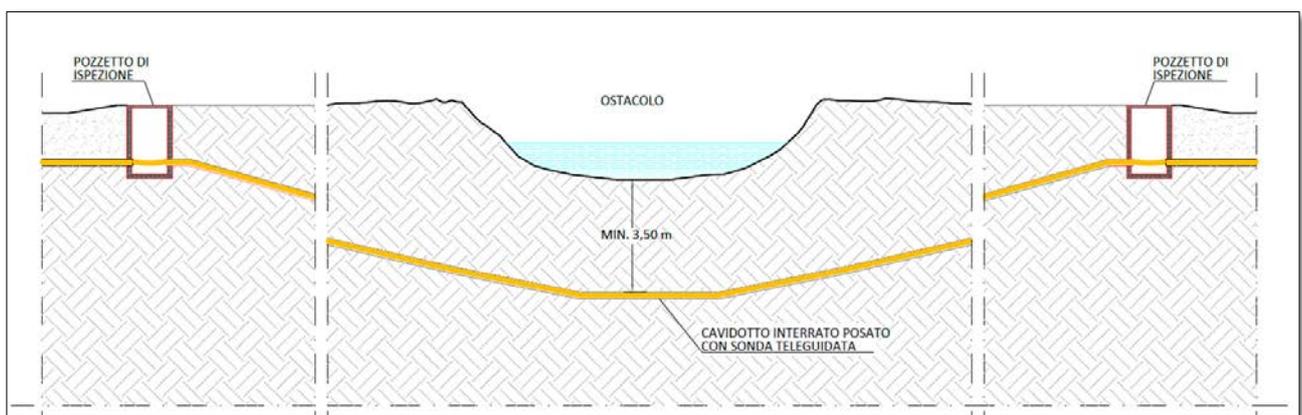
Dal 1° gennaio 2009, in virtù del D.Lgs. 188, datato 20 novembre 2008, è stato esteso in Italia l'obbligo di recupero alle pile e agli accumulatori non basati sull'uso di piombo bensì sull'impiego di altri metalli o composti. Tale decreto recepisce e rende effettiva la direttiva europea 2006/66/CE.

A fine vita il sistema di accumulo sarà disassemblato e, in conformità alle leggi vigenti, trasportato verso un centro autorizzato di raccolta e riciclaggio.

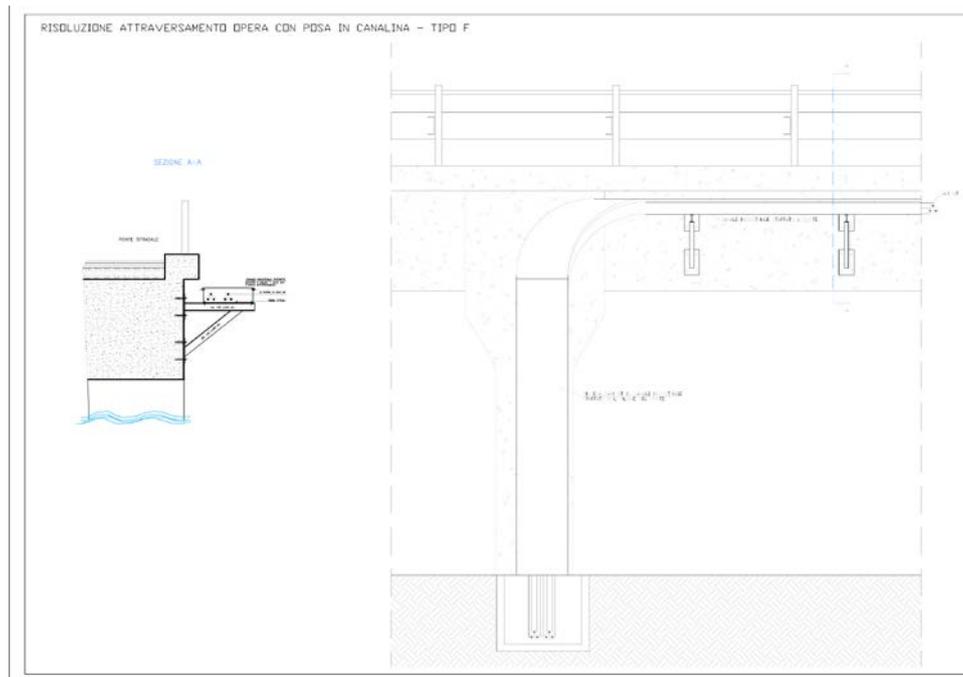
## 10 INTERFERENZE

Le interferenze dell'impianto sono indicate nella tavola allegata al progetto. Le interferenze verranno risolte mediante trivellazione orizzontale controllata (T.O.C) oppure passaggio con canaletta su opere esistenti o normale posa in trincea. Per maggiori dettagli si rimanda alla tavola e relazione delle interferenze.

### Tipologico T.O.C (Trivellazione orizzontale controllata)



### Tipologico attraversamento bordo opera esistente



## 11 RICADUTE SOCIOOCCUPAZIONALI

Nel campo delle energie rinnovabili, la trasformazione dell'energia solare in elettricità costituisce uno dei settori più promettenti a livello globale, interessato in questi ultimi anni da un boom senza precedenti e che appare ben lontano dallo stabilizzarsi.

La realizzazione dell'Impianto proposto apporterà vantaggi sia a livello globale che a livello locale, contribuendo, a livello globale, al raggiungimento degli obiettivi mondiali, europei e nazionali di "risparmio" di emissioni nocive nell'atmosfera e di decarbonizzazione, oltre alla produzione autonoma dell'energia da una fonte di tipo rinnovabile, ma contribuendo, anche e soprattutto con opportunità occupazionali e di introiti a livello locale.

A livello occupazionale, le figure professionali più richieste appartengono a tre tipologie:

- tecnici dotati di forte professionalità, per le attività di progettazione e sviluppo delle iniziative;
- impiegati commerciali, per la vendita sul mercato retail di impianti per l'autoconsumo;
- operai per la manutenzione e gestione degli impianti.

La ricaduta positiva non si limita alla sola occupazione, dovendo considerare anche i proventi per i proprietari terrieri dall'utilizzo delle aree, i benefici per gli utenti dovuti ai miglioramenti infrastrutturali connessi all'iniziativa (strade, reti elettriche) e le imposte che l'attività genererà per l'erario.

Inoltre, il rapporto benefici/costi ambientali è nettamente positivo dato che il rispetto della natura e l'assenza totale di scorie o emissioni fanno dell'energia solare la massima risposta al problema energetico in termini di tutela ambientale.

Verrà effettuata, di seguito, un'analisi dei costi di realizzazione del progetto rapportata all'analisi dei benefici derivanti dalla realizzazione dell'iniziativa proposta, sia a livello globale (considerando i flussi di benefici e costi che si verificano a livello globale) che a livello locale (considerando solo i flussi di benefici e costi esterni che si verificano localmente).

## 11.1 Costo di produzione dell'Energia da Fonte Rinnovabile

L'effettivo costo dell'energia prodotta con una determinata tecnologia è dato dalla somma dei **costi industriali e finanziari** sostenuti per la generazione elettrica lungo l'intero arco di vita degli impianti (**LCOE - Levelized COst of Electricity**) e dei **Costi Esterni** al perimetro dell'impresa sull'ambiente e sulla salute.

Il valore di LCOE sarà paragonato al prezzo di vendita dell'energia in Italia, per verificare il discostamento esistente fra il prezzo di vendita dell'energia ed il costo di produzione.

*Il valore medio europeo del LCOE del fotovoltaico nel 2021* è stimato in 63,3 €/MWh per gli impianti commerciali e in 53,5 €/MWh per quelli utility scale (Fonte: Irex Report di Althesys, 2021).

Per il calcolo del LCOE si tengono in conto i costi industriali di realizzazione dell'impianto, i costi finanziari, i costi operativi e i costi di manutenzione dell'impianto che si ripetono annualmente.

Inoltre, tale valore tiene in conto anche il tasso di rendimento netto (depurato dall'inflazione), che remunera il capitale dell'investimento iniziale. In definitiva il valore del LCOE tiene in conto anche la remunerazione della società che detiene l'impianto.

Paese	Taglia impianto	LCOE (€/MWh)	LEOE (€/MWh)	Δ (€/MWh)	Δ%
Francia (Sud)	100 kW	58,5	84,9	26,4	45%
Germania	100 kW	60,0	69,6	9,5	16%
Italia (Nord)	100 kW	68,1	93,0	25,0	37%
Italia (Sud)	100 kW	56,3	93,0	36,7	65%
Paesi Bassi	100 kW	70,4	68,2	-2,2	-3%
Spagna	100 kW	47,3	34,0	-13,4	-28%
UK	50 kW	82,4	77,0	-5,5	-7%
<b>Media commerciali</b>		<b>63,3</b>	<b>74,2</b>	<b>10,9</b>	<b>17%</b>
Francia (Sud)	1 MW	53,1	55,7	2,6	5%
Germania	1 MW	53,5	49,7	-3,8	-7%
Italia (Sud)	1 MW	50,5	63,3	12,8	25%
Polonia	1 MW	57,8	49,0	-8,8	-15%
Spagna	1 MW	38,7	27,9	-10,8	-28%
UK	1 MW	67,2	60,6	-6,6	-10%
<b>Media Utility Scale</b>		<b>53,5</b>	<b>51,0</b>	<b>-2,4</b>	<b>-5%</b>

Tabella 2 – Sintesi dei risultati dell'Ire Report di Althesys

Per l'impianto in esame si ha che l'LCOE è basso rispetto alla media europea, in quanto l'impianto è localizzato nel sud Europa, in un'area in cui il livello di irraggiamento è di molto superiore alla media. Inoltre, le dimensioni dell'impianto permettono di avere economie di scala nei costi di costruzione, gestione e manutenzione dell'impianto.

## 11.2 Prezzo Di Vendita dell'Energia in Italia

Dall'analisi dell'andamento del prezzo di vendita dell'energia di seguito riportati:

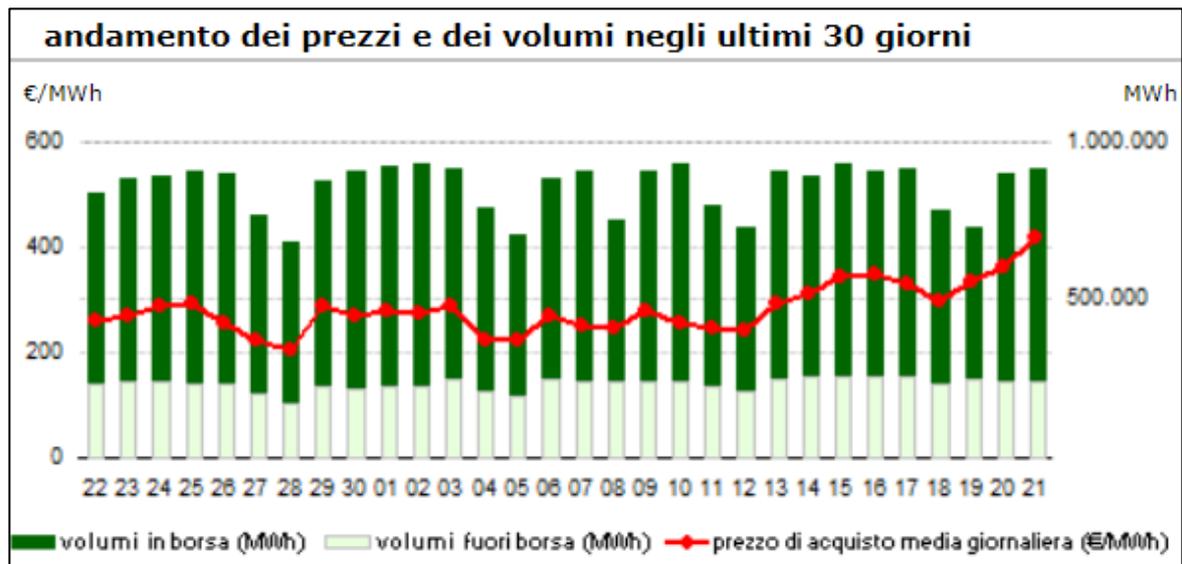


Figura 25 - Andamento grafico del prezzo di vendita dell'energia – dicembre 2021 Fonte: sito internet Gestore Mercato Elettrico, gme.it

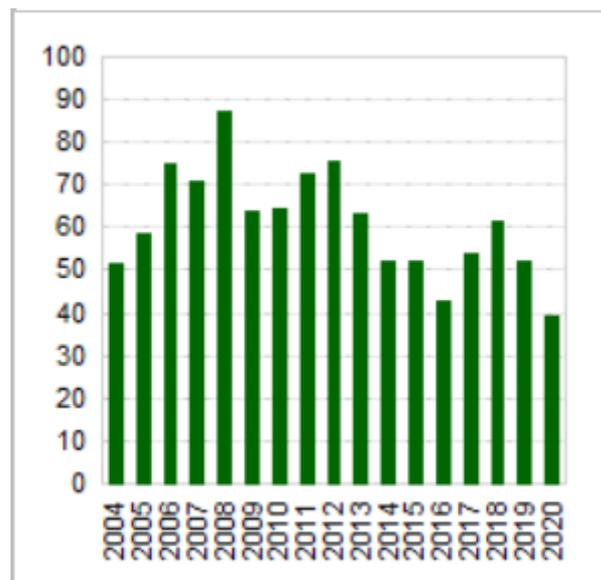


Figura 26 - PUN – Prezzo Unico Nazionale - Periodo 2004-2020 - Prezzo medio di vendita dell'energia in Italia in €/MWh Fonte: sito internet Gestore Mercato Elettrico, gme.it

Si evince che **la produzione di energia da fonte solare fotovoltaica è remunerata dal prezzo di vendita sul mercato dell'energia**: il prezzo medio di vendita dell'energia per il 2020, infatti, è superiore a 40 €/MWh, a fronte di un LCOE medio per il fotovoltaico che è inferiore a 59 €/MWh.

### 11.3 Costi Esterni

In economia, un "costo esterno", chiamato anche "esternalità", si manifesta quando l'attività di produzione (o di consumo) di un soggetto influenza, negativamente o positivamente, il benessere di un altro soggetto, senza che chi ha subito tali conseguenze riceva una compensazione (nel caso di impatto negativo) o paghi un prezzo (nel caso di impatto positivo) pari al costo o al beneficio sopportato/ricevuto.

I "costi ambientali", che non rientrano nel prezzo di mercato e pertanto non ricadono sui produttori e sui consumatori, vengono globalmente imposti alla società, in quanto sono "esternalità negative" o "diseconomie", ed anche il **solare fotovoltaico**, come tutte le energie rinnovabili, ha il suo "costo ambientale", che rappresenta perciò un "costo esterno" non considerato nel valore dell'LCOE di cui al paragrafo precedente, e che andremo a stimare.

Le esternalità rilevanti nel caso di impianti per la produzione di energia da **fonte fotovoltaica** sono dovute a:

- 1) sottrazione di suolo, in particolare sottrazione di superfici coltivabili (che, nella fattispecie del caso in esame, è ridotta, data la tipologia di **impianto agrivoltaico** proposto);
- 2) effetti sulla Idrogeologia;
- 3) effetti microclimatici;
- 4) effetti sull'attività biologica delle aree;
- 5) fenomeno dell'abbagliamento;
- 6) impatto visivo sulla componente paesaggistica;
- 7) costo dismissione degli impianti.

Altri costi esterni potrebbero essere ricondotti all'impatto su flora, fauna, avifauna ed in generale sull'ecosistema ma solo nel caso in cui le aree interessate siano di particolare valore naturalistico relativamente a queste componenti.

Nel caso in esame l'impianto non ricade in un'area di particolare valore naturalistico per flora, fauna ed avifauna di conseguenza, questi costi esterni sono trascurabili.

Inoltre, nella quantificazione dei costi esterni si dà anche una quantificazione monetaria alle seguenti variabili:

- a) emissioni generate nella costruzione dei componenti di impianto;
- b) residui ed emissioni generate durante la costruzione dell'impianto (utilizzo di mezzi pesanti per la costruzione e per il trasporto dei componenti, che generano ovviamente emissioni inquinanti in atmosfera);
- c) ai residui ed emissioni nella fase di esercizio degli impianti (rumore, campi elettromagnetici, generazione di olii esausti);
- d) ad eventi accidentali quali incidenti durante l'esercizio dell'impianto e incidenti sul lavoro durante la costruzione.

Per la stima dei costi esterni associati alla produzione di energia da **fonte solare** sono stati condotti diversi studi, di cui si riportano i dati nella seguente tabella:

<b>Studi condotti</b>	<b>Costi esterni fotovoltaico (€/MWh)</b>
RSE, 2014	2,00
Ecofys, 2014	14,20
REN 21, 2012	7,69
ExternE, 2005	6,11
<b>MEDIA</b>	<b>7,5</b>

Pertanto, assumeremo come “costo esterno” derivante **dall’impianto fotovoltaico di progetto** il valore di **7,5 €/per MWh** prodotto, e considerando che il nostro impianto da **24,814 MW** ha un **valore di produzione annua stimata di 35,632 GWh/anno** di energia elettrica, si ha che i costi esterni imputabili all’impianto di progetto ammontano al seguente valore:

$$35.632.000 \text{ kWh} \times 0,0075 \text{ €/kWh} = 267.240 \text{ €/anno} \quad \textbf{(COSTI ESTERNI)}$$

## 11.4 Benefici Globali

I principali benefici derivanti dalla produzione di energia da fonti rinnovabili a livello globale consistono principalmente alla mancata emissione di CO<sub>2</sub> ed altri gas inquinanti che, emessi in atmosfera, sono nocivi per la salute umana, oltre a rappresentare una delle principali cause del cosiddetto cambiamento climatico.

Nei costi esterni evitati grazie alla mancata produzione di CO<sub>2</sub> si considerano le esternalità connesse ai seguenti fattori:

- cambiamenti climatici;
- crescita dei costi sanitari per i cittadini;
- minor produttività dei lavoratori;
- costi di riparazione dei danni ambientali generati da fenomeni meteo climatici estremi.

Per la valutazione dei benefici (globali) derivanti dalla mancata emissione di CO<sub>2</sub> per ogni kWh prodotto da fonte rinnovabile, prendiamo in considerazione:

- il costo utilizzato negli USA pari a **33 €/t di CO<sub>2</sub>** emessa in atmosfera (come costo esterno);
- uno studio dell’ISPRA (Istituto Superiore per la Protezione e Ricerca Ambientale) del 2015 che valuta che la sostituzione di un kWh prodotto da fonti fossili con uno prodotto da fonti rinnovabili consente di evitare l’emissione di **554,6g CO<sub>2</sub>**. Tale valore tiene anche in conto il fatto che sebbene nella fase di esercizio le fonti rinnovabili non producano emissioni nocive, nella fase di costruzione dei componenti di impianto (p.e. moduli fotovoltaici), si genera una pur piccola quantità di emissioni di gas nocivi con effetto serra.

In riferimento alle considerazioni sopra riportate, possiamo considerare che per ogni kWh prodotto dall'impianto di generazione in oggetto si abbia una mancata emissione di CO<sub>2</sub> in atmosfera quantificabile, da un punto di vista monetario, in:

$$0,033 \text{ €/kg} \times 0,5546 \text{ kg/kWh} = 0,018 \text{ €/kWh}$$

L'impianto proposto ha una potenza installata di **24,814 MWp** ed una producibilità attesa di **1436 kWh/kWp/anno**, per cui la produzione di energia elettrica si attesta in **35.632.000 kWh** all'anno, quantificato in un **beneficio annuo per mancata emissione di CO<sub>2</sub>** pari a:

$$35.632.000 \text{ kWh} \times 0,018 \text{ €/kWh} = 641.376 \text{ €/anno} \quad \textbf{(BENEFICI GLOBALI)}$$

Questo risultato va confrontato con il "**costo esterno**" generato dalla produzione di energia da fonte solare fotovoltaica precedentemente quantificato in **7,5 €/MWh (0,0075 €/kWh)** e che aveva portato al seguente risultato:

$$35.632.000 \text{ kWh} \times 0,0075 \text{ €/kWh} = 267.240 \text{ €/anno} \quad \textbf{(COSTI ESTERNI)}$$

**con evidente bilancio positivo in termini di benefici globali.**

Altri benefici globali, difficilmente quantificabili in termini monetari se rapportati ad un singolo impianto, sono i seguenti:

- riduzione del prezzo dell'energia elettrica, che è andato via via diminuendo grazie alla crescita di impianti eolici e fotovoltaici che hanno contribuito a far abbassare i prezzi sul mercato dell'energia, portando a forti riduzioni del PUN (Prezzo Unico Nazionale);
- riduzione del "fuelrisk" e miglioramento del mix e della sicurezza nazionale nell'approvvigionamento energetico, dato che la crescente produzione da fonti rinnovabili comporta una minore necessità di importazione di combustibili fossili, riducendo la dipendenza energetica dall'estero;
- esternalità evitate: oltre alla evitata emissione di CO<sub>2</sub> viene evitata anche l'emissione di altri agenti inquinanti quali NH<sub>3</sub>, NOx, NMVOC, PM e SO<sub>2</sub>, che generano aumento delle malattie, danni all'agricoltura, e danni agli edifici, e che generano ulteriori costi esterni, ovvero costi sociali;
- ricadute economiche dirette, derivanti dal fatto che la realizzazione di iniziative quali quello in progetto generano un valore aggiunto innescando tutta la filiera di finanziamento, progettazione, esecuzione e manutenzione dell'impianto;
- ricadute economiche indirette, quali l'aumento del PIL concretizzato con ricchezza pubblica e privata del Paese, con effetti positivi sui consumi, sulla creazione di nuove attività economiche e nei servizi;

- possibilità del conseguimento degli obiettivi imposti dalle normative comunitarie e nazionali, grazie alla decarbonizzazione, all'aumento di competitività e all'aumento della sicurezza nell'approvvigionamento e nella fornitura dell'energia.

Si può concludere, quindi, che la realizzazione dell'impianto in progetto porterebbe benefici globali ben superiori al costo esterno generato dalla realizzazione dell'impianto stesso.

## 11.5 Benefici economici - locali

La realizzazione dell'Impianto proposto apporterà vantaggi, oltre che a livello globale, appena visti, anche a livello locale, contribuendo con opportunità sia per la Comunità locale (opportunità occupazionali) e sia per l'Amministrazione Comunale (introiti derivanti dall'IMU, ad esempio).

Per quanto riguarda i benefici economici a livello locale in fase di esercizio dell'impianto, si può dire quanto di seguito.

Gli introiti del **Comune di Gravina di Puglia**, in quanto Amministrazione, sono riconducibili al contributo IMU derivante dalla realizzazione dell'impianto.

Facendo una stima di massima quantificata in un introito pari a **€ 5.000/MW**, per la potenza di impianto installata, che è pari a pari a **24,814 MWp**, si può stimare un introito pari a :

$$24,814 \text{ MW} \times 5000 \text{ €} = \underline{124.070 \text{ €/anno}} \quad \underline{\text{(INTROITO IMU-TASI/anno)}}$$

Inoltre, quale beneficio locale derivante dalla realizzazione dell'iniziativa si possono esplicitare:

- misure di compensazione per il comune interessato;

Attività che comportano ricadute sul territorio:

- manutenzione ordinaria impianto;
- attività di sorveglianza dell'impianto;
- attività di monitoraggio ambientale che impiegherà tecnici ed altri addetti del settore;
- affitti per i proprietari dei terreni sui quali ricade l'impianto.

Per una stima dei vantaggi economici a livello locale, si può fare riferimento ad una percentuale economica calcolata sul valore complessivo dell'opera, comprensivo di tutte le voci per la realizzazione; tale percentuale si può assumere pari al **7 ‰** del valore complessivo dell'opera (da quadro economico di realizzazione) escluso IVA.

Pertanto, nella fattispecie, considerando che il valore complessivo dell'opera, da quadro economico generale, risulta pari ad **€26.898.847,42 (IVA esclusa)**, ne deriva un vantaggio economico a livello locale pari a:

$$\underline{\underline{€16.554.700,77 \times 7‰ \approx 115.883 \text{ €/anno (BENEFICI ECONOMICI DIRETTI ED INDIRETTI)}}$$

Per quanto concerne i **lavori di costruzione** dell'impianto e delle relative opere di connessione, si stima un costo complessivo (opere civili ed opere elettriche) pari a circa **600.000 €/MWp**.

A livello locale, si tratta essenzialmente dell'esecuzione dei lavori relativi alle opere civili e alla movimentazione terre (fondazioni cabine, viabilità di accesso, opere in c.a. previste, scavi per posa cavidotti).

Come da computo metrico, tali opere ammontano a circa **€ 14.888.807,26**. Cautelativamente si assume una percentuale pari a **60% a favore di imprese locali**, quindi pari a circa **€ 8.933.284,36 (ovvero circa 360.000 €/MWp)**.

## 11.6 Ricadute occupazionali locali

Abbiamo sin ora visto che la realizzazione dell'impianto proposto apporterà vantaggi sia a livello globale che a livello locale, contribuendo, a livello globale, al raggiungimento degli obiettivi mondiali, europei e nazionali di "risparmio" di emissioni nocive nell'atmosfera e di decarbonizzazione, e contribuendo, a livello locale, con opportunità occupazionali e di introiti per l'Amministrazione Comunale (in termini di IMU, ad esempio).

In una visione globale del comparto, l'associazione Elettricità Futura stima un aumento di occupati nel settore delle fonti rinnovabili dal 2019 al 2030 di 37.000 unità.

Secondo un'analisi del Worldwatch Institute, l'occupazione diretta creata per ogni miliardo di kWh prodotto da fonte rinnovabile è di 542 addetti, mentre quella creata, per la stessa produzione di elettricità, dal nucleare e dall'utilizzo del carbone (compresa l'estrazione del minerale) è, rispettivamente, di 100 e 116 addetti.

Anche il rapporto benefici/costi ambientali abbiamo visto essere nettamente positivo, dato che il rispetto della natura e l'assenza totale di scorie o emissioni fanno dell'energia rinnovabile la massima risposta al problema energetico in termini di tutela ambientale.

**L'energia solare fotovoltaica** è inoltre una risorsa importante per l'economia europea in quanto, oltre a contribuire alla "ripresa economica verde", crea vantaggi significativi in termini occupazionali e di sviluppo del territorio.

Nella fattispecie del progetto in questione, per la **fase di cantiere** si stima di utilizzare, compatibilmente con il quadro economico di progetto e per le varie lavorazioni, le seguenti categorie professionali:

- lavori di preparazione del terreno e movimento terra: ruspisti, camionisti, gruisti, topografi, ingegneri/architetti/geometri;
- lavori civili (strade, fondazioni, cabine): operai generici, operai specializzati, camionisti, carpentieri, saldatori;
- lavori elettrici (cavidotti, quadri, cablaggi, rete di terra, cabine): elettricisti, operai specializzati, camionisti, ingegneri;
- montaggio moduli fotovoltaici: topografi, ingegneri, operai specializzati, saldatori;
- opere a verde e piano culturale: vivaisti, agronomi, operai generici.

Anche l'approvvigionamento dei materiali, ad esclusione delle apparecchiature complesse, quali i moduli fotovoltaici, verrà effettuato per quanto possibile nel bacino commerciale locale dell'area di progetto.

Successivamente, durante il periodo di normale **esercizio dell'impianto**, verranno utilizzate maestranze per la manutenzione, la gestione/supervisione dell'impianto, nonché ovviamente per la sorveglianza dello stesso e le attività previste dal piano colturale.

Alcune di queste figure professionali saranno impiegate in modo continuativo, come ad esempio il personale di gestione/supervisione tecnica e di sorveglianza ed il personale richiesto per le attività di monitoraggio ambientale. Altre figure verranno impiegate occasionalmente a chiamata al momento del bisogno, ovvero quando si presenta la necessità di manutenzioni ordinarie o straordinarie dell'impianto. Le altre figure occupazionali permanenti saranno quelle relative alle attività come da piano colturale previsto.

La tipologia di figure professionali richieste in questa fase sono i tecnici della supervisione dell'impianto e al personale di sorveglianza, elettricisti, operai edili, artigiani e gli operai agricoli/giardinieri dediti alla manutenzione del terreno di pertinenza dell'impianto e al piano colturale previsto (cura e raccolta delle colture previste, taglio dell'erba, sistemazione delle aree a verde ecc.).

## **11.7 Ricadute sociali occupazionali ed economiche a livello locale.**

Per quanto sinora esposto, si desume, di conseguenza, che la realizzazione di un impianto come quello di progetto rappresenta sicuramente un incremento dell'occupazione, sia a breve che a lungo termine; tantopiù per quelli di natura agrovoltaica quale è quello della fattispecie, in esame, che, abbinando all'impianto tradizionale la conduzione dell'attività agricola, prevede anche ulteriore offerta occupazionale nel settore agricolo, di durata pari al piano colturale previsto.

Infatti, ipotizzando di impiegare in parte, sia in fase di costruzione che in fase di esercizio e manutenzione dell'impianto, nonché per l'attività agricola prevista, la forza lavoro del posto, si avrà sicuramente un aumento del reddito locale, oltre che un arricchimento della conoscenza del settore delle energie rinnovabili che potrebbe favorire la nascita di una imprenditoria locale.

Dal bilancio degli effetti positivi e negativi derivanti dalla realizzazione dell'intervento si può concludere che, a fronte dei limitati effetti negativi derivanti dall'occupazione del suolo, dall'aumento del traffico locale (fase di costruzione) e dal trascurabile effetto visivo descritti negli elaborati progettuali a corredo della documentazione progettuale, si hanno ben più effetti positivi incidenti sia a livello occupazionale che redditizio.

## **11.8 Stima occupazione locale – impianto di generazione**

### ***Fase di cantiere***

In fase di cantiere si prevedono le seguenti attività:

- lavori di preparazione del terreno e movimento terra: ruspisti, camionisti, gruisti, topografi, ingegneri/architetti/geometri;

- lavori civili (strade, fondazioni, manufatti in c.a.v. lato utente e impianto di rete, nonché dell'impianto di accumulo elettrochimico): operai generici, operai specializzati, camionisti, carpentieri, saldatori;
- lavori elettrici (cavidotti, quadri, cablaggi, rete di terra, cabine): elettricisti, operai specializzati, camionisti, ingegneri;
- montaggio moduli fotovoltaici: topografi, ingegneri, operai specializzati, saldatori;
- opere a verde e piano colturale: vivaisti, agronomi, operai generici.

La ricaduta a livello locale viene riassunta nella seguente tabella:

Lavori	Durata (giornate lavorative/unità)	Unità locali totali occupate	Tecnici	Operai
Lavori di movimento terra	60	6	2	4
Opere civili	180	8	2	6
Opere elettriche	30	4	0	4
Opere a verde e colturali	40	4	0	4

### **Fase di esercizio**

Le tipologie di figure professionali richieste in questa fase sono:

- Sorveglianza impianto;
- Manutenzione ordinaria area di impianto (sfalcio erba, pulizia fossi e cunette, piccole opere di sistemazione del terreno);
- Manutenzione impianti elettrici (impianti elettrici opere di connessione, verifica di legge per impianti di terra, verifica quadri elettrici);
- Manutenzione moduli fotovoltaici (controllo supporti fotovoltaici, lavaggio moduli, ecc.)

Lavori	Durata (giornate lavorative/anno/unità)	Unità locali totali occupate	Tecnici	Operai/impiegati
Sorveglianza	20	2	0	2
Manutenzione ordinaria area	20	2	0	2
Manutenzione impianti elettrici	4	2	0	2
Manutenzione ordinaria moduli	20	2	0	2

## 11.9 Stima occupazione locale – attività agricola

I due lotti saranno suddivisi in aree su cui verranno praticate colture in rotazione, nello specifico le attività prevedono:

- Prato polifita
- apicoltura
- arboricoltura

Le attività saranno condotte da un'azienda agricola locale adiacente ai fondi nel rispetto delle BPA (Buone Pratiche Agricole). Si prevede l'impiego di 3 unità lavorative aziendali (ULA).



## 12 PIANO DI DISMISSIONE DELL'IMPIANTO

Il Piano di Dismissione è il documento che descrive il processo di dismissione di tutte le attività e fornisce una quantificazione dei relativi costi inerenti alle attività di dismissione e le modalità di gestione del materiale dismesso, utilizzando le più recenti modalità di smaltimento e privilegiando il recupero e riciclo dei materiali, da svolgersi a "fine vita impianto", per riportare lo stato dei luoghi alla condizione ante-operam.

Tuttavia, al termine della vita utile dell'impianto agri voltaico, l'attività agricola potrebbe non cessare, per cui alcune opere, quali la recinzione, l'impianto di video sorveglianza ed illuminazione, parte della viabilità interna utile al proseguo delle attività culturali, potrebbero non essere rimosse.

L'impianto sarà dismesso trascorso il periodo di autorizzazione all'esercizio previsto dalle normative di settore ed in particolare dalla **Regione Puglia**, seguendo le prescrizioni normative in vigore a quella data.

Le fasi principali del piano di dismissione sono riassumibili nelle seguenti fasi:

- 1) smantellamento impianto fotovoltaico e cavidotto:
  - a) sezionamento impianto lato DC e lato AC (Dispositivo di generatore), sezionamento in BT e MT (locale cabina di trasformazione);
  - b) scollegamento serie moduli fotovoltaici mediante connettori tipo multi contact;
  - c) scollegamento cavi lato c.c. e lato c.a.;
  - d) smontaggio moduli fotovoltaici dalla struttura di sostegno (tavole);
  - e) impacchettamento moduli mediante appositi contenitori;
  - f) smontaggio sistema di illuminazione;
  - g) smontaggio sistema di videosorveglianza;
  - h) sfilaggio cavi BT e MT da canali / trincee interrati;
  - i) rimozione tubazioni interrate;
  - j) rimozione pozzetti di ispezione;
  - k) rimozione parti elettriche;
  - l) smontaggio struttura metallica (inseguitori monoassiali);
  - m) rimozione del fissaggio al suolo;
  - n) rimozione degli Shelter contenenti il gruppo conversione / trasformazione;
  - o) rimozione manufatti prefabbricati e/o demolizione manufatti gettati in opera;
  - p) rimozione recinzione;
  - q) rimozione ghiaia dalle strade;
  - r) consegna materiali a ditte specializzate allo smaltimento;
  - s) ripristino stato dei luoghi alle condizioni ante-operam mediante apporto di materiale inerte e terreno vegetale a copertura di scavi e/o trincee.

## 2) Smantellamento impianto di accumulo elettrochimico:

- a) Rimozione cabine shelter;
- b) Rimozione delle tubazioni interrate (vie cavi) e dei cavi elettrici (AT, MT, BT e di segnale) in esse contenuti;
- c) Rimozione del piazzale con finitura in asfalto;
- d) Rimozione della recinzione, ivi compreso il cordolo di fondazione e i cancelli;
- e) Consegna materiali a ditte specializzate allo smaltimento;
- f) Riempimento dei volumi occupati dalle fondazioni con terreno idoneo;
- g) Apporto di terreno vegetale sugli strati superficiali.

Per maggiori dettagli si rimanda alla relazione tecnica relativa al piano di dismissione.

Dall'analisi effettuata, dalla relazione specifica allegata al progetto e dalla stima dei costi effettuata con relativo computo dei costi di Dismissione e Ripristino dell'Impianto, si ha che la stima dei costi per la dismissione e ripristino dell'impianto ammonta ad **€1.250.680,62**.

Per maggiori dettagli si rimanda all'elaborato **FLX\_DIS.01**.