

IMPIANTO DI PRODUZIONE DI ENERGIA DA FONTE SOLARE  
"ASCOLI SATRIANO MASSERIA SAN POTITO" - POTENZA NOMINALE IMPIANTO FOTOVOLTAICO 47,5 MVA  
POTENZA NOMINALE SISTEMA DI ACCUMULO ENERGIA 90 MVA

REGIONE PUGLIA  
PROVINCIA di FOGGIA  
COMUNE di ASCOLI SATRIANO  
Località: Masseria San Potito

PROGETTO DEFINITIVO  
Id AU 82BKAH2

Tav.:

Titolo:

R01  
rev2

Relazione generale descrittiva

Scala:

Formato Stampa:

Codice Identificatore Elaborato

n.a.

A4

82BKAH2\_RelazioneDescrittiva\_01-rev2

Progettazione:

Committente:

**DOTT. ING. Fabio CALCARELLA**

Via Bartolomeo Ravenna, 14 - 73100 Lecce  
Mob. +39 340 9243575  
fabio.calcarella@gmail.com - fabio.calcarella@ingpec.eu  
P. IVA 04433020759

**Whysol-E Sviluppo S.r.l.**

Via Meravigli, 3 - 20123 - MILANO  
Tel: +39 02 359605  
info@whysol.it - whysol-e.sviluppo@legalmail.it  
P. IVA 10692360968



Data	Motivo della revisione:	Redatto:	Controllato:	Approvato:
Aprile 2020	Prima emissione	STC S.r.l.	FC	WHYSOL-E Sviluppo s.r.l.
Novembre 2020	Rev1 - Validazione TERNA progetto connessione	STC	FC	WHYSOL-E Sviluppo s.r.l.
Giugno 2021	Rev2 - Richiesta Integrazione Regione Puglia prot. AOO_159 / 28 / 05 / 2021 n°5801	STC	FC	WHYSOL-E Sviluppo s.r.l.

## Sommario

1.	DESCRIZIONE GENERALE DEL PROGETTO .....	3
1.1	Finalità e inquadramento generale dell'intervento.....	3
1.2	Descrizione generale dell'opera.....	5
1.3	Principali scelte progettuali.....	7
2.	CONTESTO NORMATIVO DI RIFERIMENTO .....	10
1.4	Principali norme comunitarie.....	10
1.5	Principali norme nazionali .....	10
1.6	Legislazione Regionale e Normativa Tecnica, principali riferimenti.....	11
3.	PROFILO LOCALIZZATIVO DEL PROGETTO .....	13
1.7	Principali caratteristiche dell'area di progetto .....	13
1.8	Distanze da strade pubbliche esistenti .....	15
1.9	Impianti FER presenti nell'area e nell'area vasta .....	16
1.10	Aspetti geologici ed idrogeologici dell'area .....	17
1.10.1	Caratteri idrogeologici generali e locali.....	20
1.11	Aspetti geotecnici e criteri di progettazione strutturale .....	25
1.12	Reti esterne esistenti: interferenze ed interazioni .....	25
4.	INQUADRAMENTO CATASTALE DEL PROGETTO .....	27
5.	AREA DI IMPIANTO .....	28
1.13	Moduli fotovoltaici .....	28
1.14	Strutture di supporto dei moduli fotovoltaici.....	28
1.15	Lay-out di impianto.....	32
1.16	Gruppi conversione / trasformazione (Shelter).....	32
1.17	Cabine di Campo.....	33
1.18	Shelter per l'accumulo dell'energia prodotta.....	33
1.18.1	Descrizione generale .....	33
1.18.2	Motivazione della scelta di installare un SDA.....	33
1.18.3	Tipologia storage: batterie al litio-ferro-fosfato.....	36
1.18.4	Altre caratteristiche e normative del Sistema di Accumulo.....	39
1.19	Architettura elettrica dell'impianto .....	40
1.20	Trincee e cavidotti.....	45
1.21	Strade e piste di cantiere .....	45
1.22	Recinzione.....	46
5.1.	Siepe perimetrale.....	47
1.23	Sistema di videosorveglianza e di illuminazione .....	50
1.24	Regimazione idraulica.....	51
1.25	Ripristini .....	52
1.26	Progettazione esecutiva.....	52
1.26.1	Scelta moduli fotovoltaici .....	53
1.26.2	Calcoli strutture.....	53
1.26.3	Cronoprogramma esecutivo .....	53
6.	INTERFERENZE ED ATTRAVERSAMENTI .....	54
7.	L'AGRO - FOTOVOLTAICO .....	63
8.	APICOLTURA E BIOMONITORAGGIO .....	65
9.	COSTI E BENEFICI .....	67

9.1 Costo di produzione dell'energia da fonte fotovoltaica - LCOE .....	67
9.2 Costi Esterni .....	69
9.3 Benefici globali .....	71
9.4 Benefici locali .....	76
10. RIPRISTINO DELLO STATO DEI LUOGHI .....	78
11. PIANO DI DISMISSIONE DELL'IMPIANTO E RIPRISTINO DEI LUOGHI .....	78
12. MODALITÀ DI SMALTIMENTO DEI COMPONENTI DELL'IMPIANTO A FINE VITA 79	
12.1 Moduli fotovoltaici .....	79
12.2 Olio contenuto all'interno delle vasche di raccolta degli Shelter .....	80
12.3 Batterie tampone .....	81
13. Deposito rifiuti .....	82
<i>Fase di realizzazione</i> .....	82
<i>Fase di esercizio</i> .....	82
14. STRUTTURE PREFABBRICATE RIMOVIBILI .....	83
15. INQUINAMENTO DELLA FALDA .....	83

## 1. DESCRIZIONE GENERALE DEL PROGETTO

### 1.1 Finalità e inquadramento generale dell'intervento

Scopo del Progetto è la presentazione dell'impianto che si propone di realizzare nel comune di Ascoli Satriano formato da: Impianto fotovoltaico (impianto FTV) di potenza nominale **47,5 MWp** con annesso **Sistema di Accumulo** (impianto **SdA**) con batterie al *Litio-Ferro-Fosfato*, di potenza nominale **90 MWA** (equivalenti a **270 MWh**) di seguito per brevità congiuntamente "l'Impianto o il Progetto"

L'impianto SdA comporta notevoli vantaggi sia per l'efficienza dell'impianto Fotovoltaico consentendo la conservazione dell'energia prodotta nei periodi in cui la Rete Elettrica Nazionale non ha capacità di assorbimento, che per la stessa Rete Elettrica Nazionale assicurando una maggiore flessibilità, bilanciamento e gestibilità, come meglio descritto in avanti (quanto precede confermato dalla promozione e divulgazione a livello nazionale ed europeo di bandi e norme specifiche utili a favorire l'installazione di tali sistemi di accumulo e regolare i molteplici servizi che i medesimi possono offrire alla Reti nazionali ed Europee).

L'energia prodotta dall'impianto FTV e quella accumulata nel SdA, verrà convogliata ad una Cabina di Smistamento (CdS) ubicata all'interno dell'area di Progetto e da questa portata.

**Preme evidenziare che la connessione alla RTN per l'Impianto in argomento avverrà in area e struttura già esistente senza aggravio di ulteriori opere**

Le opere di connessione per la connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale, prevedono la realizzazione:

- 1) di linee MT in cavo interrato di lunghezza pari a 1,5 km circa per il convogliamento dell'energia prodotta in media tensione a 30 kV dalla Cabina di Smistamento alla SSE elettrica di trasformazione che sarà denominata *SSE Renoir*;
- 2) della SSE Renoir in cui avviene l'innalzamento di tensione dell'energia prodotta da 30 kV (media tensione) a 150 kV (alta tensione), ubicata nel territorio comunale di Deliceto, ad 1 km circa in linea d'aria dall'impianto fotovoltaico in progetto;
- 3) di una linea AT in cavo interrato di lunghezza pari a circa 600 m, che trasporta l'energia a 150 kV dalla *SSE Renoir* alla ***SSE Elce esistente ed in esercizio*** adiacente alla *SE Terna Deliceto* a cui è elettricamente connessa.;

- 4) di tutte le apparecchiature elettriche AT per il collegamento del cavo in arrivo dalla SSE *Renoir* alle sbarre AT esistenti e predisposte per ulteriori connessioni della SSE *Elce*.

**La SSE di Elce è esistente ed in esercizio.**

L'impianto fotovoltaico propriamente detto sarà ubicato ad Ovest del Comune di Ascoli Satriano (FG). Il Cavidotto MT a 30 kV interesserà i Comuni di Ascoli Satriano (FG) e di Deliceto (FG) ed avrà una lunghezza complessiva di circa 1,5 km. La SSE *Renoir* è ubicata nel Comune di Deliceto (FG). Il percorso del cavo AT, 600 m circa dalla SSE *Renoir* alla SSE *Elce esistente*, avverrà interamente nel territorio comunale di Deliceto.

Come dettagliatamente descritto nella specifica relazione allegata, **sarà effettuata con specifici protocolli, attività agricola (agrosolare) su scala ampia (circa il 60% dell'area di Impianto) con procedure atte all'acquisizione della certificazione BIO, ed introduzione di macchinari e protocolli di monitoraggio e controllo come previsti nel piano "AGRICOLTURA 4.0**

**Si evidenzia inoltre che, con la realizzazione dell'Impianto in oggetto, si attiverà un protocollo di monitoraggio ambientale mediante l'inserimento di un sistema di (APICOLTURA v. allegata relazione) la cui attività verrà specificamente certificata e posta nella disponibilità delle Autorità ed Enti competenti a livello Comunale Provinciale e Regionale oltre che promossa presso le scuole del Territorio interessato**



*Ubicazione Area di Impianto e SSE per la connessione*

## 1.2 Descrizione generale dell'opera

I principali componenti dell'impianto sono:

- 109.200 moduli fotovoltaici di potenza unitaria pari a 435 Wp, installati su strutture di sostegno in acciaio di tipo mobile (inseguitori), con relativi motori elettrici per la movimentazione. Le strutture saranno ancorate al suolo tramite paletti in acciaio direttamente infissi nel terreno; **evitando qualsiasi struttura in calcestruzzo, riducendo sia i movimenti di terra (scavi e rinterri) che le opere di ripristino conseguenti.** E' previsto in particolare che siano installati inseguitori 230 inseguitori che sostengono 24 moduli e 2.160 inseguitori che sostengono 48 moduli.
- 19 cabinati (Shelter) preassemblati in stabilimento dal fornitore e contenenti il gruppo conversione / trasformazione;
- 10 Cabine di Campo (CdC) contenenti i Quadri BT ed MT dell'impianto fotovoltaico;

- i moduli prefabbricati (container) contenenti le batterie al Litio-Ferro-Fosfato per l'accumulo dell'energia prodotta;
- Una Cabina di Raccolta (CdR), in cui converge in media tensione tutta l'energia del Sistema di Accumulo
- una Cabina di Smistamento, in cui viene raccolta tutta l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico (proveniente dalle 10 Cabine di Campo) e dal sistema di accumulo a batterie (proveniente dalla Cabina di Raccolta);
- Tutta la parte BT, ovvero dei cavi BT in c.c. (cavi solari) e relativa quadristica elettrica (quadri di parallelo stringhe), dei cavi BT in c.a. e relativa quadristica elettrica di comando, protezione e controllo;
- Il cavidotto interrato MT (di lunghezza pari a circa 1,5 km), per il trasferimento dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico (raccolta nella CdS) verso la SSE Renoir 30/150 kV di trasformazione;
- Il cavidotto AT per la connessione della SSE *Renoir* alla SSE Elce esistente, ubicata, come detto, in adiacenza alla SE Terna di Deliceto a cui è elettricamente connessa.

L'energia elettrica prodotta a 550 V in c.c. dai generatori fotovoltaici (moduli) viene prima raccolta nei Quadri di Parallelo Stringhe posizionati in campo in prossimità delle strutture di sostegno dei moduli e quindi convogliata presso i gruppi di conversione/trasformazione (Shelter), all'interno dei quali avviene la conversione della corrente da c.c. a c.a. (per mezzo di un inverter centralizzato da 2.500 kVA) e l'innalzamento di tensione da 0,55 kV a 30 kV (per mezzo di un trasformatore MT/BT). Da qui, l'energia sarà trasportata verso la più vicina Cabina di Campo.

Dalle Cabine di Campo, in configurazione entra-esce, l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico e/o rilasciata dal sistema di accumulo verrà trasportata nella Cabina di Smistamento (CdS), posizionata all'interno dell'impianto e poi immessa, in cavo interrato sempre a 30 kV della lunghezza di circa 1,0 km, nella Sottostazione Elettrica Utente 30/150 kV, che sarà denominata *Renoir*, in cui avviene la trasformazione di tensione (30/150 kV). Dalla SSE *Renoir* partirà un cavo AT a 150 kV che sarà collegato al sistema di sbarre AT della SSE *Elce*, adiacente alla SSE *Terna di Deliceto*, e a questa connessa elettricamente. Pertanto la connessione alla RTN avverrà nel "nodo" della SE *Terna di Deliceto* attraverso la SSE *Elce*, sfruttando, quindi, una infrastruttura esistente senza necessità di occupazione / realizzazione di ulteriori opere di rete.

**In fase gestionale, in alternativa, alla immissione diretta dell'energia prodotta alla RTN, in uscita dalla CdS, l'energia elettrica prodotta potrà essere inviata al Sistema di**

**Accumulo installato nell'area di impianto ed essere da qui prelevata e riversata nella RTN nei momenti opportuni: per picchi di assorbimento o per livellamento di tensione e di frequenza, e più in generale predisposto per offrire servizi di dispacciamento alla rete.**

In relazione alle caratteristiche dell'impianto, al numero di moduli fotovoltaici (109.200), alla loro potenza unitaria (435 Wp) ed all'irraggiamento previsto nell'area di impianto sulla base dei dati ricavati da PVGIS, si stima una produzione di energia elettrica totale di circa **85,790 GWh/anno** (47.502 kWp x 1.806 kWh/kWp  $\approx$  85.790 MWh/anno). Il contributo ai benefici ambientali, economici e sociali derivante dalla produzione dell'energia elettrica sopra stimata in generale e di questo Progetto in particolare, è dettagliatamente descritto in avanti e ripreso nella Relazione Sintetica di Presentazione, contenente anche il Bilancio Costi Benefici (BCB))

Per quanto concerne invece il Sistema di Accumulo (SdA), esso avrà una potenza installata di 90 MW (270 MWh) e potrà rilasciare l'energia accumulata con tempo di scarica minimo pari a 3 ore.

**L'opera che ne deriva, rappresenta non solamente un contributo alla riduzione dell'energia elettrica da fonte fossile, ma anche un sostanziale contributo al miglioramento della funzionalità della RTN (Rete Elettrica Nazionale)**

**Le soluzioni adottate sia per la mitigazione ambientale che per lo sfruttamento agricolo del suolo interessato dall'Impianto stesso, come appresso meglio in specifici capitoli dettagliate e descritte, rendono l'opera utile tanto per gli aspetti energetici ed ambientali, quanto per il valore economico, occupazionale e produttivo derivante dall'uso del suolo (allo scopo per ulteriori dettagli si rimanda all'allegato prospetto costi benefici e al paragrafo 6)**

### **1.3 Principali scelte progettuali**

I criteri seguiti per la scelta dell'area di intervento sono stati i seguenti:

#### **1) L'intera area interessata dal Progetto:**

- si presenta pressoché pianeggiante, fatta eccezione per la parte più a sud dove degrada dolcemente senza necessità di alcun intervento strutturale.
- ha un perimetro regolare e quindi facilita l'installazione delle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici;
- è terreno agricolo seminativo terreni agricoli seminativi non irrigui, e quindi di modesto pregio;

- non presenta particolari criticità di accesso anche con mezzi pesanti, utilizzati per il trasporto dei componenti di impianto (in particolare i cabinati pre - assemblati contenenti il gruppo conversione / trasformazione, gli Shelter per l'accumulo dell'energia e le cabine elettriche prefabbricate).
- **presenta caratteristiche infrastrutturali particolarmente idonee alla realizzazione di un impianto da fonte rinnovabile, in quanto:**
  - a. molto prossima alla SE Terna di Deliceto, in cui avviene l'immissione dell'energia prodotta nella Rete di Trasmissione Nazionale (RTN).
  - b. Il collegamento alla RTN avverrà in corrispondenza della *SSE di Elce esistente*, sfruttando, pertanto, **una infrastruttura esistente**.
  - c. **non necessitano infrastrutture viarie per l'accesso**, dal momento che l'impianto è prospiciente una strada comunale, collegata con viabilità principale (SR1, A14);
  - d. si utilizzano per i passaggi dei cavi MT ed AT aree marginali prossime alla carreggiata della strada comunale senza interferire con la sede stradale

## INOLTRE

- 2) L'installazione di un Sistema di Accumulo SDA "power intensive" come previsto in Progetto, fa sì che l'impianto possa essere fornire **servizi di dispacciamento** alla rete che consistono essenzialmente nella:
  - a. regolazione di tensione mediante scambio di potenza reattiva
  - b. regolazione primaria e secondaria di frequenza
  - c. livellamento dei picchi
  - d. risoluzione di congestioni di rete
  - e. riserva di energia per il sistema elettrico, per fronteggiare contingenze che ne impongano l'utilizzo
  - f. fornire risorse di bilanciamento

Tali servizi offerti alla rete sono particolarmente utili se non addirittura indispensabili in un punto di immissione quale quello della SE Terna di Deliceto dove converge l'energia prodotta da numerosi impianti da Fonti Rinnovabili Non Programmabili (FRNP), in gran parte eolici ed in misura minore fotovoltaici. La presenza di un Sistema di Accumulo da una parte mantiene inalterata la sicurezza e l'efficienza complessiva del Sistema Elettrico anche in presenza di impianti FRNP, dall'altra permette un migliore sfruttamento dell'energia generata dagli stessi FRNP, limitando la loro esclusione dalla rete, e quindi che si disperda una parte dell'energia "verde" prodotta.

Facciamo presente infine che un SDA che fornisce servizi di dispacciamento alla rete permette una riduzione dell'inerzia del Sistema Elettrico. Venendo meno le grandi masse rotanti dei generatori di centrale, l'energia fornita dalle batterie ha un "ingresso in rete" immediato, molto utile, in caso di improvvisi fuori servizio o rapide variazioni della generazione, peraltro tipiche della generazione rinnovabile.

**L'utilizzo di inseguitori mono assiali (Tracker) permette:**

- 1) di sfruttare al meglio la risorsa "terreno" con notevole potenza installata in rapporto alla superficie (circa 1,5 ettari per MWp installato);
- 2) di sfruttare al meglio la risorsa "sole", poiché a parità di irraggiamento permette di avere una produzione del 20% superiore rispetto agli stessi moduli fotovoltaici montati su strutture fisse;
- 3) di contenere l'altezza del sistema inseguitore-moduli al di sotto dei tre metri, evitando strutture molto grandi tipiche degli inseguitori biassiali.(pure consentendo un uso del suolo per l'attività agrosolare come in dettaglio descritta

Inoltre, la scelta di inseguitori dotati di software di controllo con algoritmo di *back-tracking* ha permesso di ridurre l'interasse tra le file (portato a 5,50 m) fornendo una "corsia utile" tra le file con tracker in posizione orizzontale pari circa a 3,30 m. in coerenza con l'attività agrosolare Il *back-tracking* permette infatti di muovere singolarmente ogni inseguitore, dando inclinazioni diverse a file contigue di moduli ed evitando così gli ombreggiamenti nelle ore in cui il sole è più basso (primo mattino e pomeriggio).

È prevista, infine, l'installazione di moduli fotovoltaici di ultima generazione con notevole potenza nominale unitaria (435 Wp) e con superficie di circa 2,19 x 0,98 m, di poco superiore a quella dei moduli tradizionalmente utilizzati (tipicamente 1,60 x 1,00 m), di potenza comunque inferiore.

Tutte le componenti dell'impianto sono progettate per un periodo di vita utile di almeno 30 anni, durante i quali alcune parti o componenti potranno essere sostituite.

A fine vita utile, si prevede lo smantellamento dell'impianto ed il ripristino delle condizioni preesistenti in tutta l'area. Tutto l'impianto e le sue componenti, incluse le strade di comunicazione all'interno del sito, saranno progettate e realizzate in conformità a leggi e normative vigenti.

## 2. CONTESTO NORMATIVO DI RIFERIMENTO

### 1.4 Principali norme comunitarie

I principali riferimenti normativi in ambito comunitario sono:

- **Direttiva 2001/77/CE** del Parlamento Europeo e del Consiglio, del settembre 2001, sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.
- **Direttiva 2006/32/CE** del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 5 aprile 2006, concernente l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e recante l'abrogazione della Direttiva 93/76/CE del Consiglio.
- **Direttiva 2009/28/CEE** del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 23 aprile 2009, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE.
- **DIRETTIVA (UE) 2018/2001** del Parlamento Europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, rifusione della direttiva 2009/28/CEE.

### 1.5 Principali norme nazionali

In ambito nazionale, i principali provvedimenti che riguardano la realizzazione di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili o che la incentivano sono:

- **D.P.R. 12 aprile 1996**. Atto di indirizzo e coordinamento per l'attuazione dell'art. 40, comma 1, della legge n. 146/1994, concernente disposizioni in materia di valutazione di impatto ambientale.
- **D.lgs. 112/98**. Conferimento di funzioni e compiti amministrativi dello Stato alle Regioni ed agli Enti Locali, in attuazione del Capo I della Legge 15 marzo 1997, n. 59.
- **D.lgs. 16 marzo 1999 n. 79**. Recepisce la direttiva 96/92/CE e riguarda la liberalizzazione del mercato elettrico nella sua intera filiera: produzione, trasmissione, dispacciamento, distribuzione e vendita dell'energia elettrica, allo scopo di migliorarne l'efficienza.
- **D.lgs. 29 dicembre 2003 n. 387**. Recepisce la direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità. Prevede fra l'altro misure di razionalizzazione e semplificazione delle procedure autorizzative per impianti per la produzione di energia da fonte rinnovabile.
- **D.lgs 152/2006 e s.m.i.** (D.lgs 104/2007) TU ambientale

- **D.lgs. 115/2008** Attuazione della Direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e abrogazione della Direttiva 93/76/CE.
- **Piano di azione nazionale per le energie rinnovabili** (direttiva 2009/28/CE) approvato dal Ministero dello Sviluppo Economico in data 11 giugno 2010.
- **SEN Novembre 2017**. Strategia Energetica Nazionale – documento per consultazione. Il documento è stato approvato con Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico e Ministro dell'Ambiente del 10 novembre 2017.

## **1.6 Legislazione Regionale e Normativa Tecnica, principali riferimenti**

I principali riferimenti normativi seguiti nella redazione del progetto e della presente relazione sono:

- **L.R. n. 11 del 12 aprile 2001**.
- **Legge regionale n.31 del 21/10/2008**, norme in materia di produzione da fonti rinnovabili e per la riduzione di immissioni inquinanti e in materia ambientale;
- **PPTR – Puglia** Piano Paesaggistico Tematico Regionale - Regione Puglia
- **Deliberazione della Giunta Regionale n. 3029 del 30 dicembre 2010**, Approvazione della Disciplina del procedimento unico di autorizzazione alla realizzazione ed all'esercizio di impianti di produzione di energia elettrica;
- **Regolamento Regionale n. 24/2010** Regolamento attuativo del Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 10 settembre 2010, "*Linee Guida per l'Autorizzazione degli impianti alimentati da fonte rinnovabile*", recante l'individuazione di aree e siti non idonei all'installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili nel territorio della Regione Puglia.
- **Legge Regionale 24 settembre 2012, n. 25**- Regolazione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili e s.m.i (DD 162/204, RR24/2012);
- **Regolamento Regionale 30 novembre 2012, n. 29** - Modifiche urgenti, ai sensi dell'art. 44 comma 3 dello Statuto della Regione Puglia (L.R. 12 maggio 2004, n. 7), del Regolamento Regionale 30 dicembre 2012, n. 24 "Regolamento attuativo del Decreto del Ministero dello Sviluppo del 10 settembre 2010 Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, recante la individuazione di aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili nel territorio della Regione Puglia."
- **Delibera di Giunta Regionale n. 2122 del 23/10/2012** con la quale la Regione Puglia ha fornito gli indirizzi sulla valutazione degli effetti cumulativi di impatto ambientale con

specifico riferimento a quelli prodotti da impianti per la produzione di energia da fonte rinnovabile.

- **Determinazione 06.06.2014 n. 162 Regione Puglia.** Indirizzi applicativi per la valutazione degli impatti cumulativi di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili nella Valutazione di Impatto Ambientale. Regolamentazione degli aspetti tecnici e di dettaglio in attuazione alla D.G.R. 2122/2010.
- **Legge Regionale 16 luglio 2018, n. 38** - Modifiche e integrazioni alla legge regionale 24 settembre 2012, n. 25

Inoltre, gli impianti e le reti di trasmissione elettrica saranno realizzate in conformità alle normative CEI vigenti in materia, alle modalità di connessione alla rete previste da TERNA, con particolare riferimento alla Norma CEI 0-16, "*Regole tecniche di connessione per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica*".

Per quanto concerne gli aspetti di inquadramento urbanistico del progetto, i principali riferimenti sono:

- PPTR Piano Paesaggistico Territoriale – PPTR Regione Puglia, con riferimenti anche al PUTT/P (Piano Urbanistico Territoriale Tematico "Paesaggio") - Regione Puglia (sebbene non più in vigore);
- PAI Piano di Assetto Idrogeologico dell'Autorità di Bacino della Regione Puglia;
- Carta Idrogeomorfologica Regione Puglia redatta da AdB;
- PTCP Provincia di Foggia.

### 3. PROFILO LOCALIZZATIVO DEL PROGETTO

#### 1.7 Principali caratteristiche dell'area di progetto

Il progetto dell'impianto fotovoltaico e del Sistema di Accumulo (SDA) interessa un'area ubicata a circa 5,0 km ad Ovest dell'abitato di Ascoli Satriano (FG), a circa 8,0 km ad Est dell'abitato di Deliceto (FG) e a circa 7,0 km a Nord dell'abitato di Candela (FG).

Le aree di impianto sono pressoché pianeggianti ed hanno altezza media sul livello del mare di circa 265 m, attualmente investite a seminativo, e possiamo considerarle confinate tra la Strada Comunale Deliceto – Ascoli Satriano (a Nord) e la Strada Regionale 1 (a Sud).

È previsto che la centrale fotovoltaica venga allacciata alla Rete di Trasmissione Nazionale, con immissione dell'energia prodotta nella sezione 150 kV della Stazione Elettrica TERNA 150/380 kV "Deliceto". L'immissione avviene utilizzando le sbarre **150 kV della SSE "Elce" esistente**, a seguito di un doppio innalzamento di tensione dell'energia prodotta, la prima a 30 kV (nell'ambito della stessa area di impianto), la seconda a 150kV (nella SSE "Renoir").

**Il progetto è stato elaborato nel rispetto puntuale del sistema delle tutele introdotto dal PPTR ed articolato nei beni paesaggistici ed in ulteriori contesti paesaggistici con riferimento ai tre sistemi individuati nel Piano Paesaggistico Territoriale Regionale, ovvero:**

1. Struttura idrogeomorfologica:
  - a. Componenti geomorfologiche
  - b. Componenti idrologiche
2. Struttura ecosistemica e ambientale:
  - a. Componenti botanico vegetazionali
  - b. Componenti delle aree protette e dei siti naturalistici
3. Struttura antropica e storico culturale:
  - a. Componenti culturali ed insediative
  - b. Componenti dei valori percettivi

Il PPTR suddivide il territorio regionale in Ambiti di Paesaggio e Figure Territoriali, ovvero aggregazioni complesse (Ambiti) e unità minime (Figure), l'area in Studio sulla base di questa perimetrazione ricade nell'Ambito Paesaggistico del "Tavoliere".

Tale ambito del PPTR è caratterizzato dalla dominanza di vaste superfici pianeggianti coltivate prevalentemente a seminativo che si spingono fino alle propaggini collinari dei Monti Dauni. La

delimitazione dell'ambito si è attestata sui confini naturali rappresentati dal costone garganico, dalla catena montuosa appenninica, dalla linea di costa e dalla valle dell'Ofanto.

Questi confini morfologici rappresentano la linea di demarcazione tra il paesaggio del Tavoliere e quello degli ambiti limitrofi (Monti Dauni, Gargano e Ofanto) sia da un punto di vista geolitologico (tra i depositi marini terrazzati della piana e il massiccio calcareo del Gargano o le formazioni appenniniche dei Monti Dauni), sia di uso del suolo (tra il seminativo prevalente della piana e il mosaico bosco/pascolo dei Monti Dauni, o i pascoli del Gargano, o i vigneti della Valle dell'Ofanto), sia della struttura insediativa (tra il sistema di centri della pentapoli e il sistema lineare della Valle dell'Ofanto, o quello a ventaglio dei Monti Dauni).

In riferimento all'Allegato 1 del R.R. n°24/2010 (riportante i principali riferimenti normativi, istitutivi e regolamentari che determinano l'idoneità di specifiche aree all'installazione di determinate dimensioni e tipologie di impianti da fonti rinnovabili) si è verificata l'eventuale interferenza dell'impianto fotovoltaico in progetto (area di impianto, linea interrata MT a 30 kV da CdS a SSE, linea AT interrata da SSE a punto di connessione alla RTN) con aree non idonee ai sensi del richiamato Regolamento, di cui si riporta l'elenco puntuale.

- Aree naturali protette nazionali: **non presenti**
- Aree naturali protette regionali: **non presenti**
- Zone umide Ramsar: **non presenti**
- Sito d'Importanza Comunitaria (SIC): **non presenti**
- Zona Protezione Speciale (ZPS): **non presenti**
- Important Bird Area (IBA): **non presenti**
- Altre aree ai fini della conservazione della biodiversità (Vedi PPTR, Rete ecologica Regionale per la conservazione della Biodiversità): **non presenti**
- Siti Unesco: **non presenti**
- Beni Culturali +100 m (Parte II D.Lgs 42/2004, Vincolo L.1089/1939): **non presenti**
- Immobili ed aree dichiarati di notevole interesse pubblico (art. 136 D.Lgs 42/2004, Vincolo L.1497/1939): **non presenti**
- Aree tutelate per legge (art. 142 D.Lgs 42/2004) – Territori costieri fino a 300 m: **non presenti**
- Aree tutelate per legge (art. 142 D.Lgs 42/2004) – Laghi e Territori contermini fino a 300 m: **non presenti**
- Aree tutelate per legge (art. 142 D.Lgs 42/2004) – Fiumi, torrenti e corsi d'acqua fino a 150 m: **non presenti**

- Aree tutelate per legge (art. 142 D.Lgs 42/2004) – Boschi + buffer di 100 m: **non presenti**
- Aree tutelate per legge (art. 142 D.Lgs 42/2004) – Zone Archeologiche + buffer di 100 m: **non presenti**
- Aree tutelate per legge (art. 142 D.Lgs 42/2004) – Tratturi + buffer di 100 m: non presenti
- Aree a pericolosità idraulica: **non presenti**
- Aree a pericolosità geomorfologica:

In riferimento all'assetto geomorfologico le Norme Tecniche di Attuazione del PAI definiscono aree a pericolosità geomorfologica molto elevata (PG3), a pericolosità geomorfologica elevata (PG2) ed a pericolosità geomorfologica media e moderata (PG1).

Le aree in cui sarà installato l'impianto, ricadono in area a Pericolosità Media e moderata (**PG1**)

**Il progetto elaborato non prevede alcuna alterazione all'attuale assetto geomorfologico dell'area.** Così come indicato all'art. 15 delle NTA (Norme Tecniche di Attuazione). **Il progetto di cui è parte il presente documento, prevede inoltre la redazione di studio di compatibilità geologica e geotecnica, al fine da analizzare compiutamente gli effetti della realizzazione dell'impianto sulla stabilità dell'area interessata.**

- Ambito A (PUTT): **non presenti**
- Ambito B (PUTT): **non presenti**
- Area edificabile urbana + buffer di 1 km: **non presenti**
- Segnalazione carta dei beni + buffer di 100 m: **non presenti**
- Coni visuali: **non presenti**
- Grotte + buffer di 100 m: **non presenti**
- Lame e gravine: **non presenti**
- Versanti: **non presenti**
- Aree agricole interessate da produzioni agro-alimentari di qualità (Biologico, D.O.P., I.G.P., S.T.G., D.O.C., D.O.C.G.): **non presenti**

## 1.8 Distanze da strade pubbliche esistenti

Come detto, le aree di impianto sono pressoché pianeggianti ed hanno altezza media sul livello del mare di circa 265 m, attualmente investite a seminativo, e possiamo considerarle confinate tra la Strada Comunale Deliceto – Ascoli Satriano (a Nord) e la Strada Regionale 1 (a Sud).

La recinzione avrà una distanza di minimo 10 m dalla strade Comunali e di minimo 30 m dalla Strada Regionale.

### 1.9 Impianti FER presenti nell'area e nell'area vasta

L'Area di studio ovvero l'area su cui possono aversi potenziali impatti è definita come l'area che si estende con un raggio di 3 Km dal baricentro. In questa area come delimitata è presente n°1 impianto fotovoltaico.

**Nello Studio di Impatto Ambientale saranno indagati gli effetti cumulativi dovuti alla presenza di detto impianto.**



**Area di impianto (in celeste), intorno di 3 km dal perimetro delle aree di impianto (in blu)  
Impianti FER presenti nei 3 km (in verde)**

## 1.10 Aspetti geologici ed idrogeologici dell'area

Per effetto della progressiva evoluzione paleogeografica, l'area del Tavoliere è caratterizzata dalla presenza di un basamento geologico regionale, costituito da formazioni carbonatiche di età mesozoica, dislocato tettonicamente a rilevante profondità nel sottosuolo e sormontato da una potente coltre di depositi marini di avansfossa di età plio-pleistocenica e da un complesso di depositi marini e continentali terrazzati di età tardo quaternaria.

I depositi di origine prettamente marina riferibili al sistema deposizionale dell'Avansfossa Bradanica ("Calcarenite di Gravina", "Argille Subappennine") affiorano nelle zone più interne, situate alle pendici dei rilievi del Subappennino Dauno. Nella zone del Tavoliere comprese tra i rilievi pre-appenninici e il promontorio del Gargano, detti depositi non affiorano ma si rinvergono comunque nel sottosuolo a profondità variabili in funzione delle condizioni di dislocamento tettonico del basamento.

Infatti, nella fascia centro-orientale del Tavoliere, topograficamente più depressa, affiorano con continuità i depositi terrazzati tardo quaternari, costituiti da numerosi corpi stratigrafici (sintemi e sub-sintemi) di genesi sia marina che continentale, raggruppati nel "Super-sintema del Tavoliere di Puglia". I sintemi più antichi sono sovente suddivisi in sub-sintemi che distinguono i depositi marini dai sovrastanti depositi continentali. I sintemi più recenti sono invece costituiti essenzialmente da successioni continentali.

I depositi terrazzati di origine marina sono generalmente costituiti da facies di mare sottile e/o di ambiente transizionale con ben marcato trend regressivo. I depositi continentali sono invece costituiti prevalentemente da facies di piana alluvionale, rappresentati da un'alternanza di corpi lenticolari costituiti da sedimenti ghiaiosi, sabbiosi e limoso-argillosi, che si incrociano e anastomizzano di frequente.

I depositi continentali poggiano su superfici d'erosione intagliate sui depositi terrazzati più antichi (sia continentali che marini), che, a loro volta, poggiano in erosione sulle Argille Subappennine. Nel presente studio è stata adottata la suddivisione stratigrafica riportata nella nuova carta geologica d'Italia in scala 1:50.000 di recente pubblicazione (ISPRA, 2011). In base al nuovo strumento cartografico, le unità costituenti la colonna stratigrafica locale sono le seguenti:

- UNITÀ DELLA FOSSA BRADANICA
  - Argille Subappennine (Pleistocene inferiore);
- UNITÀ QUATERNARIE DEL TAVOLIERE DI PUGLIA – SUPERSINTEMA DEL TAVOLIERE DI PUGLIA
  - Sintema del Piano di Amendola (Pleistocene medio);

- Sintema dei Torrenti Carapelle e Cervaro (Pleistocene sup. - Olocene);
- DEPOSITI ALLUVIONALI
  - Depositi alluvionali recenti (Olocene).

### **Argille Subappennine**

In tutta l'area del Tavoliere, il basamento geologico regionale è ricoperto da una potente coltre di depositi clastici di origine marina appartenente al sistema deposizionale dell'Avanfossa Bradanica.

La parte superiore della successione di Avanfossa è costituita dalla formazione delle Argille Subappennine, un'unità litologicamente omogenea composta in assoluta prevalenza da depositi clastici a composizione limoso-argillosa.

Si tratta principalmente di argille siltose e marne argillose di colore grigio, a cui si intercalano livelli limoso-sabbiosi formanti corpi lenticolari di modesto spessore.

La formazione presenta un ricco contenuto in macrofossili, rappresentato soprattutto da gasteropodi, lamellibranchi, briozoi ed echinidi.

La Formazione affiora nell'area in esame, soprattutto in prossimità delle incisioni del reticolo idrografico, inoltre costituisce il substrato su cui poggiano i depositi terrazzati del Super-sintema del Tavoliere di Puglia.

In particolare, una porzione dell'impianto fotovoltaico giace direttamente sulle Argille tra Masseria Croglio e la Strada Regionale n. 1.

La potenza complessiva di questa formazione può variare significativamente in funzione delle condizioni di assetto strutturale del sottostante substrato geologico: dati scaturiti da perforazioni profonde per ricerca di idrocarburi indicano una potenza media che può essere localmente stimata dell'ordine di alcune centinaia di metri. Tuttavia, lo spessore delle argille grigio-azzurre si incrementa progressivamente da est verso ovest, raggiungendo spessori dell'ordine di alcune migliaia di metri in corrispondenza dell'asse centrale dell'Avanfossa.

Il tetto di questa unità è ovunque caratterizzato da una netta superficie di discontinuità erosiva sulla quale poggiano i depositi terrazzati del Pleistocene medio-superiore.

### **Sintema del Piano di Amendola – Subintema di La Mezzana**

I depositi appartenenti a questo Sintema affiorano diffusamente in corrispondenza delle conoidi alluvionali presenti sulla sinistra idrografica del Torrente Carapelle. Giacciono

normalmente in discontinuità sulle sottostanti argille subappennine o direttamente sul Flysch rosso nelle parti più prossime ai rilievi del subappennino dauno.

Nel complesso si tratta di depositi di conoide alluvionale, da prossimale ad intermedia, costituiti da corpi conglomeratici disorganizzati a cui sono sovrapposti nelle parti distali anche corpi lenticolari di sabbie grossolane.

Nello specifico, l'area di progetto si dispone su una conoide alluvionale costituita da conglomerati poco selezionati a luoghi ben cementati con clasti provenienti dalle Unità della Catena Appenninica (arenarie, calcari marnosi, e calcari silicei), di dimensioni medio piccole (normalmente compresi tra i 2-8 cm), discretamente arrotondati.

La matrice sabbiosa grossolana, tende ad aumentare spostandoci verso NE, come pure l'organizzazione dei clasti all'interno dei corpi sedimentari. Si ritrovano sotto forma di corpi lenticolari, separati tra di loro da superfici d'erosione.

Questi depositi poggiano su una superficie d'erosione sulle sottostanti argille subappennine. A luoghi si possono ritrovare nelle parti più distali dalla catena appenninica, sulla sinistra idrografica del Torrente Carapelle, sotto forma di lembi residui di depositi sabbiosi e conglomeratici costituiti da conglomerati disorganizzati in abbondante matrice sabbiosa.

Questi depositi sono attribuibili al Pleistocene medio

### **Sintema dei Torrenti Carapelle e Cervaro – Subsintema dell'Incoronata**

Sono compresi tutti i depositi alluvionali recenti e subattuali del Torrente Carapelle e Cervaro e dei loro affluenti principali.

Poggia in contatto erosivo sia sulle argille subappennine e a luoghi anche sui sottostanti depositi del sintema de La Sedia d'Orlando.

Si tratta di sedimenti per lo più ghiaiosi nella parte più a monte che diventano sabbiosi e limosi nelle parti più a valle. L'estensione areale e verticale di questi depositi, dipende essenzialmente dalle caratteristiche idrauliche dei corsi d'acqua che li hanno generati.

Anche gli affluenti maggiori del Torrente Carapelle (Marana di valle traversa), sviluppano estese piane alluvionali nei tratti a monte con depositi prevalentemente sabbioso-conglomeratici.

In particolare il subsintema dell'Incoronata è rappresentato da ghiaie e sabbie nelle parti più a monte e da limi e silt nelle parti più a valle.

Questi depositi sono attribuibili al Pleistocene superiore

### **Depositi alluvionali recenti**

I depositi alluvionali del subsistema dell'Incoronata, sono reinciati lungo l'attuale corso dei principali torrenti, quasi a testimoniare del continuo sollevamento regionale della zona. Le incisioni fluviali tagliano i depositi alluvionali anche per spessori di circa 8-10 metri, raggiungendo così il tetto delle sottostanti argille subappennine.

### **1.10.1 Caratteri idrogeologici generali e locali**

Le condizioni di assetto stratigrafico e strutturale del Tavoliere determinano l'esistenza di una circolazione idrica sotterranea che si esplica su più livelli, all'interno di almeno tre unità acquifere principali situate a differenti profondità.

Procedendo dal basso verso l'alto, la successione degli acquiferi risulta essere la seguente:

- acquifero fessurato-carsico profondo, situato in corrispondenza del substrato carbonatico pre-pliocenico;
- acquifero poroso profondo, corrispondente ai diversi livelli sabbiosi intercalati nella formazione plio-pleistocenica delle "Argille Subappennine";
- acquifero poroso superficiale, ospitato nei depositi sabbioso-ghiaiosi marini e continentali di età quaternaria.

Nel seguito, l'acquifero carsico non verrà descritto in quanto esso non riveste alcuna rilevanza ai fini della presente trattazione, per il semplice motivo che il basamento calcareo che lo ospita risulta localmente dislocato nel sottosuolo ad una profondità di alcune centinaia di metri e la falda, confinata al tetto dalle argille plio-pleistoceniche, è costituita da acque marine di invasione continentale.

#### **Acquifero poroso profondo**

L'acquifero poroso profondo è costituito dagli interstrati sabbiosi presenti a diversa altezza nella successione argillosa plio-pleistocenica.

Le caratteristiche di questo acquifero sono poco conosciute soprattutto per quel che riguarda la geometria e la distribuzione spaziale dei corpi idrici, la connessione idraulica tra i diversi livelli e le altre falde del Tavoliere, le modalità di alimentazione e di deflusso.

In linea generale, i livelli acquiferi sono costituiti da corpi discontinui di forma lenticolare, localizzati a profondità variabili tra -150 e -500 metri rispetto al piano campagna. Lo spessore dei livelli acquiferi non supera di norma le poche decine di metri.

La falda risulta ovunque in pressione e presenta quasi sempre caratteri di artesianità. La produttività dei livelli idrici, pur essendo variabile da luogo a luogo, risulta sempre molto bassa con portate di pochi litri al secondo.

Anche questo acquifero, come l'acquifero carsico di base, non presenta alcun interesse ai fini della presente trattazione, in quanto localizzato nel sottosuolo a profondità molto superiori alla possibile sfera di influenza delle opere di progetto.

### **Acquifero poroso superficiale**

L'acquifero poroso superficiale si rinviene nei depositi quaternari che ricoprono con notevole continuità laterale la sottostante formazione plio-pleistocenica delle Argille Subappennine, che funge da substrato impermeabile.

Le stratigrafie dei numerosi pozzi per acqua realizzati nel Tavoliere hanno evidenziato l'esistenza di una successione di terreni sabbioso-ghiaioso-ciottolosi, permeabili ed acquiferi, intercalati da livelli limoso-argillosi, a luoghi sabbiosi, a minore permeabilità. I diversi livelli in cui l'acqua fluisce non costituiscono orizzonti separati ma sono idraulicamente interconnessi, dando luogo ad un unico sistema acquifero.

In linea generale, si può affermare che i sedimenti a granulometria più grossolana, e quindi più permeabili prevalgono nelle zone dell'entroterra, mentre procedendo verso est si fanno più frequenti ed aumentano di spessore le intercalazioni limoso-sabbiose meno permeabili. Ne risulta, quindi, che l'acqua circola in condizioni freatiche nella fascia più interna ed in pressione nella zone medio-basse.

Lo spessore della falda può variare da 2 a 30 metri in funzione delle caratteristiche geometriche del materasso acquifero. Anche la produttività della falda è molto variabile arealmente in funzione delle caratteristiche di permeabilità degli orizzonti acquiferi.

Inoltre, a causa dell'estrema irregolarità del tetto del substrato impermeabile che sostiene l'acquifero, lo stesso tende ad approfondirsi procedendo da ovest verso est, tanto che, in prossimità della linea di costa, spesso si rinviene al di sotto dello zero altimetrico.

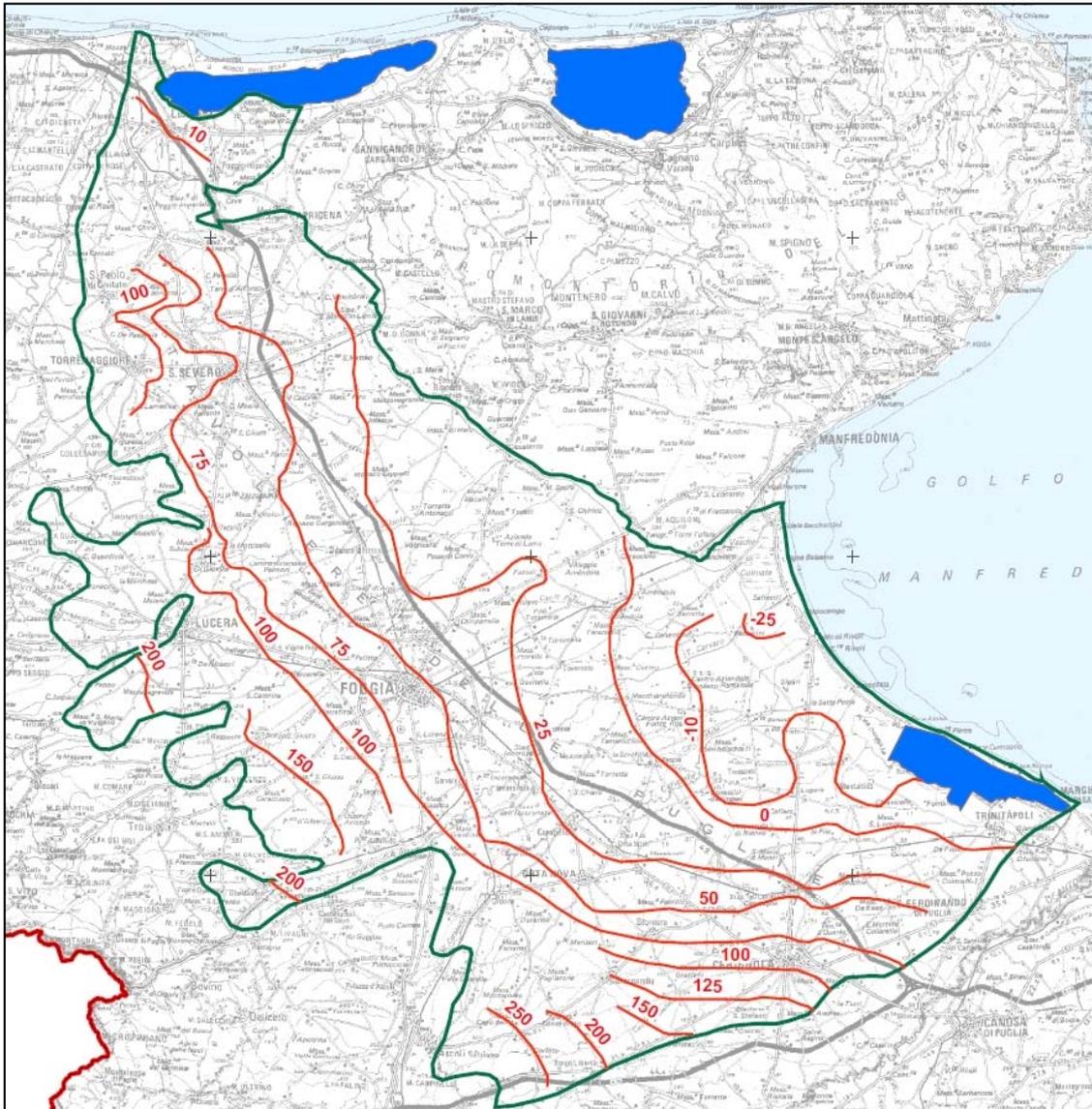
La potenzialità reale della falda, essendo strettamente legata a fattori di ordine morfologico e stratigrafico, variano significativamente da zona a zona. Le acque, infatti, tendono ad accumularsi preferenzialmente dove il tetto delle argille forma dei veri e propri impluvi o laddove lo spessore dei terreni permeabili è maggiore e/o dove la loro natura è prevalentemente ghiaiosa.

L'alimentazione della falda superficiale è legata principalmente al contributo delle precipitazioni meteoriche: le zone di alimentazione della falda sono quindi rappresentate

dalle aree di affioramento dei terreni a composizione sabbioso-conglomeratica. Tuttavia, diversi Autori ritengono che un contributo supplementare all'alimentazione della falda superficiale sia fornito anche dai corsi d'acqua che solcano il Tavoliere e che, attraversando lungo il proprio tracciato dei terreni permeabili, cedono alla falda una parte più o meno rilevante delle loro portate di piena.

Nel suo complesso, la falda risulta soggetta a forti escursioni stagionali del livello piezometrico, essenzialmente correlate alla distribuzione temporale dei periodi piovosi. Inoltre, per effetto di tali escursioni, nonché per le variazioni areali della morfologia del substrato impermeabile e per i complessi rapporti di interazione con i corsi d'acqua superficiali, anche l'andamento generale della superficie piezometrica della falda e le direzioni di deflusso della stessa risultano estremamente variabili sia temporalmente che spazialmente.

Tuttavia, alcune direttrici generali di deflusso a grande scala rimangono costanti e ben definite. Nella Figura seguente è riportata la rappresentazione delle curve isopiezometriche medie dell'acquifero superficiale del Tavoliere estratta dalla Tav. 6.3.1 del Piano di Tutela delle Acque della Regione Puglia (2005), da cui si evince come la falda superficiale del Tavoliere defluisca in maniera generalizzata da ovest verso est.



*Curve isopiezometriche medie dell'acquifero superficiale del Tavoliere (PTA Puglia)*

Riguardo alle caratteristiche di permeabilità la situazione idrogeologica locale può essere schematizzata come di seguito descritto. Le formazioni affioranti sono generalmente permeabili per porosità. Il grado di permeabilità, può essere più o meno elevato in relazione alle caratteristiche granulometriche, al grado d'addensamento/cementazione e alla presenza di eventuali intercalazioni argillose.

La permeabilità si riduce laddove i depositi sono ricoperti da terre bruno-nerastre o sono interessati (nella parte superficiale), da crostoni calcarei d'origine evaporitica, interstrati, a struttura lentiforme, di materiale argilloso-sabbioso e/o limoso sabbioso. Quindi, dal punto di vista idrogeologico i terreni che specificatamente interessano il sito in esame, cioè i conglomerati poligenici con clasti subarrotondati mediamente organizzati, intercalati a lenti

di sabbia medio-grossa, sono più o meno permeabili per porosità. Talvolta questi terreni sono mediamente permeabili e/o moderatamente permeabili, in funzione della presenza di frazioni granulometriche più fini e al grado di cementazione. Mentre, i sottostanti silt argillosi e marne siltose grigie, a stratificazione poco evidente con intercalazioni di argille siltose e verso l'alto di sottili strati di sabbia medio-fine, sono generalmente poco permeabili e/o impermeabili.

Nella zona di studio, l'andamento del serbatoio pleistocenico è definito dal tetto delle argille subappennine (argille blu) che presenta una generale immersione delle argille da S-O verso N-E (verso il mare), dalla quota di oltre 300 m, agli affioramenti a quota inferiore a -50 m, nella zona litoranea.

La presenza di depressioni dirette verso SO-NE corrisponde, verosimilmente, ad antiche vallate dei corsi d'acqua tuttora esistenti e possono presentare una notevole importanza nel processo di rialimentazione dell'acquifero.

Le precipitazioni atmosferiche, le condizioni fisico-meccaniche e la giacitura dei terreni, costituiscono gli elementi per la formazione della falda idrica e di un sistema di circolazione idrica sotterranea, abbastanza definibile.

Difatti, l'assetto strutturale dell'area, la successione lito-stratigrafica di terreni permeabili e/o mediamente permeabili, poggianti su suoli poco permeabili e/o impermeabili, costituisce condizioni favorevoli per la formazione di un acquifero poroso superficiale nei depositi ghiaioso-sabbiosi, sostenuto dalle sottostanti argille grigio-azzurre impermeabili.

In merito alla direzione di deflusso delle acque sotterranee è plausibile ammettere che si sviluppi verso NE, poiché l'immersione del sub-strato impermeabile (tetto delle argille), è normalmente rivolta verso la linea di costa.

Le caratteristiche stratigrafiche del sito oggetto d'intervento, rappresentate da una conoide alluvionale di conglomerati cementati e livelli sabbiosi, con spessori di pochissimi metri con immersione prevalente verso l'alveo del Torrente Candelaro, poggianti sulle sottostanti Argille subappennine, (impermeabili) non permettono di fatto lo sviluppo di una falda acquifera, dato che gli apporti pluviometrici che interessano le zone a monte vanno a ricadere all'interno del bacino del Candelaro, scivolando sul tetto delle Argille subappennine.

### **1.11 Aspetti geotecnici e criteri di progettazione strutturale**

Il progetto in esame prevede una serie di indagini e valutazioni il cui scopo è quello di comprendere quello che sono tutti gli aspetti geotecnici relativi alle strutture di fondazione previste per il progetto (si veda *Relazione Geotecnica e Calcoli preliminari delle strutture*).

Come detto, le strutture di sostegno dei pannelli fotovoltaici sono costituite da strutture metalliche a pali direttamente infissi nel terreno, senza quindi l'ausilio di fondazioni in c.a.

Per la verifica di tali sistemi, si è tenuto conto principalmente dei parametri legati alla sismicità della zona su cui sorgerà l'impianto fotovoltaico.

La caratterizzazione geotecnica dei terreni di fondazione è stata redatta sulla base dell'interpretazione delle specifiche prove in sito

Dai risultati delle indagini geologiche e dalla caratterizzazione geotecnica si sono desunte le caratteristiche fisico-meccaniche per le unità litostratigrafiche interessate dalla costruzione dell'opera.

Per i dettagli e i risultati delle indagini sopra sintetizzate, si rimanda alla "*Relazione Geotecnica*".

### **1.12 Reti esterne esistenti: interferenze ed interazioni**

L'opera in progetto è destinata alla produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica nonché all'accumulo di parte dell'energia prodotta o prelevata dalla rete in modo da consentirne l'immissione in rete in tempi differiti, pertanto le principali interazioni con le reti esistenti riguardano l'immissione dell'energia prodotta nella Rete di Trasmissione Nazionale gestita da TERNA S.p.A.

L'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico o rilasciata dal sistema di accumulo verrà trasportata nella Cabina di Smistamento (CdS), posizionata all'interno dell'impianto e poi immessa, in cavo interrato sempre a 30 kV della lunghezza di circa 1,5 km, nella Sottostazione Elettrica Utente 30/150 kV, che sarà denominata *Renoir*, in cui avviene la trasformazione di tensione (30/150 kV). Dalla *SSE Renoir* partirà un cavo AT a 150 kV che sarà collegato al sistema di sbarre AT della *SSE Elce*, adiacente alla *SSE Terna di Deliceto*, e a questa connessa elettricamente. Pertanto la connessione alla RTN avverrà nel "nodo" della *SE Terna di Deliceto* attraverso la *SSE Elce*, sfruttando, quindi, una infrastruttura esistente.

Allo scopo di minimizzare l'interferenza dei cavidotti interrati con quelle di altri produttori, numerose in prossimità della SE Terna di Deliceto, i cavi MT e AT saranno posati non in corrispondenza della sede stradale della Comunale Ascoli Satriano – Deliceto, ma su terreni

privati a nord di detta strada seguendoun tracciato parallelo a quello della Strada Comunale stessa.

In prossimità della *SE Renoir* è presente una tubazione gas. L'attraversamento delle reti elettriche MT e AT, in arrivo e in partenza dalla SE, avverrà in sottopasso con tecnica TOC (Trivellazione Orizzontale Controllata).

Altre eventuali interferenze con reti interrato saranno individuate in fase esecutiva e l'attraversamento sarà realizzato in conformità a quanto indicato o prescritto dagli enti gestori delle reti stesse.

## 4. INQUADRAMENTO CATASTALE DEL PROGETTO

Come detto, il progetto si sviluppa tra i Comuni di:

- Ascoli Satriano (FG) per quel che riguarda le aree di Impianto;
- Ascoli Satriano (FG) e Deliceto (FG) per qual che riguarda le opere di connessione.

In particolare catastalmente si svilupperanno secondo quanto riportato nella tabella che segue e come meglio dettagliato nel documento 82BKAH2\_PianoEsproprio\_30.

IMPIANTO FOTOVOLTAICO			
COMUNE	FOGLIO	P.LLA	TITOLO
<b>NOMINATIVI INTESTATARI</b>			
Ascoli Satriano (FG)	57	16	Saldutti Federico nato a Castelfranci il 01/06/1942
Ascoli Satriano (FG)	57	17	Saldutti Federico nato a Castelfranci il 01/06/1942
Ascoli Satriano (FG)	57	18	Saldutti Federico nato a Castelfranci il 01/06/1942
Ascoli Satriano (FG)	57	51	Saldutti Luigi nato a Castelfranci il 24/12/1940
Ascoli Satriano (FG)	57	81	DEL ENERGY S.R.L.
Ascoli Satriano (FG)	57	82	Tavano Carmela nata a Foggia il 04/08/1979
Ascoli Satriano (FG)	57	84	Saldutti Federico nato a Castelfranci il 01/06/1942
Ascoli Satriano (FG)	57	85	Saldutti Luigi nato a Castelfranci il 24/12/1940
Ascoli Satriano (FG)	57	86	Saldutti Federico nato a Castelfranci il 01/06/1942
Ascoli Satriano (FG)	57	15	Di Miscio Maria Teresa nata a MONTEFALCO il 12/10/1937 Capitolo della Cattedrale di Ascoli Satriano - C.F. 0000000018
<b>OPERE DI CONNESSIONE</b>			
Ascoli Satriano (FG)	57	30	DEMANIO PUBBLICO DELLO STATO PER LE OPERE DI BONIFICA con sede in FOGGIA (FG)
Ascoli Satriano (FG)	21	261	DEMANIO PUBBLICO DELLO STATO PER LE OPERE DI BONIFICA con sede in FOGGIA (FG)
Ascoli Satriano (FG)	21	52	D'EMILIO SIMONE nato a FOGGIA (FG) il 14/02/1969
Ascoli Satriano (FG)	21	332	NATALE ADRIANA nata a FOGGIA (FG) il 24/11/1965
Ascoli Satriano (FG)	21	116	DOTO GERARDO nato a DELICETO (FG) il 24/12/1969
Ascoli Satriano (FG)	21	50	FONDAZIONE "GIUSEPPE E SERAFINA BONUOMO" con sede in DELICETO (FG)
Ascoli Satriano (FG)	21	293	NATALE ALFONSO nato a DELICETO (FG) il 12/01/1948
Ascoli Satriano (FG)	21	292	NATALE ROCCO nato a DELICETO (FG) il 04/10/1966
Ascoli Satriano (FG)	21	88	GALLETTA GIUSEPPE nato a DELICETO (FG) il 13/01/1959
Ascoli Satriano (FG)	21	348	GIOIA ANTONIETTA nata a DELICETO (FG) il 31/01/1932 PINTO GERARDA nata a DELICETO (FG) il 11/04/1957 PINTO MATTIA nato a DELICETO (FG) il 01/02/1955 PINTO NICOLA nato a DELICETO (FG) il 03/11/1960 PINTO ROCCO nato a DELICETO (FG) il 10/01/1964
Ascoli Satriano (FG)	21	77	DI MISCIO ELENA nata a MONTEFALCO (FG) il 27/05/1943
Ascoli Satriano (FG)	21	109	DI STEFANO ELEONORA nata a ROCCHETTA SANT'ANTONIO (FG) il 30/01/1962 RACIOPPO DOMENICO nato a DELICETO (FG) il 02/01/1957
Ascoli Satriano (FG)	21	108	DI STEFANO ELEONORA nata a ROCCHETTA SANT'ANTONIO (FG) il 30/01/1962 RACIOPPO DOMENICO nato a DELICETO (FG) il 02/01/1957
Ascoli Satriano (FG)	21	107	DI STEFANO ELEONORA nata a ROCCHETTA SANT'ANTONIO (FG) il 30/01/1962 RACIOPPO DOMENICO nato a DELICETO (FG) il 02/01/1957
Ascoli Satriano (FG)	21	106	NATALE ROCCHINA nata a DELICETO (FG) il 31/08/1951
Ascoli Satriano (FG)	21	135	DEL ENERGY S.R.L. con sede in MILANO (MI) TAVANO CARMELA nata a FOGGIA (FG) il 04/08/1979
Ascoli Satriano (FG)	21	134	DEL ENERGY S.R.L. con sede in MILANO (MI) TAVANO CARMELA nata a FOGGIA (FG) il 04/08/1979
Deliceto (FG)	28	169	NATALE MARIA nata a DELICETO (FG) il 24/07/1947
Deliceto (FG)	28	202	BALDASSARRO PASQUALINA nata a DELICETO (FG) il 09/09/1929 NATALE IDO ALESSANDRO nato a DELICETO (FG) il 05/02/1928
Deliceto (FG)	28	201	BALDASSARRO PASQUALINA nata a DELICETO (FG) il 09/09/1929 NATALE IDO ALESSANDRO nato a DELICETO (FG) il 05/02/1928
Deliceto (FG)	28	672	NATALE BENVENUTO nato a DELICETO (FG) il 11/11/1962
Deliceto (FG)	28	672	NATALE BENVENUTO nato a DELICETO (FG) il 11/11/1962
Deliceto (FG)	28	542	NATALE BENVENUTO nato a DELICETO (FG) il 11/11/1963
Deliceto (FG)	28	542	NATALE BENVENUTO nato a DELICETO (FG) il 11/11/1964
Deliceto (FG)	28	672	NATALE BENVENUTO nato a DELICETO (FG) il 11/11/1965
Deliceto (FG)	28	673	FARPOWER S.R.L. con sede in MILANO (MI) NATALE BENVENUTO nato a DELICETO (FG) il 11/11/1962
Deliceto (FG)	28	677	DEL ENERGY S.R.L. con sede in MILANO (MI) NATALE BENVENUTO nato a DELICETO (FG) il 11/11/1962
Deliceto (FG)	28	544	DEL ENERGY S.R.L. con sede in MILANO (MI)
Deliceto (FG)	42	126	DEMANIO PUBBLICO DELLO STATO PER LE OPERE DI BONIFICA con sede in FOGGIA (FG)
Deliceto (FG)	42	523	MARGHERITA S.R.L. con sede in FOGGIA (FG) TOZZI GREEN S.P.A. con sede in RAVENNA (RA)

**Tabella elenco ditte interessate dal progetto**

## 5. AREA DI IMPIANTO

Il generatore fotovoltaico sarà costituito da 109.200 moduli. Avrà una potenza nominale pari a 47.500,00 kW. pannelli fotovoltaici saranno montati su strutture parzialmente mobili detti "inseguitori monoassiali", all'interno di aree completamente recintate in cui saranno posizionate oltre ai moduli le cabine, ovvero dei locali tecnici necessari per l'installazione delle apparecchiature elettriche (quadri di protezione, quadri di controllo, trasformatori). All'interno delle aree di impianto saranno poi realizzate delle trincee per la posa dei cavidotti interrati. Si tratta di cavi BT in cc, BT in ca, MT e cavi di segnale. È prevista inoltre l'installazione di Quadri di Parallelo Stringhe, posizionati in campo, in prossimità delle strutture di sostegno dei moduli.

### 1.13 Moduli fotovoltaici

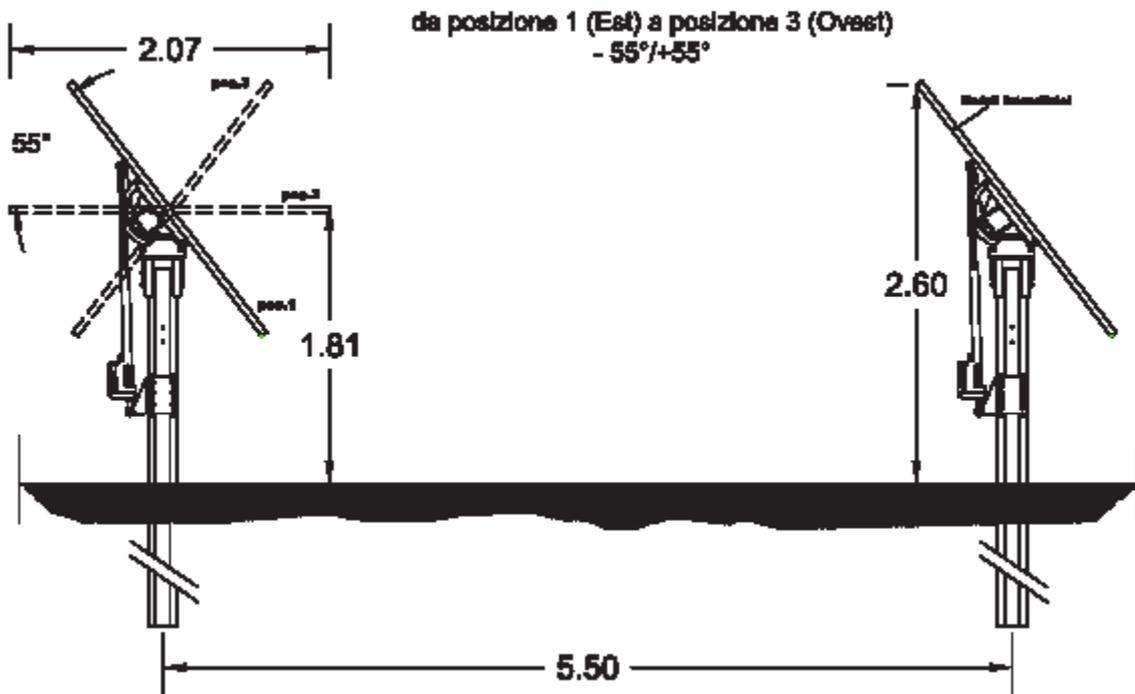
Come già accennato, i moduli fotovoltaici che si prevede di utilizzare saranno in silicio monocristallino di potenza pari a 435 Wp. Avranno dimensioni pari a 2.180x996x40 mm.

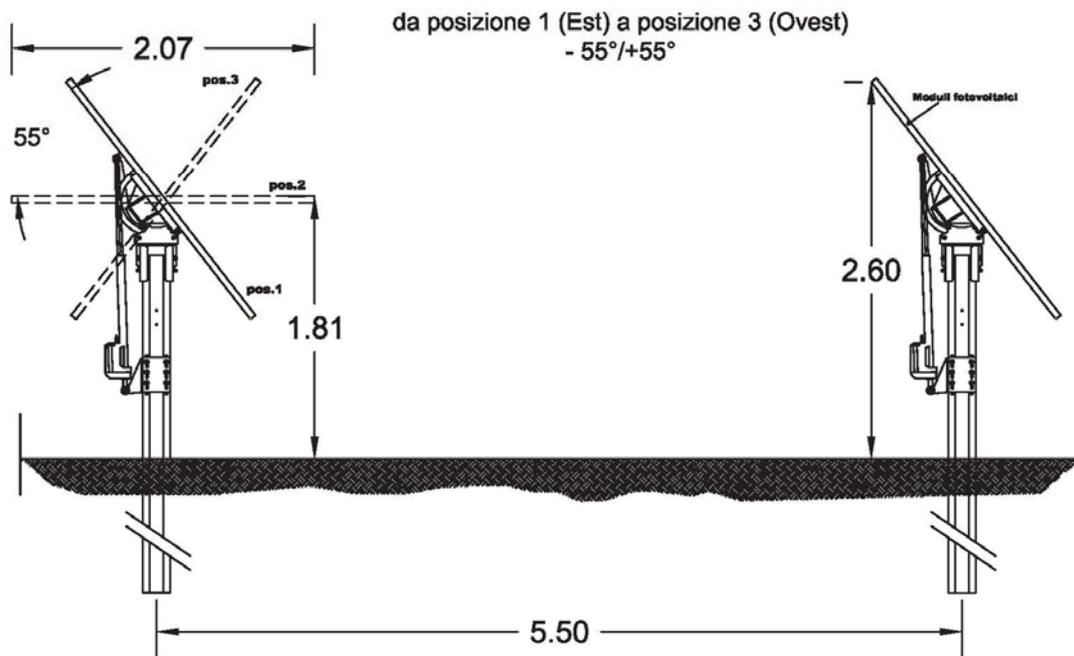
### 1.14 Strutture di supporto dei moduli fotovoltaici

Le strutture di supporto dei moduli fotovoltaici saranno costituite da inseguitori (tracker) monoassiali, ovvero strutture di sostegno mobili che nell'arco della giornata "inseguono" il movimento del sole orientando i moduli fotovoltaici su di essi installati da est a ovest, con range di rotazione completo del tracker da est a ovest pari a 110° (-55°/+55°), come indicato in figura. I moduli fotovoltaici saranno installati sull'inseguitore su una sola fila con configurazione *portrait* (verticale rispetto l'asse di rotazione del tracker).

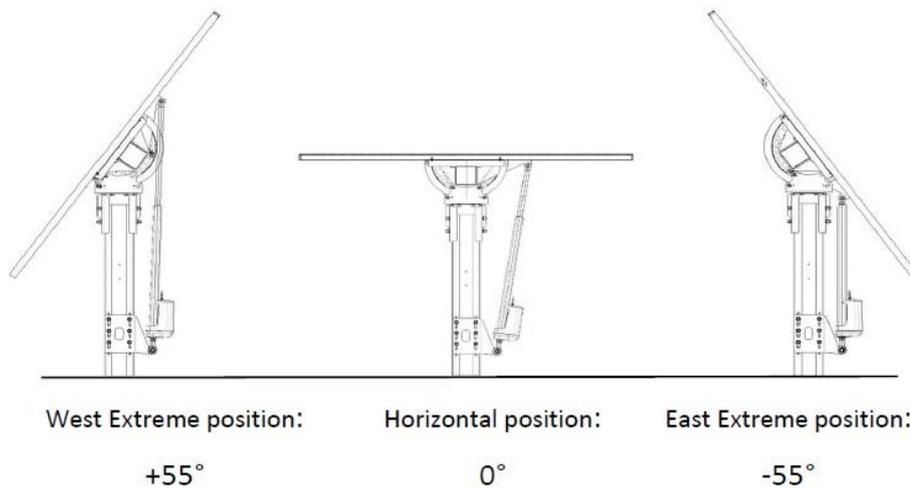
Il numero dei moduli posizionati su un inseguitore è variabile. Nell'impianto in progetto avremo inseguitori da 24 e da 48 moduli.

Tracker	Pot. Mod. (Wp)	N° moduli	Pot. Tracker (kWp)
<i>Tracker 24mod</i>	435	24	10,44
<i>Tracker 48mod</i>	435	48	20,88





**Dimensioni principali del tracker**



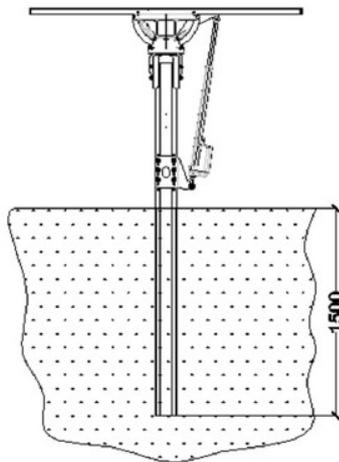
**Angolo di rotazione del tracker**

Ciascun tracker monofila si muove in maniera indipendente rispetto agli altri poiché ognuno è dotato di un proprio motore. La movimentazione dei tracker nell'impianto fotovoltaico è

controllata da un software che include un algoritmo di backtracking per evitare ombre reciproche tra file adiacenti. Quando l'altezza del sole è bassa, i pannelli ruotano dalla loro posizione ideale di inseguimento per evitare l'ombreggiamento reciproco, che ridurrebbe la potenza elettrica delle stringhe. L'inclinazione non ideale riduce la radiazione solare disponibile ai pannelli fotovoltaici, ma aumenta l'output complessivo dell'impianto, in quanto globalmente le stringhe fotovoltaiche sono esposte in maniera più uniforme all'irraggiamento solare.

Da un punto di vista strutturale il tracker è realizzato in acciaio da costruzione in conformità agli Eurocodici, con maggior parte dei componenti zincati a caldo. I tracker possono resistere fino a velocità del vento di 55 km/h, ed avviano la procedura di sicurezza (ruotando fin all'angolo di sicurezza) quando le raffiche di vento hanno velocità superiore a 50 km/h. L'angolo di sicurezza non è zero (posizione orizzontale) ma un angolo diverso da zero, per evitare instabilità dinamica ovvero particolari oscillazioni che potrebbero danneggiare i moduli ed il tracker stesso.

Per quanto attiene le fondazioni i tracker saranno fissati al terreno tramite pali infissi direttamente "battuti" nel terreno. La profondità standard di infissione è di 1,5 m, tuttavia in fase esecutiva in base alle caratteristiche del terreno ed ai calcoli strutturali tale valore potrebbe subire modifiche che tuttavia si prevede siano non eccessive. La scelta di questo tipo di inseguitore evita l'utilizzo di cemento e minimizza i movimenti terra per la loro installazione.



***Palo del tracker infisso nel terreno***



***Esempio file di Tracker***

### **1.15 Lay-out di impianto**

In linea teorica l'asse di rotazione (asse principale del tracker) dovrebbe essere orientato nella direzione nord-sud (azimut  $0^\circ$ ), tuttavia piccole rotazioni sono spesso apportate in relazione alla forma del terreno, allo scopo di aumentarne la copertura e quindi sfruttare al meglio tale "risorsa".

Nel caso in progetto l'azimut è di  $0^\circ$ , quindi l'asse di rotazione del tracker è perpendicolare all'asse est-ovest. L'interasse tra gli inseguitori è stato fissato in 5,5 m. Anche questa scelta progettuale è stata dettata dalla necessità di sfruttare al meglio lo spazio a disposizione e comunque resa possibile dall'algoritmo di backtracking che controlla il movimento dei tracker e permette di muovere singolarmente gli inseguitori, dando inclinazioni diverse a file contigue di moduli ed evitando così gli ombreggiamenti nelle ore in cui il sole è più basso.

### **1.16 Gruppi conversione / trasformazione (Shelter)**

Cabinati preassemblati dal fornitore (shelter), dotati dalla fabbrica al loro interno di Inverter e Trasformatore MT/BT (gruppo conversione-trasformazione), saranno installati in campo. In prossimità delle strutture di sostegno dei moduli saranno installati dei Quadri di Parallelo Stringhe, per la raccolta dell'energia prodotta in c.c. dai gruppi di moduli ed il convogliamento della stessa ai suddetti Shelter.

Ciascun gruppo di conversione / trasformazione è costituito da:

- un Inverter centralizzato da 2.500 kVA per la conversione della corrente proveniente dai Quadri di Parallelo Stringhe, da corrente continua a corrente alternata;
- un trasformatore MT/BT di taglia pari a 2.500 kVA per l'innalzamento di tensione da 0,55 kV a 30 kV.

La corrente in uscita dal gruppo di conversione/trasformazione viene convogliata nella più vicina Cabina di Campo.

È prevista l'installazione di 19 cabinati prefabbricati (shelter) contenenti i gruppi di conversione/trasformazione, di dimensioni (L x H x p) 6,00 x 3,00 x 2,50 m.

### **1.17 Cabine di Campo**

Per la protezione dagli agenti atmosferici delle apparecchiature elettriche di sezionamento, protezione e controllo è prevista l'installazione di 10 Cabine di Campo di dimensioni pari a (L, H, p) 10,00 x 3,00 x 3,10 m. Esse saranno di tipo prefabbricato o in opera. Le cabine saranno installate, per quanto più possibile, a nord dei moduli fotovoltaici, per evitare ombreggiamenti e comunque distanziate quanto più possibile da questi.

All'interno delle cabine di campo confluisce l'energia proveniente dai gruppi di conversione/trasformazione.

Sarà installata anche una Cabina di Smistamento (CdS), che raccoglierà l'energia proveniente dalle Cabine di Campo (CdC) ed avrà dimensioni pari a (L, H, p) 15,00 x 3,00 x 3,10 m

### **1.18 Shelter per l'accumulo dell'energia prodotta**

#### **1.18.1 Descrizione generale**

Il sistema di accumulo dell'energia prodotta dall'Impianto, sarà costituito dai seguenti elementi:

- 1) Container prefabbricati contenti le batterie agli ioni di Litio-Ferro-Fosfato per l'accumulo dell'energia. Tale container avranno dimensioni pari a **(L x h x p) = 12,20 x 2,59 x 2,43 m**, cioè le dimensioni standard di un container metallico da **40'** (piedi);
- 2) Shelter prefabbricati contenti gli Inverter. Tale container avranno dimensioni pari a **(L x h x p) = 9,15 x 2,90 x 2,43 m** cioè le dimensioni standard di un container metallico da **30'** (piedi);
- 3) I trasformatori BT/MT per l'innalzamento della tensione sino a 30 kV.

#### **1.18.2 Motivazione della scelta di installare un SDA**

Un Sistema di accumulo è un insieme di dispositivi, apparecchiature e logiche di gestione e controllo, funzionale ad assorbire e rilasciare energia elettrica, previsto per funzionare in maniera continuativa in parallelo con la rete con obbligo di connessione di terzi o in grado di comportare un'alterazione dei profili di scambio con la rete elettrica (immissione e/o prelievo).

I sistemi di accumulo possono essere, in particolare, installati su impianti solari fotovoltaici. Il Sistema di accumulo può essere installato sull'impianto di produzione secondo tre diverse configurazioni, individuate dalle norme CEI che si differenziano in base alla modalità di carica e al posizionamento elettrico dello stesso:

1. Configurazione 1: Monodirezionale lato produzione;
2. Configurazione 2: Bidirezionale lato produzione;
3. Configurazione 3: Bidirezionale post-produzione.

Nel caso in progetto si tratta di un impianto in **Configurazione 3, bidirezionale post-produzione**.

Grazie al sistema di accumulo, puoi avere accesso ad una riserva di energia rinnovabile, pronta all'uso, anche quando l'impianto non è in funzione.

La scelta di affiancare al generatore fotovoltaico un sistema di accumulo (SDA) di notevoli dimensioni (90 MW) a fronte di un investimento maggiore da affrontare, comporta una serie di vantaggi non solo sotto l'aspetto di gestione dell'impianto fotovoltaico, **ma soprattutto per il Sistema Elettrico Nazionale, risultando non solo strategico ma addirittura indispensabile**, soprattutto in un'area dove sono presenti numerosi impianti FRNP (Fonti Rinnovabili Non Programmabili – eolico e fotovoltaico).

Infatti per favorire lo sviluppo e il dispacciamento degli impianti FRNP (Fonti Rinnovabili Non Programmabili – eolico e fotovoltaico) in linea con gli obiettivi comunitari, mantenendo inalterata la sicurezza e l'efficienza complessiva del Sistema Elettrico Nazionale (SEN), si rende necessario lo sviluppo dei sistemi di accumulo che consentono:

1. Di risolvere le **congestioni di rete**. La possibilità di accumulare l'energia nelle zone dove si concentrano le FRNP consentirebbe il riutilizzo dell'energia accumulata qualora venisse meno la disponibilità di energia eolica e solare. Inoltre l'accumulo di energia consente di ottimizzare l'utilizzo della rete esistente sfruttando meglio la sua capacità evitando sovraccarichi nelle ore di massima produzione delle rinnovabili e permettendo anche di fornire servizi di regolazione per migliorare la sicurezza del SEN. Oltre al beneficio economico diretto, legato alle sostituzioni di produzioni meno efficienti con produzioni rinnovabili o comunque più efficienti, il sistema elettrico ne trae un ulteriore beneficio indiretto per la riduzione nella produzione di CO<sub>2</sub>.
2. **Livellare i consumi e i relativi picchi** ("peak shaving") immagazzinando energia nei periodi di basso fabbisogno quando gli impianti di generazione sono costretti a operare in assetti meno efficienti (minimo tecnico) e rilasciandola nei periodi a fabbisogno più alto evitando il ricorso a impianti di punta di minore affidabilità e con elevati costi variabili.

3. **Approvvigionare riserva per il sistema elettrico.** I sistemi di accumulo sono in grado di contribuire in modo particolarmente efficiente al soddisfacimento del fabbisogno di riserva del sistema elettrico a fronte di contingenze che ne impongano l'utilizzo. Potendo immettere o prelevare energia dalla rete con tempi di risposta estremamente rapidi i sistemi di accumulo rappresentano la risorsa più efficiente per il servizio di riserva: ogni MW installato fornisce potenzialmente il doppio in termini di riserva. I tempi di risposta dei sistemi di accumulo li rendono, inoltre, integrabili nel sistema di difesa permettendo di potenziare ulteriormente la gestione delle risorse di rete esistenti.
4. **Fornire**, nel caso di accumulo con batterie opportunamente integrati nei sistemi di sicurezza e regolazione, **capacità di regolazione di frequenza** avendo capacità di fornire tale servizio con livelli prestazionali superiori agli impianti tradizionali.
5. **Fornire risorse di bilanciamento al sistema elettrico.** I sistemi di accumulo si prestano di fornire questo servizio in maniera efficace in quanto riescono a rispondere molto velocemente rispetto alla maggior parte degli impianti di generazione alla necessità di aumentare sia l'immissione di energia elettrica, sia il prelievo. Tali esigenze di bilanciamento rapido sono particolarmente importanti per fronteggiare l'intermittenza di immissione caratteristiche della produzione eolica e le rampe di carico delle ore serali accentuate dalla tipica curva di produzione del fotovoltaico.

Gli impianti di accumulo diffuso a batteria rappresentano oggi la soluzione alternativa più competitiva laddove gli impianti di pompaggio non siano realizzabili. Tali sistemi, infatti, consentono di immagazzinare adeguati quantitativi di energia, con restituzione dell'energia accumulata per varie ore a ciclo e sono caratterizzata da:

- Elevata modularità, che garantisce sia facilità di installazione che elevata flessibilità;
- Tempi di realizzazione molto brevi, se confrontati con quelli degli impianti di accumulo di altro tipo;
- Possibilità di localizzazione diffusa sulla rete anche in prossimità dei numerosi punti di immissione delle Fonti Rinnovabili Non Programmabili (FRNP), con particolare riferimento alle aree in cui si ha maggiore diffusione delle fonti rinnovabili (Puglia-Campania, Puglia-Basilicata, Basilicata-Calabria, Isole maggiori)

I costi delle batterie sono già competitivi e, comunque, con prospettive di ulteriore riduzione in ragione dell'aumento della base installata.

**È evidente, in definitiva, che la scelta di affiancare al generatore fotovoltaico un sistema di accumulo (SDA) di notevoli dimensioni (90 MW) a fronte di un investimento maggiore**

da affrontare, comporta una serie di vantaggi non solo sotto l'aspetto economico, ma soprattutto per il Sistema Elettrico Nazionale, a cui l'impianto di accumulo fornisce *servizi di dispacciamento* essenziali per l'esercizio della rete in condizioni di sicurezza.

### 1.18.3 Tipologia storage: batterie al litio-ferro-fosfato

Per l'accumulo si è scelto di utilizzare batterie agli ioni di litio-ferro-fosfato ( $\text{LiFePO}_4$ ).

Questo tipo di batterie presenta gli ulteriori seguenti vantaggi.

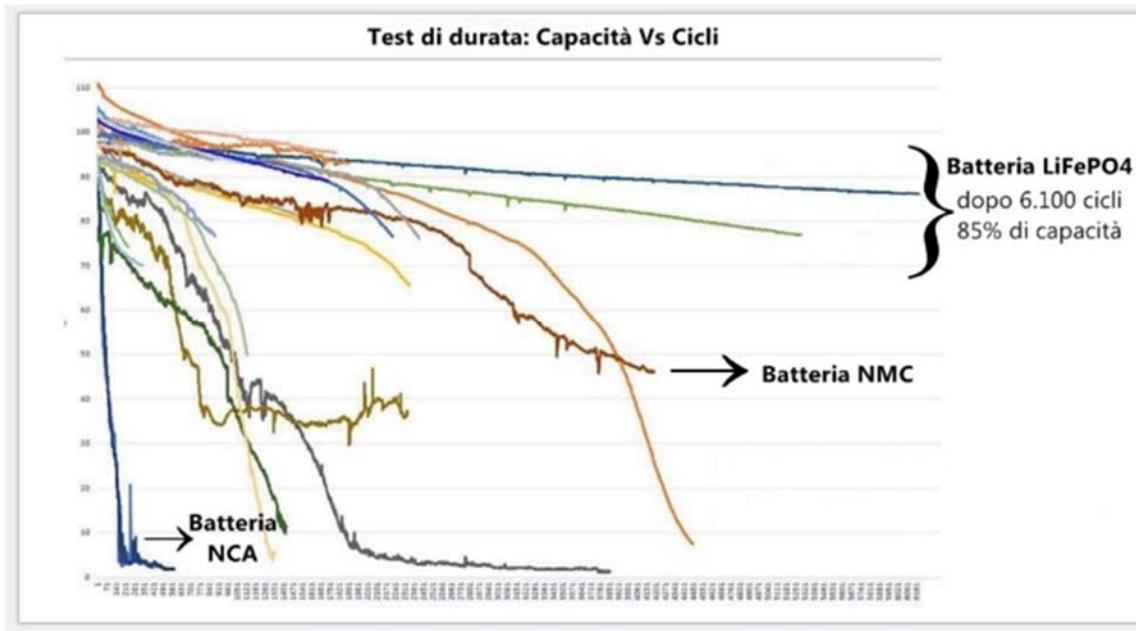
- **Sicurezza:** nel caso di un improbabile cortocircuito interno, è in grado di sopportare il carico senza esplodere o bruciare. L'esplosione oltretutto porta ad un fuoco non esauribile, a causa dell'ossigeno all'interno del materiale della batteria e quindi può bruciare anche sott'acqua. La batteria al litio-ferro-fosfato, anche completamente carica, ha superato brillantemente numerosi test di laboratorio, non mostrando alcuna reazione. Non ci sono stati innalzamenti critici della temperatura tali da poter sciogliere il separatore, anzi essa rimane statica sui 125/130° C., senza pericolo di diffusione;
- **Lunga durata e prestazioni affidabili:** Un accumulatore per fotovoltaico deve essere affidabile per molti anni, solo così può risultare economicamente sostenibile. Ancora una volta, la tecnologia delle batterie è cruciale.

Fondamentalmente una batteria, ogni volta che si carica e scarica, perde un po' della sua capacità originale. Ciò significa che con il passare del tempo la batteria immagazzinerà sempre meno energia. Questo processo si percepisce in misura minima, fino a raggiungere un livello che è comunemente indicato come fine della vita che spesso avviene in modo improvviso. La maggior parte delle persone lo sa, dall'uso del proprio telefono cellulare, che dopo un paio di anni, la durata della batteria si riduce considerevolmente.

Ogni tecnologia delle batterie ha una sua propria durata. Rispetto ad un accumulatore, la batteria del telefonino è molto più breve; di solito raggiunge solo 300- 500 cicli di ricarica. Anche le batterie NMC, che sono frequentemente utilizzate per le auto elettriche, sostengono meno cicli di carica. Anche perché non è necessario: per la batteria di un'auto elettrica **1.000 cicli di carica** sono più che sufficienti. Se l'intervallo per ogni carica è di 300 km, l'equivalente è di una durata di vita di 300.000 km.

Per alimentare la propria casa solo attraverso energia solare, tuttavia, 1.000 cicli di carica non sarebbero affatto sufficienti. C'è bisogno di circa 250 cicli di ricarica all'anno, una batteria NMC dovrebbe essere già sostituita dopo soli 4 anni .

Normalmente una batteria di accumulo per fotovoltaico dovrebbe durare **dai 15 ai 20 anni**. La batteria al litio-ferro-fosfato può arrivare **fino 10.000 cicli di carico/scarico**, e avrà ancora il 70% della sua capacità iniziale. Un valore senza precedenti nel settore: anche dopo 15.000 cicli, la batteria mantiene ancora circa il 60% della sua capacità. La tecnologia al litio-ferro-fosfato ci fornisce la base giusta per consentire un uso così duraturo della batteria.

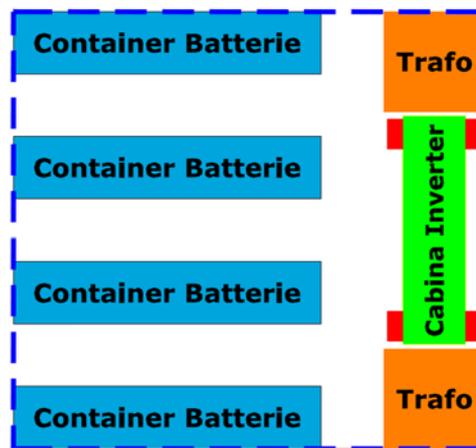


- **Tecnologia testata e collaudata;**
- **Ecocompatibilità:** Il *litio-ferro-fosfato* ( $\text{LiFePO}_4$ ), è l'unico materiale per batterie costituito da un minerale naturale nella sua composizione chimica. Una batteria classica è costituita da due elettrodi, uno dei quali in grafite, mentre l'altro è costituito da un composto di nichel-cobalto oppure uno al litio-ferro-fosfato. Nelle batterie al litio-ferro-fosfato non sono presenti né cobalto né nickel, considerati entrambi metalli pesanti e tossici.

Il dimensionamento del sistema di accumulo è stato progettato facendo riferimento ad un prodotto commerciale, costituito come detto, da Containers di batterie a ioni di Litio-Ferro-Fosfato ( $\text{LiFePO}_4$ ), fornite in container direttamente in campo, con capacità di 4,5 MWh e tempo di scarica / carica minimo di 3h.

Da un punto di vista elettrico, il Sistema di Accumulo sarà diviso in **15 moduli, ciascuno costituito da:**

- 4 Containers da 40' (12,2 m) contenenti le Batterie al Litio-Ferro-Fosfato ( $LiFePO_4$ ) per l'accumulo dell'Energia prodotta. Le batterie contenute in ciascuno dei containers, hanno una capacità di 4,5 MWh.;
- 1 Containers da 30' (9,15 m) contenente 4 Inverter c.c./c.a. da 1,5 MW ciascuno. Pertanto il tempo minimo di carica/scarica sarà pari a 3 h;
- 2 Trasformatori BT/MT da 3 MVA ciascuno.



*Schema Modulo Sistema di Accumulo*

Considerando quindi l'installazione di 15 moduli come sopra descritti, la **potenza nominale complessiva di accumulo sarà pari a 90,00 MVA (270 MWh)**. Ogni modulo avrà pertanto capacità di 18 MWh.

Nella tabella di seguito si sintetizza quanto sopra detto.

<b>Configurazione</b>	<b>Numero container da 4,5 MWh</b>	<b>Energia erogabile in 3 ore [MWh]</b>	<b>Potenza storage [MW]</b>	<b>Potenza nominale Storage [MVA]</b>
Minima (producibilità minima giornaliera gennaio)	<b>60</b>	<b>270</b>	<b>90</b>	<b>90</b>

L'energia erogata in MT a 30 kV confluirà in una Cabina di Raccolta (CdR – ubicata nei pressi delle batterie di accumulo e degli shelter), da qui poi convogliata alla Cabina di Smistamento (CdS), sempre all'interno dell'area di impianto, in comune con l'impianto fotovoltaico.

Nella stessa cabina di raccolta, confluirà, sempre in MT a 30 kV, l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico, che potrà essere utilizzata per la carica del sistema di accumulo o a sua volta direttamente convogliata verso la SSE Utente per la consegna alla RTN.

Di fatto sulla sbarra a 30 kV della CdS, avverrà lo scambio tra l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico e il Sistema di Accumulo (SDA), e si renderà possibile in tal modo "accumulare" l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico.

Dal momento, poi, che la CdS attraverso la *SSE Renoir* e la *SSE Elce* è collegata alla RTN (*SE Terna Deliceto*), sarà altresì possibile per il Sistema di Accumulo, prelevare direttamente energia dalla rete, in alcuni periodi o ore della giornata (quando abbiamo un surplus di produzione), e accumularla per poter essere utilizzata per fornire servizi di dispacciamento (bilanciamento, peak shaving, regolazione di tensione e frequenza).

Pertanto per quanto concerne il sistema di accumulo, il flusso di energia potrà essere **bidirezionale**: potrà essere infatti accumulata energia direttamente assorbita dalla Rete, per poi essere riversata nella Rete stessa nei momenti necessari (picchi di assorbimento, livellamento di frequenza).

#### **1.18.4 Altre caratteristiche e normative del Sistema di Accumulo**

Le norme CEI 0-16 e CEI 0-21, che definiscono in ambito nazionale le prescrizioni per la connessione degli utenti attivi e passivi alle reti delle imprese distributrici di energia elettrica in alta, media (CEI 0-16) e bassa (CEI 0-21) tensione, sono state recentemente aggiornate, per trattare anche gli aspetti relativi ai Sistemi di Accumulo (SdA) elettrico. Un primo aggiornamento (avvenuto a dicembre 2013) ha visto l'introduzione nelle norme della definizione di SdA, degli schemi di connessione, nonché delle caratteristiche e posizionamento dei misuratori di energia. Nel dicembre 2014, le norme in oggetto sono state ulteriormente aggiornate, tramite opportune varianti, con i servizi di rete richiesti agli storage, le prescrizioni circa le caratteristiche di capability e (per la CEI 0-16) le modalità di prova da applicarsi per comprovare la rispondenza dei SdA ai requisiti della normativa. Le novità normative e i provvedimenti regolatori collegati (Delibere 574/2014/R/eel e 642/2014/R/eel) hanno così portato a una piena definizione del quadro tecnico-regolatorio in tema di storage. In particolare, la delibera 642/2014/R/eel,

pubblicata anch'essa a dicembre 2014, ha prescritto l'applicazione dei requisiti tecnici definiti nelle Regole Tecniche di Connessione (RTC) ai SdA per i quali è stata presentata richiesta di connessione alla rete a partire dal 21 novembre 2014.

Secondo la definizione, il SdA comprende quindi, oltre agli accumulatori (batterie), un insieme di dispositivi con relative logiche di gestione e controllo, quali appunto l'inverter/convertitore di accoppiamento alla rete e il BMS. Sono invece esplicitamente esclusi dalla definizione di SdA i sistemi che entrano in funzione solo al mancare della rete elettrica per cause indipendenti dalla volontà dell'utente, come gli UPS (Uninterruptible Power Supply) o CPS (Central Power Supply), rispettivamente conformi alle norme EN 62040 e EN 50171.

Inoltre, benché esistano anche altre tipologie di SdA, oltre a quello elettrochimico (ad es. meccanico, termico elettromagnetico, ecc.), le prescrizioni delle norme CEI 0-16 e CEI 0-21 si applicano, allo stato attuale, solo a SdA di tipo elettrochimico (batterie). Le RTC forniscono gli schemi da adottare per la connessione del SdA all'interno dell'impianto dell'utente, nonché le caratteristiche del sistema di misura necessario al corretto trattamento dei flussi di energia introdotti dall'accumulo, nonché al posizionamento dei sistemi di protezione. Un SdA può essere installato:

- nella parte di impianto in corrente continua;
- nella parte di impianto in corrente alternata a valle del generatore.

Nell'impianto in progetto è previsto il collegamento tra SdA e impianto di produzione in corrente alternata a valle del generatore. In particolare, il collegamento, come detto, avverrà in MT. In pratica i convertitori del Sistema di Accumulo sono del tutto indipendenti dai convertitori dell'impianto fotovoltaico. Inoltre, i convertitori c.c./c.a. del SdA sono bidirezionali e permettono così di immagazzinare l'energia sia prodotta dal generatore fotovoltaico sia prelevata dalla rete. L'energia prodotta dal generatore potrà essere immagazzinata nel SdA transitando dal lato in c.a. dell'impianto, il che consentirà di evitare convertitori c.c./c.c. di disaccoppiamento tra il funzionamento dello storage e quello secondo logica MPPT del generatore fotovoltaico.

Il convertitore c.a./c.c. del SdA sarà bidirezionale, così che il SdA possa immagazzinare sia l'energia prodotta dal generatore sia prelevarla dalla rete. In considerazione di ciò, i contatori di produzione sulla linea del SdA saranno bidirezionali, così come quelli sulla linea del generatore fotovoltaico.

## **1.19 Architettura elettrica dell'impianto**

Da un punto di vista elettrico, il generatore fotovoltaico è costituito da stringhe. Una stringa sarà formata da 24 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.

Moduli per stringa	V <sub>OC</sub> (V) - NOCT	I <sub>mp</sub> (A) – NOCT	Tensione stringa	Corrente stringa
24	48,30	8,13	1.159,2 V	8,67 A

Nella tabella seguente si evidenziano il numero di stringhe contenute nei tracker a seconda della loro lunghezza.

	Pot. Modulo (Wp)	Numero moduli	N° di stringhe
<b>Tracker 24moduli</b>	<b>435</b>	<b>24</b>	<b>1</b>
<b>Tracker 48 moduli</b>	<b>435</b>	<b>48</b>	<b>2</b>

L'energia prodotta dalle stringhe afferisce nei Quadri di Parallelo Stringhe, posizionati in campo in prossimità delle strutture di sostegno dei moduli. L'energia raccolta in ciascuno di essi viene poi trasportata all'interno degli Shelter preassemblati in stabilimento dal fornitore, contenenti il gruppo conversione / trasformazione, dove afferirà a degli inverter centralizzati, uno per ogni Shelter. L'inverter sarà dotato di un numero di ingressi pari a 32, con una massima tensione di ingresso pari a 1.500 V e range operativo 850/1.425 V (la tensione massima di stringa è di 1.159,2 V). Come detto, in ciascuno dei 32 ingressi dell'inverter afferisce un quadro di parallelo stringhe. Nel particolare caso del presente progetto avremo un massimo di 24 stringhe per Inverter.

L'inverter effettua la conversione della corrente continua in corrente alternata a 550 V trifase, con frequenza di 50 Hz. È prevista l'installazione di:

- n° 19 inverter con massima potenza in uscita lato AC pari a 2.500 kVA, per una potenza nominale totale di 47.500 kVA.

All'interno degli Shelter l'energia a 550 V in c.a. subirà un innalzamento di tensione sino a 30 kV. In ciascuno Shelter sarà installato infatti un trasformatore MT/BT di taglia pari a 2.500 kVA. In uscita dagli Shelter, l'energia sarà trasportata verso la più vicina Cabina di Campo.

Nella tabella seguente si riassumono le caratteristiche principali dell'impianto. In particolare sono indicati:

- numero di tracker da 24 moduli installati;

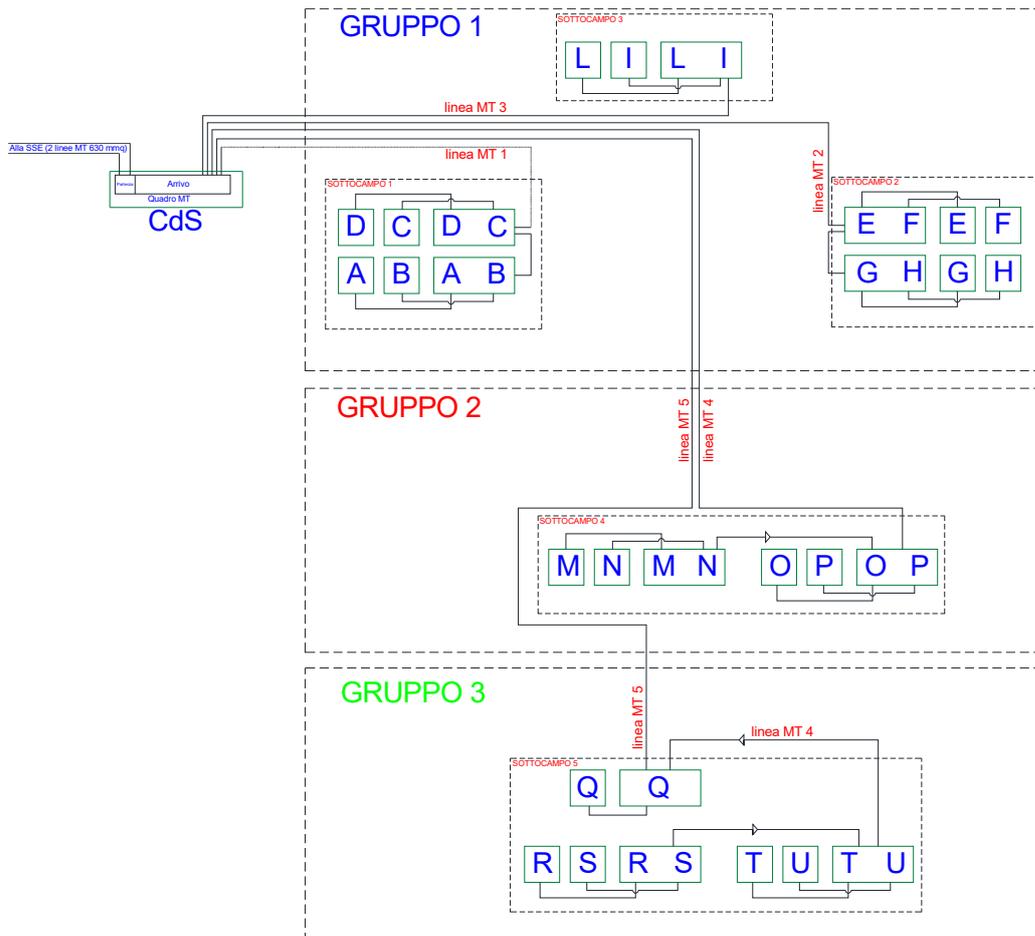
- numero di tracker da 48 moduli installati;
- numero di pannelli installati;
- potenza di picco installata.

IMPIANTO ASCOLI SATRIANO								
Tracker Type	N° Strings/Tracker	N° PV Panels/Tracker	Treacker quantity	Total N° strings	QP tot	Totala N° PV Panels	Peak Power (kWp)	Pn (kW)
Trck 48 PV M	2	48	2.160	4.320		103.680	45.100,80	
Trck 24 PV M	1	24	230	230		5.520	2.401,20	
<b>Total</b>			<b>2.390</b>	<b>4.550</b>	<b>453</b>	<b>109.200</b>	<b>47.502,00</b>	<b>47.500</b>

***Principali caratteristiche impianto e potenza di picco installata***

Si evince quindi che la potenza installata totale di picco dell'impianto sarà pari a 47.502,00 kWp.

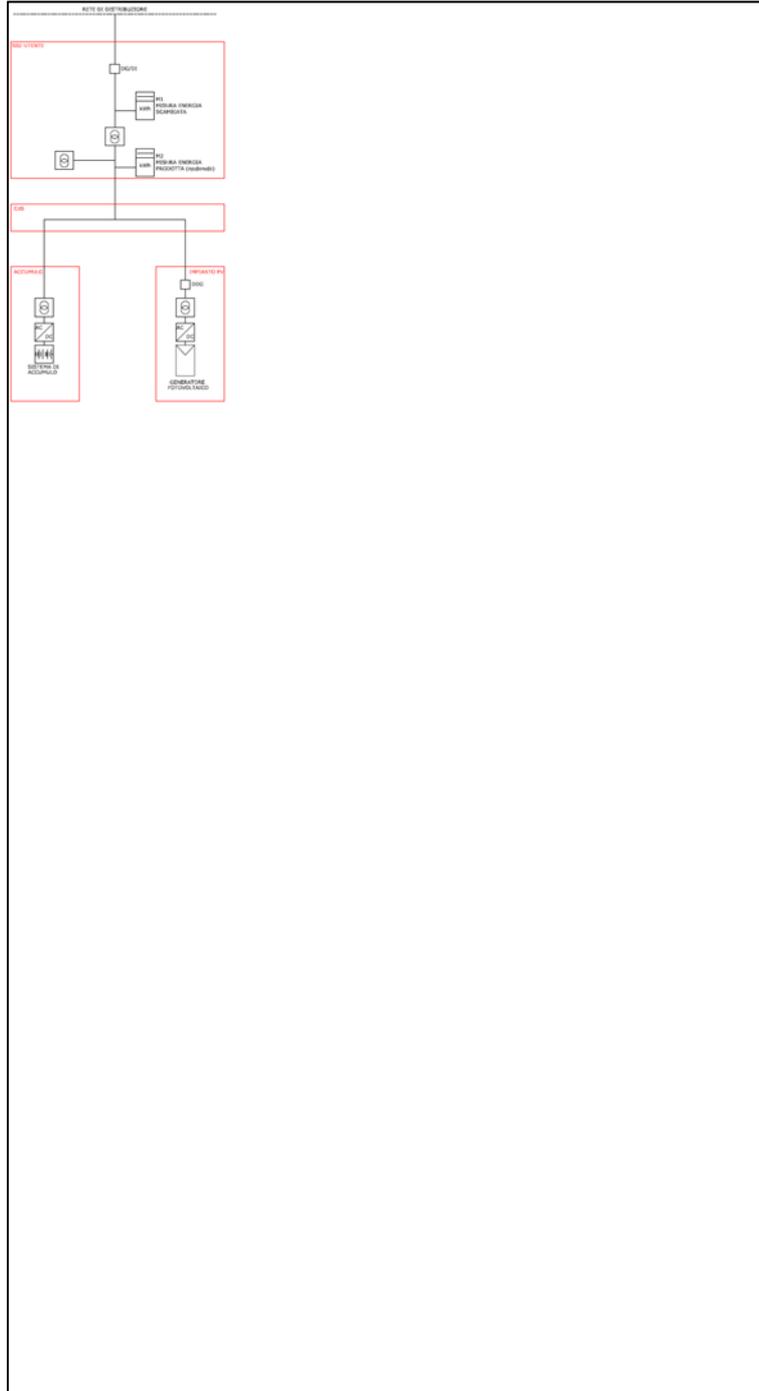
Gruppi di Cabine di Campo, a loro volta, saranno elettricamente collegate in serie, secondo la classica configurazione "in entra-esce", tramite linee MT a 30 kV in cavo interrato. Si formeranno, così, 5 gruppi denominati sottocampi, secondo lo schema sotto riportato.



L'energia di ciascun sottocampo sarà convogliata (sempre tramite linee MT in cavo), nella Cabina di Smistamento (CdS) del tipo MT/MT.

Dalla Cabina di Smistamento l'energia sarà trasportata, tramite linea in cavo MT a 30 kV (costituita da 5 terne di cavi Air-Bag da 630 mmq, di lunghezza pari a circa 1.500 m), nella Sottostazione Elettrica Utente "SSE Renoir".

Nella SSE Renoir avverrà un altro innalzamento di tensione da MT (30 kV) ad AT (150 kV). La SSE Renoir sarà collegata tramite un cavidotto AT a 150 kV, di lunghezza pari a circa 600 m, alle sbarre AT 150 kV della SSE Elce. La SSE Elce è esistente, in esercizio, e direttamente collegata alla (in cavo) ad uno stallo della sezione 150 kV SE Terna di Deliceto a cui è adiacente. Di fatto, quindi, il collegamento alla RTN dell'impianto fotovoltaico con accumulo avverrà alla RTN in AT a 150 kV, tramite la SSE Elce.



**Schema di connessione e dispositivi di protezione**

## **1.20 Trincee e cavidotti**

Gli scavi a sezione ristretta necessari per la posa dei cavi (trincee) avranno ampiezza variabile in relazione al numero di terne di cavi che dovranno essere posate (da 40 a 70 cm), avranno profondità variabile in relazione alla tipologia di cavi che si andranno a posare. Per i cavi BT la profondità di posa sarà di 1 m, per i cavi MT sarà di 1,2 m, per i cavi AT 1,5 m.

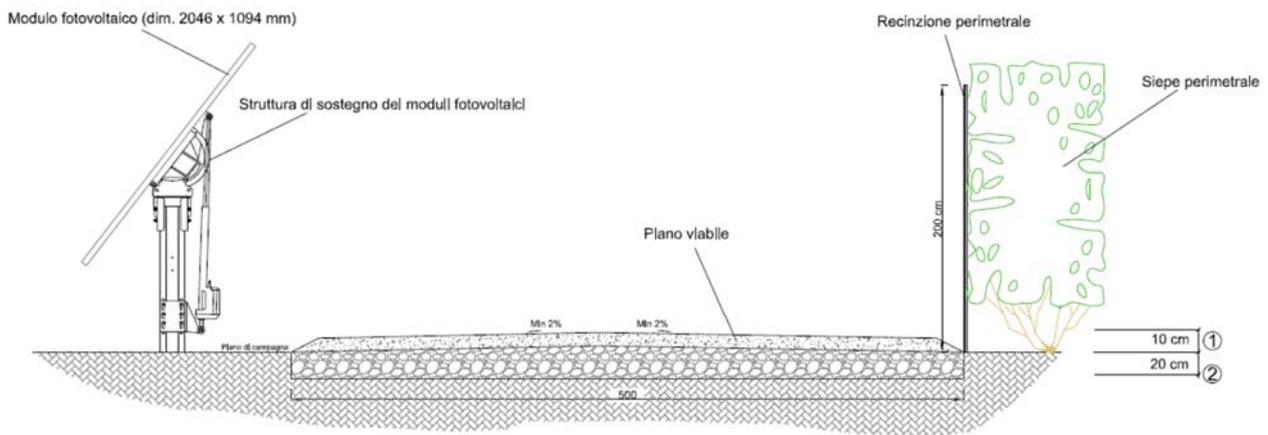
Il percorso sarà ottimizzato in termini di impatto ambientale, intendendo con questo che i cavidotti saranno realizzati, per quanto più possibile, al lato di strade esistenti ovvero delle piste di nuova realizzazione all'interno dell'area di impianto. In particolare la posa dei cavi MT dalla CdS (area impianto fotovoltaico) alla SSE Renoir, e del cavo AT dalla SSE Renoir alla SSE Elce, nel tratto parallelo alla SC Deliceto- Ascoli Satriano, avverrà al di fuori della carreggiata, su terreni privati.

## **1.21 Strade e piste di cantiere**

Allo scopo di consentire la movimentazione dei mezzi nella fase di esercizio saranno realizzate delle strade di servizio (piste) all'interno dell'area di impianto. La viabilità sarà tipicamente costituita da una strada perimetrale interna alla recinzione e da una serie di strade che attraversano trasversalmente le aree di impianto.

Le strade, di ampiezza pari a circa 4 m, saranno realizzate con inerti compattati di granulometria diversa proveniente da cave di prestito saturato con materiale tufaceo fine.

L'inserimento di teli drenanti sottostanti (tessuto non tessuto) faciliterà la rimozione ed il ripristino dei luoghi a fine vita dell'impianto



**VIABILITA' INTERNA PERIMETRALE DA REALIZZARSI EX NOVO**

- 1 - Strato di base; granulometria degli inerti 0 - 2 cm - materiali provenienti da cave di prestito o scavi di cantiere.
- 2 - Strato di fondazione materiale lapideo duro proveniente da cave di prestito (misto cava) granulometria inerti 7-10 cm

Fasi di realizzazione:

- a) scotticamento terreno per uno spessore massimo di cm 20;
- b) posa in opera di stato di cui al punto 2 e rullatura dello stesso con idonee mezzi vibranti;
- c) posa in opera di materiale lapideo fine di cui al punto 1 e successiva rullatura dello strato con idonee mezzi vibranti;

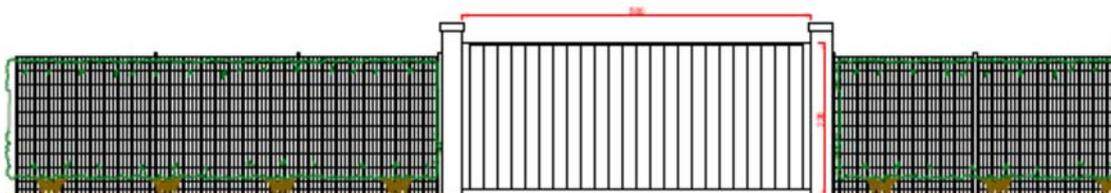
**Tipologico sezione stradale perimetrale impianto**

## 1.22 Recinzione

La recinzione dell'impianto sarà realizzata con pannelli elettrosaldati (o rete) con maglia 50x200 mm, di lunghezza pari a 2 m ed altezza di 2 m, per assicurare un'adeguata protezione dalla corrosione il materiale sarà zincato e rivestito con PVC di colore verde. I pannelli saranno fissati a paletti di acciaio anche essi con colorazione verde. I paletti saranno infissi nel terreno e bloccati da piccoli plinti in cemento (dimensioni di riferimento 40x40x40 cm) completamente annegati nel terreno e coperti con terreno vegetale. Alcuni paletti saranno poi opportunamente controventati.

Alcuni dei moduli elettrosaldati saranno rialzati La recinzione prevede in opportuni punti uno spazio libero in modo da lasciare uno spazio verticale di 30 cm circa tra terreno e recinzione, per permettere il movimento interno-esterno (rispetto l'area di impianto) della piccola fauna.

I cancelli saranno realizzati in acciaio zincato anch'essi grigliati e sostenuti da paletti in tubolare di acciaio.



**Recinzione e cancello**

## 5.1. Siepe perimetrale

Lungo tutto il perimetro di impianto lungo circa 5.200 metri del perimetro dell'area dell'impianto, a ridosso del lato esterno della recinzione, sarà realizzata una siepe costituita **da specie tipiche delle comunità vegetanti di origine spontanea della zona** come previste nel PSR favorendo le piante a fiore (per favorire l'attività di apicoltura e bio monitoraggio) senza escludere in alcuni tratti la coltivazione intensiva dell'ulivo

Il modulo di impianto sarà costituito da un filare di piante di specie autoctone. Altezza massima della siepe: 2,50 metri. Larghezza della siepe: 1 metro. Distanza dalla recinzione perimetrale: 0,5 metri. Sesto d'impianto: come da specifiche agrotecniche.

**Le specie da impiegare saranno: acero campestre (Acer campestre), terebinto (Pistacia terebinthus), pero selvatico (Pyrus pyraster); biancospino comune (Crataegus monogyna) rosa canina (Rosa canina) e pruno selvatico (Prunus spinosa)** unitamente ai tratti dedicati alla cultura intensiva dell'ulivo

Tutte le specie sono state scelte in funzione delle caratteristiche pedoclimatiche dell'area di intervento, con particolare riguardo all'inserimento di specie che presentano una buona funzione schermante, un buon valore estetico (portamento e fioritura) e un'elevata produzione baccifera ai fini faunistici.

La società proponente si farà direttamente carico della realizzazione di detta siepe lungo tutto il perimetro dell'impianto che avrà un duplice scopo.

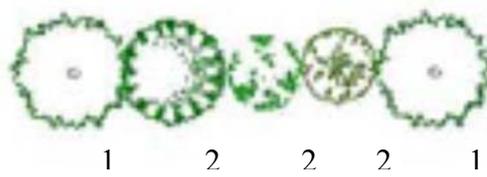
Da una parte offrire uno schermo visivo dell'impianto fotovoltaico, in particolare per gli osservatori che percorrono la Strada Comunale Deliceto Ascoli Satriano e la SR 1.

**Dall'altra quella di "rinaturalizzazione" delle campagne in accordo con le indicazioni della PAC, andando a creare un filare di fascia boscata che costituisce un elemento di salvaguardia dell'ambiente, di conservazione e valorizzazione dell'habitat naturale, di connessione ecologica.** oltre a quanto trattato per l'Apicoltura e bio monitoraggio

**Infatti la vegetazione arborea e arbustiva posta a bordo dei campi o delle strade ha sempre rappresentato una vera e propria «foresta lineare», utile all'uomo (fornisce legna), alla natura (ospita la fauna), al paesaggio e all'agricoltura (esercita un effetto frangivento e costituisce un serbatoio di biodiversità).**

Pensando soprattutto alla funzione naturalistica, le siepi rappresentano un luogo di sicuro rifugio per tutto il periodo riproduttivo della fauna, che generalmente nelle zone di pianura e collina va dai primi di aprile alla fine di giugno. Le siepi sono frequentate e abitate da una quantità

innumerevole di animali e per molti di loro questo è un luogo di riposo o svernamento, mentre per altri diventa punto di caccia per il sostentamento.



1: *acero campestre (Acer campestre)*, *terebinto (Pistacia terebinthus)*, *pero selvatico (Pyrus pyraster)*  
2: *biancospini (Crataegus spp.)*, *rosa canina (Rosa canina)*, *pruno selvatico (Prunus spinosa)*



***Acer campestre (Acer campestre)***



***Terebinto (Pistacia therebintus)***



***Pero selvatico (Pyrus pyraster)***



***Biancospino comune (Crataegus monogyna)***



***Prugnolo (Prunus spinosa)***



***Rosa canina (Rosa canina)***

## **1.23 Sistema di videosorveglianza e di illuminazione**

### **Video sorveglianza**

L'accesso all'area recintata sarà sorvegliato automaticamente da un sistema di Sistema integrato Anti-intrusione composto da:

- N. 121 telecamere TVCC tipo fisso Day-Night, per visione diurna e notturna, con illuminatore a IR, ogni 40 m circa così suddivisi:  
Queste saranno installate su pali in acciaio zincato di altezza pari a m 3,50 ed ancorati su opportuno pozzetto di fondazione porta palo e cavi;
- cavo *alfa* con anime magnetiche, collegato a sensori microfonici, aggraffato alle recinzioni a media altezza, e collegato alla centralina d'allarme in cabina;
- barriere a microonde sistemate in prossimità della muratura di cabina e del cancello di ingresso;
- N.1 badge di sicurezza a tastierino, per accesso alla cabina;
- N.1 centralina di sicurezza integrata installata in cabina.

I sistemi appena elencati funzioneranno in modo integrato.

Il cavo *alfa* sarà in grado di rilevare le vibrazioni trasmesse alla recinzione esterna in caso di tentativo di scavalco o danneggiamento.

Le barriere a microonde rileveranno l'accesso in caso di scavalco o effrazione nelle aree del cancello e/o della cabina. Le telecamere saranno in grado di registrare oggetti in movimento all'interno del campo, anche di notte; la centralina manterrà in memoria le registrazioni.

I badges impediranno l'accesso alla cabina elettrica e alla centralina di controllo ai non autorizzati.

Al rilevamento di un'intrusione, da parte di qualsiasi sensore in campo, la centralina di controllo, alla quale saranno collegati tutti i sopradetti sistemi, invierà una chiamata alla più vicina stazione di polizia e al responsabile di impianto tramite un combinatore telefonico automatico e trasmissione via antenna *gsm*.

### **Illuminazione**

L'impianto di illuminazione sarà costituito da 2 sistemi:

- Illuminazione perimetrale;
- Illuminazione esterno cabina;

Tali sistemi sono di seguito brevemente descritti.

### Illuminazione perimetrale

- Tipo lampada: Proiettori LED, Pn = 250W;
- Tipo armatura: proiettore direzionabile;
- Numero lampade: 242;
- Numero palificazioni: 121;
- Funzione: illuminazione stradale notturna e anti-intrusione;
- Distanza tra i pali: circa 40 m.

### Illuminazione esterno cabine

- Tipo lampade: Proiettori LED - 40W;
- Tipo armatura: corpo Al pressofuso, forma ogivale;
- Numero lampade: 4;
- Modalità di posa: sostegno su tubolare ricurvo aggraffato alla parete. Posizione agli angoli di cabina;
- Funzione: illuminazione piazzole per manovre e sosta.

Il suo funzionamento sarà esclusivamente legato alla sicurezza dell'impianto. Ciò significa che qualora dovesse verificarsi un'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.

**Da quanto appena esposto si può evincere che detto impianto di illuminazione è conforme a quanto riportato all'art.6 della L.R. N.15/05 "Misure urgenti per il contenimento dell'inquinamento luminoso e per il risparmio energetico", ed in particolare al comma 1, lettere a), b), e) ed f).**

## **1.24 Regimazione idraulica**

Per la realizzazione dell'impianto:

- 1) non saranno realizzati movimenti del terreno (scavi o riempimenti);
- 2) le strade perimetrali ed interne saranno realizzate con materiale inerte semi permeabile e saranno mantenute alla stessa altezza del piano di campagna esistente;
- 3) la recinzione sarà modulare con pannelli a maglia elettrosaldata (o rete a maglia sciolta), alcuni moduli saranno rialzati di circa 30 cm rispetto al piano di campagna.

Questi accorgimenti progettuali non genereranno alterazioni piano altimetriche e permetteranno il naturale deflusso delle acque meteoriche. Ad ogni modo, 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.

Le cabine saranno leggermente rialzate rispetto al piano di campagna, tuttavia occuperanno ognuna una superficie di 25 mq (per le 10 Cabine di Campo di dimensione in pianta pari a 10x2,5 m), 15 mq e 37,5 mq per la CdS, e pertanto si ritiene che non possano in alcun modo ostacolare il naturale deflusso delle acque.

### **1.25 Ripristini**

Alla chiusura del cantiere, prima dell'inizio della fase di esercizio dell'impianto, gli eventuali terreni interessati dall'occupazione temporanea dei mezzi d'opera o dal deposito provvisorio dei materiali di risulta o di quelli necessari alle varie lavorazioni, saranno ripristinati fino al ripristino della geomorfologia pre-esistente.

### **1.26 Progettazione esecutiva**

In sede di progettazione esecutiva si dovrà procedere alla redazione degli elaborati specialistici necessari alla cantierizzazione dell'opera, così come previsto dall'art. 33 del Decreto del Presidente della Repubblica 207/2010, ed in particolare come al comma 1:

*“Il progetto esecutivo costituisce la ingegnerizzazione di tutte le lavorazioni e, pertanto, definisce compiutamente ed in ogni particolare architettonico, strutturale ed impiantistico l'intervento da realizzare. Restano esclusi soltanto i piani operativi di cantiere, i piani di approvvigionamenti, nonché i calcoli e i grafici relativi alle opere provvisoriale.*

*Il progetto è redatto nel pieno rispetto del progetto definitivo nonché delle prescrizioni dettate nei titoli abilitativi o in sede di accertamento di conformità urbanistica, o di conferenza di servizi o di pronuncia di compatibilità ambientale, ove previste. Il progetto esecutivo è composto dai seguenti documenti, salva diversa motivata determinazione del responsabile del procedimento ai sensi dell'articolo 15, comma 3, anche con riferimento alla loro articolazione:*

- a) *relazione generale;*
- b) *relazioni specialistiche;*

- c) *elaborati grafici comprensivi anche di quelli delle strutture, degli impianti e di ripristino e miglioramento;*
- d) *ambientale;*
- e) *calcoli esecutivi delle strutture e degli impianti;*
- f) *piano di manutenzione dell'opera e delle sue parti;*
- g) *piano di sicurezza e di coordinamento di cui all'articolo 100 del decreto legislativo 9 aprile 2008, n. 81, e quadro di incidenza della manodopera;*
- h) *computo metrico estimativo e quadro economico;*
- i) *cronoprogramma;*
- j) *elenco dei prezzi unitari e eventuali analisi;*
- k) *schema di contratto e capitolato speciale di appalto;*
- l) *piano particellare di esproprio.*

Il progetto esecutivo dovrà tenere presente le indicazioni qui di seguito riportate.

### **1.26.1 Scelta moduli fotovoltaici**

La scelta dei moduli fotovoltaici sarà effettuata in base alle caratteristiche dimensionali e di potenza individuate nel presente progetto definitivo ed in base all'offerta del mercato al momento della redazione dello stesso progetto esecutivo.

### **1.26.2 Calcoli strutture**

Il dimensionamento delle strutture in c.a. e metalliche, dovrà essere effettuato in conformità a quanto previsto dalla normativa vigente (*D.M. 14 gennaio 2008 - Norme tecniche per le costruzioni*); la documentazione di calcolo dovrà essere depositata secondo quanto previsto dalla *L. R. n° 13/2001 art. 27 (già art. 62 L. R. n° 27/85)*. Il dimensionamento dovrà essere effettuato per le seguenti strutture:

- *Struttura portante (fondazioni, strutture verticali, solai) delle Cabine di Campo, della Cabina di Raccolta del Sistema di Accumulo e della Cabina di Smistamento (se gettate in opera);*
- *Platea di fondazione per il sostegno delle Cabine di Campo, della Cabina di Raccolta del Sistema di Accumulo e della Cabina di Smistamento (quando prefabbricate);*

### **1.26.3 Cronoprogramma esecutivo**

Per la realizzazione dell'opera è previsto il seguente cronoprogramma di massima.

ATTIVITA'	MESI																			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Progetto esecutivo	■	■	■	■	■															
Richiesta e ottenimento autorizzazioni di 2° livello	■	■	■	■	■	■	■													
Contratto BOP					■	■	■													
Ordine e acquisizione materiali in cantiere				■	■	■	■	■	■	■										
Inizio lavori e accantieramento								■												
Costruzione impianto									■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Commissioning																	■	■	■	■
Connessione alla RTN ed entrata in esercizio																				■

In definitiva, è previsto che la costruzione dell'impianto abbia una durata di 10 mesi, la *commissioning* ovvero collaudi e prove abbiano una durata di circa 1 mese, prima della connessione alla RTN.

## 6. INTERFERENZE ED ATTRAVERSAMENTI

Le aree di Impianto, interferiscono con una linea elettrica AT 150 kV per la quale è stata lasciata al di sotto dei conduttori, una fascia di rispetto della larghezza di 25 m (similmente a quanto fatto per l'impianto fotovoltaico esistente adiacente a quello in progetto).

Per l'impianto in progetto quindi, al di sotto dei conduttori elettrici, non è prevista l'installazione di pannelli fotovoltaici o altri manufatti..

Non sono presenti altre interferenze con linee elettriche aeree.

Da una verifica a vista in sito nelle aree di impianto e lungo il percorso del Cavidotto MT, non si evince la presenza di linee di sottoservizi e linea di Telecomunicazione interrata. È previsto inoltre che le società che gestiscono linee interrate **TLC** o altri sottoservizi, partecipino alla Conferenza di Servizi prevista dall'Iter autorizzativo del progetto, e saranno quindi chiamati a segnalare eventuali interferenze con sottoservizi di loro proprietà. Che saranno quindi analizzate caso per caso e risolte secondo le prescrizioni degli enti stessi e comunque seguendo le modalità tecniche di superamento indicate nelle Norme CEI 11-17, allegate al presente documento.

In particolare, le prescrizioni in merito alla coesistenza tra i cavidotti MT-BT e le condutture degli altri servizi del sottosuolo derivano principalmente dalle seguenti norme:

- Norme CEI 11-17 "Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica – Linee in cavo";

- DM 24.11.1984 “Norme di sicurezza antincendio per il trasporto, la distribuzione, l'accumulo e l'utilizzazione del gas naturale con densità non superiore a 0,8”.

Le Norme CEI 11-17 precisano in particolare le distanze minime da mantenere tra i cavidotti MT-BT e le linee di telecomunicazione, le tubazioni metalliche in genere e i serbatoi contenenti liquidi o gas infiammabili, mentre il DM 24.11.1984 si occupa specificatamente della coesistenza tra i cavi di energia in tubazione e le condotte del gas metano.

Consideriamo quindi i seguenti tipi di interferenza:

- 1) coesistenza tra cavi di energia e cavi di telecomunicazione;
- 2) coesistenza tra cavi di energia e tubazioni metalliche;
- 3) coesistenza tra cavi di energia e tubazioni del gas metano;
- 4) coesistenza tra cavi di energia e ferrovie.

La terna di cavi MT, sarà posata all'interno delle trincee e non in tubo. Infatti i cavi, saranno del tipo *ARP1H5(AR)E Air-Bag*, dotati di fabbrica di protezione meccanica allo schiacciamento.

### **Coesistenza tra cavi di energia e cavi di telecomunicazione**

#### **Incroci tra cavi di energia e cavi di telecomunicazione (Norme CEI 11-17)**

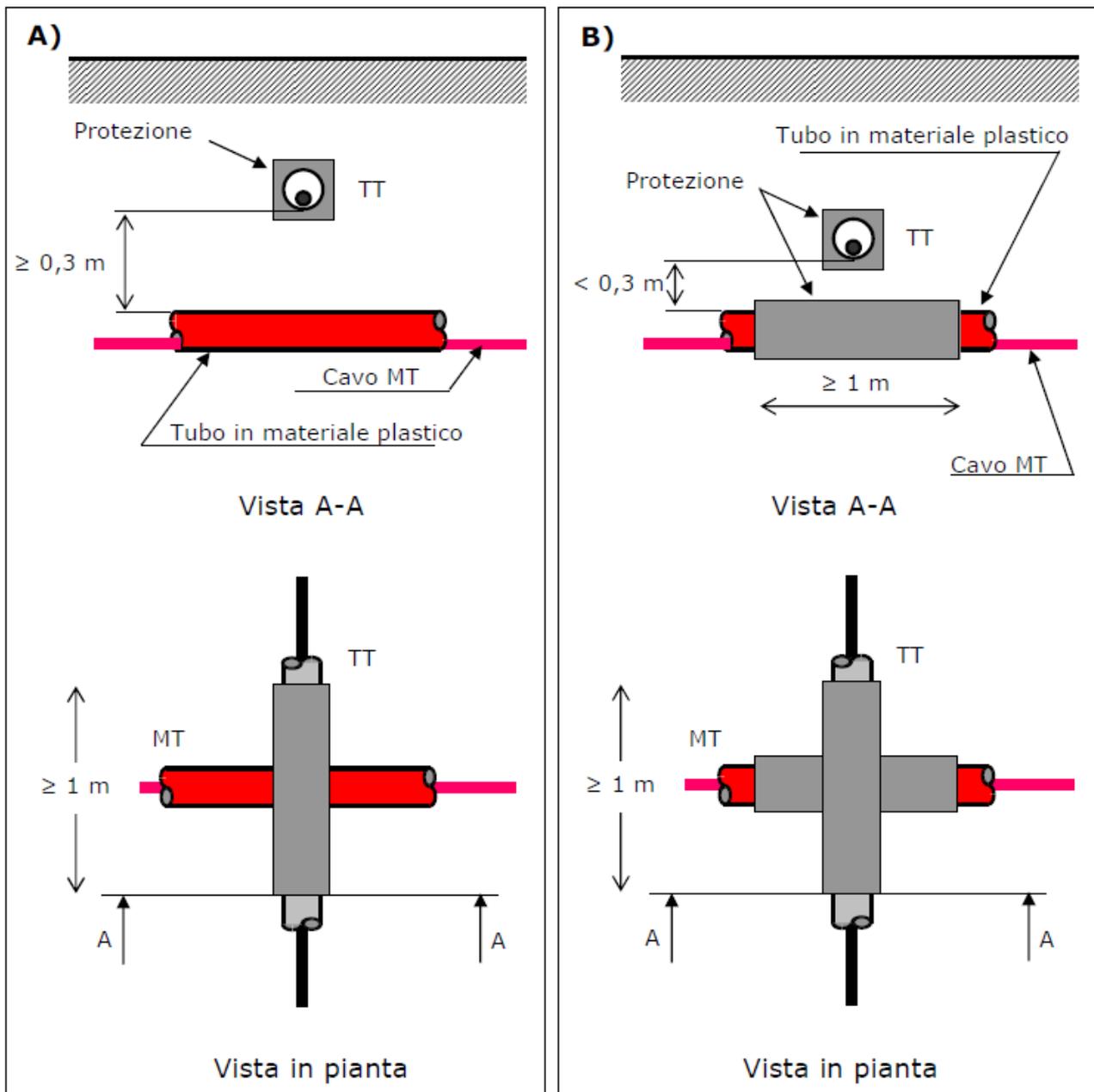
Quando entrambi i cavi sono direttamente interrati, debbono essere osservate le seguenti prescrizioni:

- il cavo di energia deve, di regola, essere situato inferiormente al cavo di telecomunicazione;
- la distanza tra i due cavi non deve essere inferiore a 0,30 m;
- il cavo posto superiormente deve essere protetto, per una lunghezza non inferiore ad 1 m, con un'adeguata protezione meccanica che deve essere disposta simmetricamente rispetto all'altro cavo. Ove, per giustificate esigenze tecniche, non possa essere rispettata la distanza minima sopra indicata, la protezione suddetta deve essere applicata su entrambi i cavi.

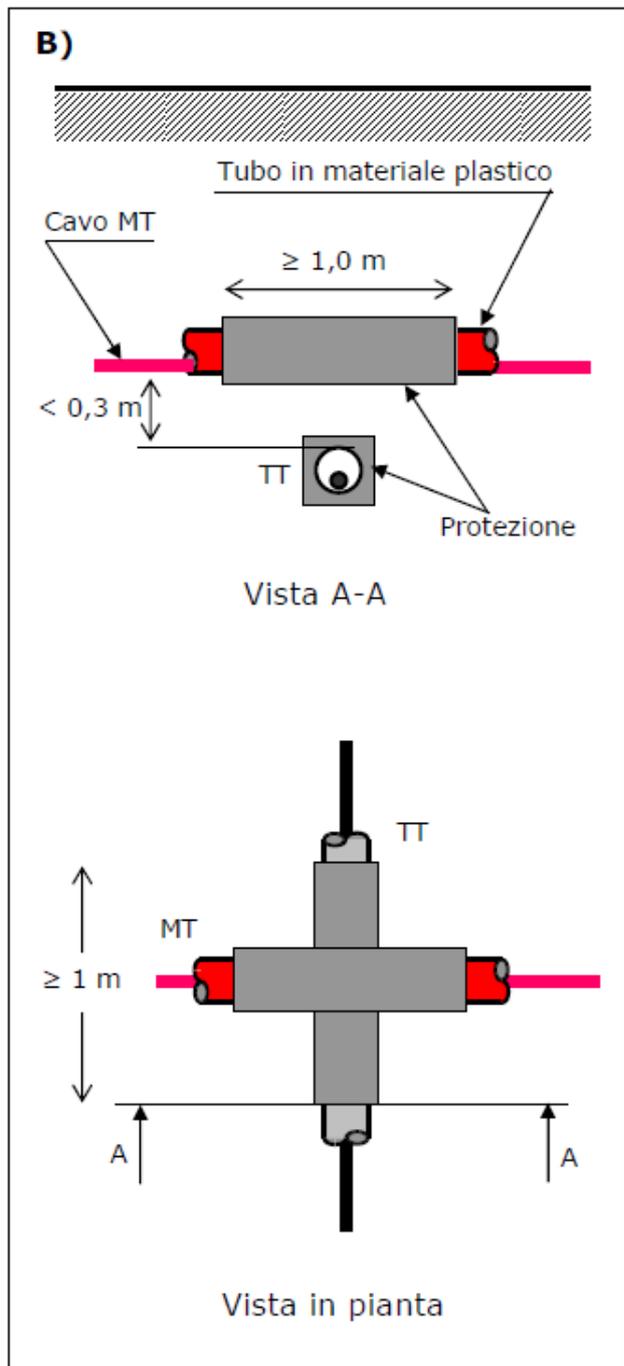
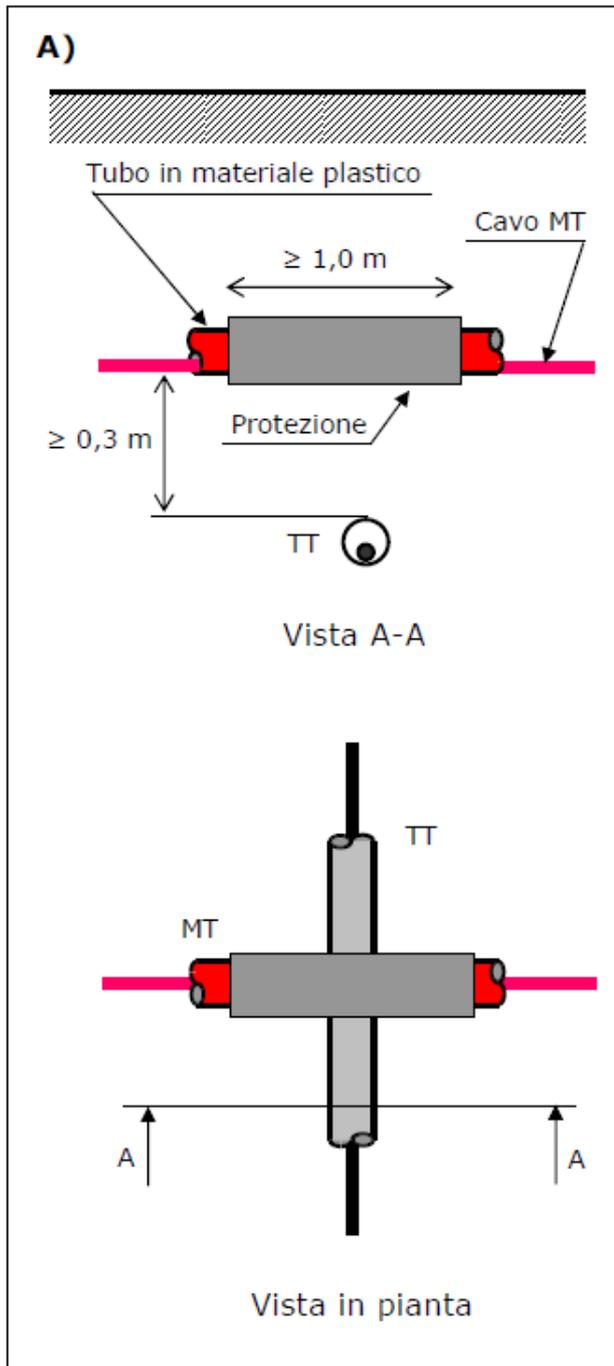
La protezione meccanica di cui sopra deve essere costituita da involucri (cassette o tubi) preferibilmente in acciaio zincato a caldo (Norma CEI 7-6) od inossidabile, con pareti di spessore non inferiore a 2 mm. Sono ammessi involucri protettivi differenti

purche presentino adeguata resistenza meccanica e siano, quando il materiale di cui sono costituiti lo renda necessario, protetti contro la corrosione.

Quando almeno uno dei due cavi e posto dentro appositi manufatti (tubazioni, cunicoli, ecc.) che proteggono il cavo stesso e ne rendono possibile la posa e la successiva manutenzione senza la necessita di effettuare scavi, non e necessario osservare le prescrizioni sopraelencate.



**Incrocio tra cavidotti MT e linee di telecomunicazione (TT): soluzione preferenziale (linea TT sovrappassante)**



**Incrocio tra cavidotti MT e linee di telecomunicazione (TT): soluzione accettabile (linea TT sottopassante)**

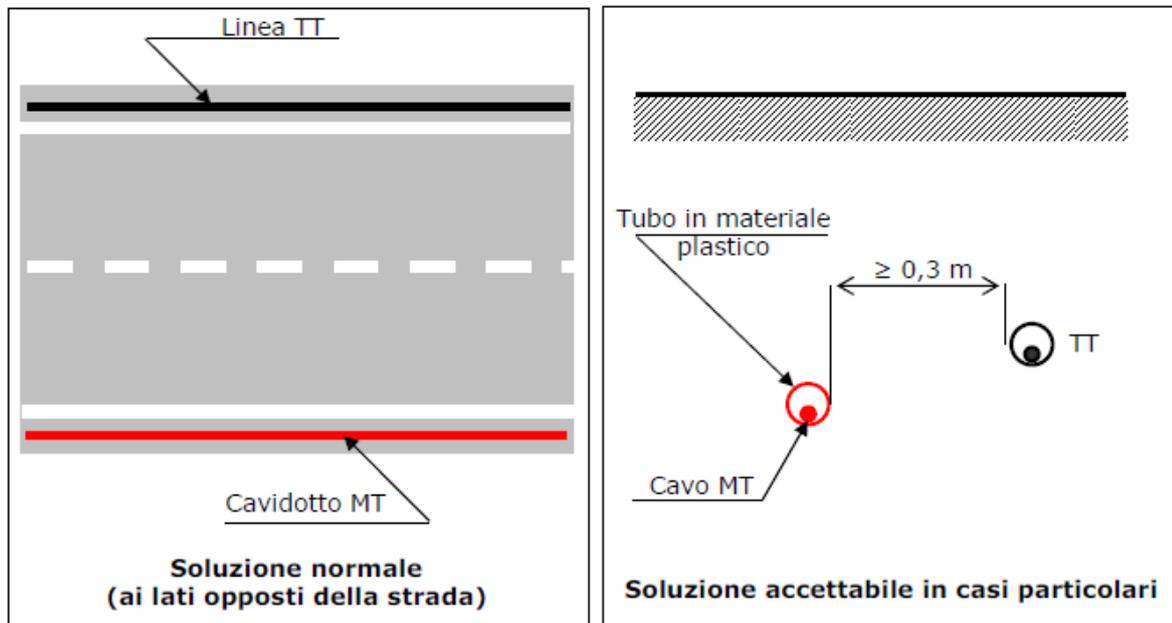
Parallelismo tra cavi di energia e cavi di telecomunicazione (Norme CEI 11-17)

Nei percorsi paralleli, i cavi di energia ed i cavi di telecomunicazione devono, di regola, essere posati alla maggiore possibile distanza tra loro; nel caso per es. di posa lungo la stessa strada, possibilmente ai lati opposti di questa.

Ove per giustificate esigenze tecniche il criterio di cui sopra non possa essere seguito, e ammesso posare i cavi vicini fra loro purché sia mantenuta, fra essi, una distanza minima, in proiezione su di un piano orizzontale, non inferiore a 0,30 m.

Qualora detta distanza non possa essere rispettata, si deve applicare sul cavo posato alla minore profondità, oppure su entrambi i cavi quando la differenza di quota fra essi è minore di 0,15 m, uno dei dispositivi di protezione descritti in precedenza.

Le prescrizioni di cui sopra non si applicano quando almeno uno dei due cavi è posato, per tutta la tratta interessata, in appositi manufatti (tubazioni, cunicoli, ecc.) che proteggono il cavo stesso e ne rendono possibile la posa e la successiva manutenzione senza la necessità di effettuare scavi.



**Parallelismo tra cavidotti MT e linee di telecomunicazione (TT) senza necessità di protezione**

## **Coesistenza tra cavi di energia e tubazioni metalliche**

### **Incroci tra cavi di energia e tubazioni metalliche, interrati (Norme CEI 11-17)**

L'incrocio fra cavi di energia e tubazioni metalliche adibite al trasporto e alla distribuzione di fluidi (acquedotti, oleodotti e simili) o a servizi di posta pneumatica non deve effettuarsi sulla proiezione verticale di giunti non saldati delle tubazioni metalliche stesse. Non si devono avere giunti sui cavi di energia a distanza inferiore a 1 m dal punto di incrocio, a meno che non siano attuati i provvedimenti descritti nel seguito.

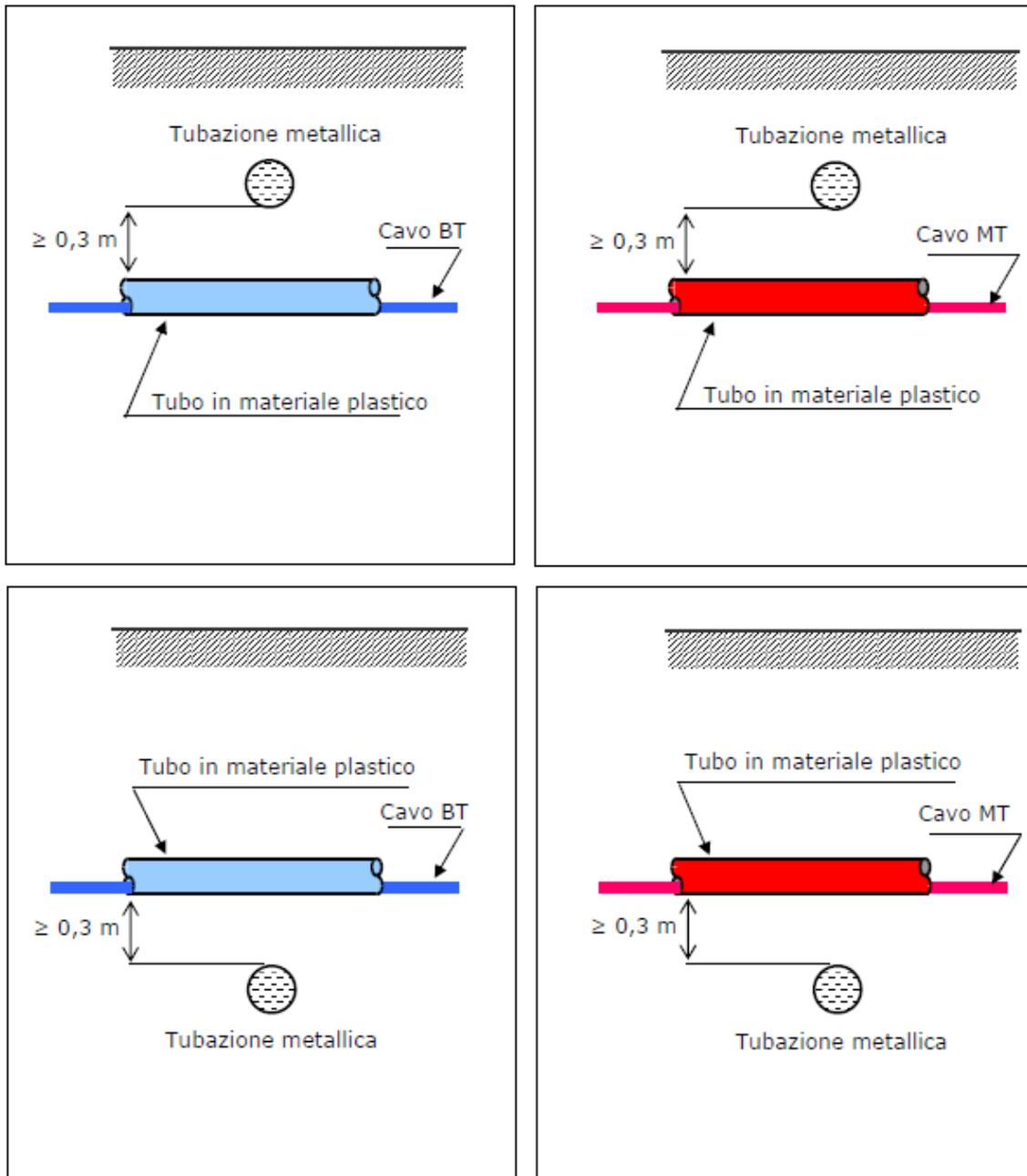
Nessuna particolare prescrizione è data nel caso in cui la distanza minima, misurata fra le superfici esterne di cavi di energia e di tubazioni metalliche o fra quelle di eventuali loro manufatti di protezione, è superiore a 0,50 m. Tale distanza può essere ridotta fino ad un minimo di 0,30 m, quando una delle strutture di incrocio è contenuta in manufatto di protezione non metallico (vedi nota), prolungato per almeno 0,30 m per parte rispetto all'ingombro in pianta dell'altra struttura oppure quando fra le strutture che si incrociano venga interposto un elemento separatore non metallico (per es. lastre di calcestruzzo o di materiale isolante rigido); questo elemento deve poter coprire, oltre alla superficie di sovrapposizione in pianta delle strutture che si incrociano, quella di una striscia di circa 0,30 m di larghezza ad essa periferica.

NOTA. I manufatti di protezione e gli elementi separatori in calcestruzzo armato si considerano non metallici; come manufatto di protezione di singole strutture con sezione circolare possono essere utilizzati collari di materiale isolante fissati ad esse.

Le distanze sopra indicate possono essere ulteriormente ridotte, previo accordo fra gli Enti proprietari o Concessionari, se entrambe le opere sono contenute in manufatti di protezione non metallici.

Prescrizioni analoghe devono essere osservate nel caso in cui non risulti possibile tenere l'incrocio a distanza uguale o superiore a 1 m dal giunto di un cavo oppure nei tratti che precedono o seguono immediatamente incroci eseguiti sotto angoli inferiori a

60° e per i quali non risulti possibile osservare puntualmente le prescrizioni sui “parallelismi” di cui al punto seguente.



***Incroci tra cavidotti MT-BT e ttubazioni metalliche***

**Parallelismi tra cavi di energia e tubazioni metalliche, interrati (Norme CEI 11-17)**

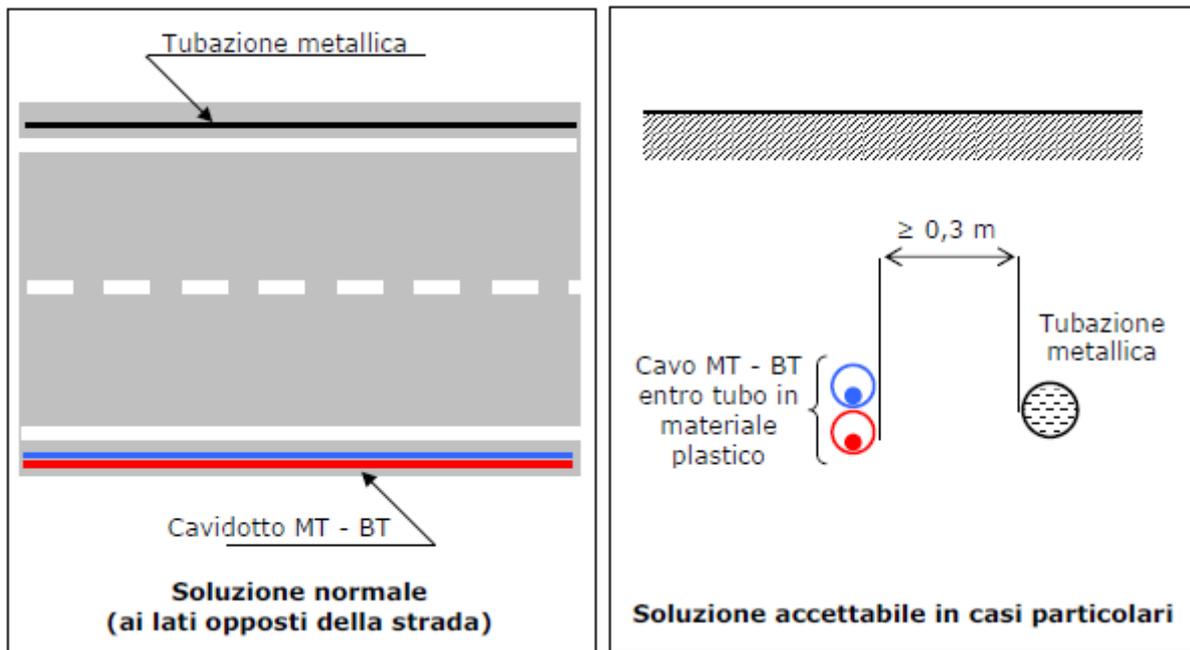
Nei parallelismi i cavi di energia e le tubazioni metalliche devono essere posati alla maggiore distanza possibile fra loro. In nessun tratto la distanza, misurata in proiezione

orizzontale fra le superfici esterne di essi o di eventuali loro manufatti di protezione, deve risultare inferiore a 0,30 m.

Si può tuttavia derogare alla prescrizione suddetta previo accordo fra gli esercenti:

- a) quando la differenza di quota fra le superfici esterne delle strutture interessate è superiore a 0,50 m;
- b) quando tale differenza è compresa tra 0,30 m e 0,50 m, ma si interpongano fra le due strutture elementi separatori non metallici (come precedentemente definiti), nei tratti in cui la tubazione non è contenuta in un manufatto di protezione non metallico.

Non devono mai essere disposti nello stesso manufatto di protezione cavi di energia e tubazioni convoglianti fluidi infiammabili; per le tubazioni per altro uso, tale tipo di posa è invece consentito, previo accordo fra gli Enti interessati, purché il cavo di energia e le tubazioni non siano posti a diretto contatto fra loro. Per quanto applicabile, far riferimento anche alla Norma CEI UNI 70029 “Strutture sotterranee polifunzionali per la coesistenza di servizi a rete diversi – Progettazione, costruzione, gestione e utilizzo – Criteri generali e di sicurezza”.



*Parallelismi tra cavidotti MT-BT e tubazioni metalliche*

## Coesistenza tra cavi di energia e tubazioni del gas metano

La coesistenza tra i cavidotti MT e BT e le tubazioni o serbatoi del gas metano e regolata dalle disposizioni del D.M. 24-11-1984 "Norme di sicurezza antincendio per il trasporto, la distribuzione e l'utilizzazione del gas naturale con densità non superiore a 0,8".

La classificazione delle tubazioni del gas metano è precisata nel seguente prospetto.

PRESSIONE DI ESERCIZIO	CLASSIFICAZIONE
<b>&gt; 5 bar</b>	Tubazione generalmente utilizzate per il trasporto gas dalle zone di produzione a quelle di consumo, per allacciare utenze ubicate in periferia o all'esterno dei nuclei abitati e per costruire reti di distribuzione. Classificate in condotte di: <b>1<sup>a</sup> specie:</b> pressione > 24 bar; <b>2<sup>a</sup> specie:</b> pressione compresa tra 12 e 24 bar inclusi; <b>3<sup>a</sup> specie:</b> pressione compresa tra 5 e 12 bar inclusi;
<b>&lt; 5 bar</b>	Tubazione generalmente utilizzate nella distribuzione urbana. Classificate in condotte di: <b>4<sup>a</sup> specie:</b> pressione compresa tra 1,5 e 5 bar inclusi; <b>5<sup>a</sup> specie:</b> pressione compresa tra 0,5 e 1,5 bar inclusi; <b>6<sup>a</sup> specie:</b> pressione compresa tra 0,04 e 0,5 bar inclusi; <b>7<sup>a</sup> specie:</b> pressione $\leq$ 0,04 bar.
<b>Note:</b> <ul style="list-style-type: none"><li>• S'intendono drenati i metanodotti muniti di sfiato verso l'esterno;</li><li>• Le modalità di realizzazione di eventuali provvedimenti di protezione della tubazione del gas vanno concordate con l'Ente proprietario o concessionario della stessa.</li></ul>	

Va tenuto presente che in genere le tubazioni utilizzate nella distribuzione cittadina sono < 5 bar.

In particolare quelle che si diffondono più capillarmente (e quindi maggiormente presenti) sono quelle di 6a e 7a specie: le prescrizioni relative a queste categorie di tubazioni sono molto generiche e si limitano a richiedere il mantenimento di una distanza tale da consentire gli eventuali interventi di manutenzione su entrambi i servizi interrati. Si ritiene che ciò possa essere conseguito assumendo le prescrizioni indicate dalle Norme CEI 11-17 per la coesistenza tra cavidotti MT-BT e le tubazioni metalliche anche qualora dette condotte del gas metano siano realizzate in polietilene.

## 7. L'AGRO - FOTOVOLTAICO

Come dimostrato anche più avanti nell'**Analisi Costi- Benefici** la realizzazione di un impianto fotovoltaico con Sistema di Accumulo quale quello in progetto, comporta notevoli benefici a livello globale e introiti/ benefici a livello locale che compensano i modesti costi ambientali (costi esterni). La tipologia di impianto proposta, è sottoposta ad una corretta valutazione in relazione alla sottrazione di suolo coltivato che né deriva

**L'impianto in argomento si è posto l'obiettivo di ridurre sostanzialmente l'equazione: Impianto fotovoltaico = sottrazione di suolo all'agricoltura con una proposta agro-fotovoltaica di rilevanza agronomica, reddituale e di specie, unitamente al miglioramento sostanziale dell'area stessa in relazione all'inquinamento da concimazioni chimiche fatte per la coltivazione del Grano come tradizionalmente avviene**

Per ovviare e ridurre in maniera sostanziale questo profilo di criticità è prevista in progetto un'interessante e mirata attività agrosolare condivisa con coltivatori della zona per arrivare ad utilizzare una parte importante della superficie dell'impianto (circa il 50%) con una serie di coltivazioni a rotazione nel rispetto di quanto dettato e richiesto per acquisire la qualifica BIO nell'arco dei tre anni previsti, inserendo tecniche, macchinari e attività di monitoraggio dei parametri agronomici, come previsto nel programma Agricoltura 4.0; il tutto in piena compatibilità con la gestione dei moduli fotovoltaici e dell'impianto di Accumulo e adeguata valenza economica

Per il primo triennio si prevede che la superficie coltivabile all'interno dell'area dell'impianto fotovoltaico, sia così suddivisa:

- 1) CEREALI (grano duro, orzo, avena) 35%
- 2) ORTAGGI (rape) 15%
- 3) ERBE OFFICINALI (Coriandolo) 20%
- 4) LEGUMINOSE (pisello – favino) 20%
- 5) LEGUMINOSE (Lenticchie) 10%

Le suddette percentuali potranno subire in fase operativa leggere modifiche. Terminato il primo triennio si procederà quindi ad una rotazione delle colture secondo dettagliati piani operativi di coltivazione che comunque interesseranno le stesse superfici.

Tra le file di moduli fotovoltaici si vengono a creare dei "corridoi" di larghezza minima pari a 2,8 m e ampiezza massima pari a 4,1 (a seconda della posizione che il modulo fotovoltaico assume nella sua rotazione di inseguimento solare). Inoltre osserviamo che:

- I cavi solari che collegano i moduli corrono su canaline che sono ancorate agli stessi inseguitori monoassiali, sino a raggiungere i quadri di stringa che sono posizionati in testa agli inseguitori.
- Le linee interrate che vanno dai quadri di stringa all'inverter (shelter) centralizzati saranno posate alla profondità di 0,6-0,8 m in modo da non interferire in alcun modo con l'utilizzo agricolo del terreno. Ricordiamo a tal proposito che la semina del grano avviene su sodo e pertanto non necessita di arature profonde.
- Le linee MT dalle Cabine di Campo alla Cabina di Smistamento, corrono al di sotto delle piste (in particolare quelle perimetrali).

In definitiva possono essere facilmente evitate le interferenze dei cavidotti interrati con le piante coltivate.

**Pertanto in relazione a queste caratteristiche dell'impianto fotovoltaico ed alle caratteristiche stesse delle coltivazioni proposte (come meglio esplicitato nella Relazione sull'Agrosolare), queste sono del tutto compatibili con la realizzazione dell'impianto fotovoltaico, e potranno essere implementate sia tra le file di pannelli sostenuti e movimentati dagli inseguitori sia in alcune aree residuali sempre all'interno dell'area recintata.**

Per realizzare questa importante attività la Società proponente siglerà uno specifico accordo con un Soggetto Agricoltore del luogo che si sono mostrati a ciò molto interessati

Rimandando alla specifica trattazione nella Relazione sull'Agrosolare si riassume qui i principali vantaggi che derivano dall'inserire delle coltivazioni all'interno dell'area dell'impianto fotovoltaico (Agrosolare).

- **Abbattimento dei costi di manodopera**, pur incrementando l'occupazione perché si investono sull'Agrosolare i costi che sarebbero stati comunque sostenuti per la manutenzione del verde delle aree dell'impianto;
- **Maggiore competitività sul mercato dei prodotti agricoli** (grazie ai ridotti costi energetici e di manodopera);
- **Minore consumo di acqua** per ridotto livello di evapo-traspirazione, grazie all'ombreggiamento offerto dai pannelli fotovoltaici si realizza minore impatto sia dei raggi solari al suolo, che mitigano anche la temperatura, che di correnti d'aria;
- **Prodotti intrinsecamente biologici** e protetti da azioni di contaminazione; anche in questo caso conseguenza della protezione coprente offerta dai pannelli fotovoltaici;

- **Piena sostenibilità ambientale del piano agricolo** utilizzando mezzi agricoli elettrici e l'energia impiegata sarà totalmente rinnovabile; ad iniziare con semplici macchine agevolatrici, per poi implementare l'utilizzo di macchine elettriche a tutte le coltivazioni praticate;
- **Agricoltura 4.0:** grazie all'integrazione del sistema di monitoraggio all'interno del sistema di acquisizione e trasmissione dati dell'impianto fotovoltaico;
- **Ampliamento delle tipologie di coltivazioni e prodotti** dopo l'esperienza del primo triennio, attraverso l'introduzione di soluzioni strutturali, quali serre indoor e sviluppo di agricoltura biologica. Inoltre l'esperienza del primo triennio consentirà adeguate valutazioni rispetto alle coltivazioni più performanti.

## 8. APICOLTURA E BIOMONITORAGGIO

Ad ulteriore conferma della propria sensibilità ambientale la società proponente l'impianto fotovoltaico introdurrà nell'area di impianto l'installazione di 50 arnie. La presenza di alveari sul sito introduce tre principali benefici:

- 1) Aumento della biodiversità vegetale e animale;
- 2) Produzione di miele di qualità e di origine certificata
- 3) Opportunità di porre in essere un progetto di biomonitoraggio certificato e diffuso alle Autorità ed Enti competenti

Le api con l'**impollinazione** garantiscono alle piante un'alta probabilità di impollinazione aumentando la loro presenza sul territorio e **migliorando** in tal modo **la biodiversità** di un territorio. L'aumento della presenza vegetale porta direttamente ad un aumento di altre specie di insetti, volatili e mammiferi che si nutrono di quelle piante, e quindi in generale ad un miglioramento dell'ecosistema. Nel caso specifico l'installazione degli alveari sarà associata **alla piantumazione di piante nettariifere lungo il perimetro dell'impianto**, ovvero di specie vegetanti di origine spontanea nella zona (pero selvatico, biancospino, prugnolo, rosa canina), la cui crescita e proliferazione sarà favorita dalla presenza degli alveari, **con vantaggi in termini di rinaturalizzazione delle campagna, aumento della biodiversità e miglioramento dell'ecosistema, ma anche paesaggistici.**

Le parti dell'arnia contenente il **miele** da estrarre saranno trasferite in un laboratorio di smielatura, qui si provvederà ad estrarre il miele con smielatori a centrifuga. Il miele estratto subirà un processo di maturazione naturale e infine verrà confezionato per la distribuzione e vendita. Tipicamente si avranno due raccolte una in maggio (millefiori primaverile) e l'altra in

settembre (millefiori estivo). **Il miele prodotto sarà di qualità, venduto in barattoli con un'etichetta che ne certificherà le caratteristiche e l'origine.**

Il **biomonitoraggio** si intende il monitoraggio dell'inquinamento mediante organismi viventi. Le api sono un ottimo bioindicatore poiché hanno un corpo peloso che trattiene le polveri, una riproduzione elevata, effettuano numerose ispezioni al giorno, campionano il suolo, la vegetazione acqua e aria, abbiamo una moltitudine di indicatori per alveari, sono organizzate socialmente secondo regole ripetitive e codificate.

Un alveare contiene mediamente 50.000 api, di cui 10.000 sono le raccoglitrici. Ognuna di queste visita ogni giorno mille fiori. Ogni alveare compie 10 milioni di micro prelievi ogni giorno, in un'area definita sul raggio medio di volo delle api pari a 7 kmq. Tutto ciò che le api campionano in ambiente viene stoccato in un unico punto l'alveare, luogo di misura del biomonitoraggio.

**Analizzando le api e il miele sarà possibile condurre due tipi di indagini riconducibili entrambe allo stesso scopo: misurare il grado di qualità ambientale presente nell'area di impianto.** La ricerca principale avrà l'obiettivo principale di rilevare le tracce antropiche presenti nell'area di studio. Saranno rilevati il tenore dei metalli pesanti, IPA (Idrocarburi policiclici aromatici), diossine e qualsiasi altro tipo di particolato sia presente sul corpo delle api. Per rilevare la presenza di questi inquinanti saranno catturate alcuni esemplari di api bottinatrici prima del loro rientro in alveare con cadenza mensile da aprile a settembre. Ogni campione di api raccolto sarà immediatamente riposto in un recipiente sterile ed avviato al laboratorio di analisi.

A margine della ricerca sugli inquinanti, analizzando, con cadenza quindicinale al microscopio il miele giovane contenuto all'interno dell'alveare sarà possibile identificare e contare le proporzioni di pollini presenti al suo interno (**analisi melissopalinoologica**). I dati estrapolati dall'analisi melissopalinoologica saranno messi in rapporto per estrapolare gli indici di biodiversità. Tutta l'attività di biomonitoraggio sarà condotta in partnership con **l'Università cattolica di Piacenza** (dott.ssa Ilaria Negri) che assicurerà, fra l'altro la **validità scientifica dei dati e dell'analisi effettuata.**

A margine della realizzazione del progetto di apicoltura e biomonitoraggio saranno organizzate visite, incontri e divulgazione dei dati raccolti presso gli istituti scolastici della zona.

## 9. COSTI E BENEFICI

Per considerare correttamente la convenienza derivante dalla realizzazione del Progetto proposto dal punto di vista territoriale, si riporta una comparazione dei principali e più rilevanti benefici / costi dell'intervento su due diverse scale di applicabilità:

- (i) locale (considerando solo i flussi di benefici e *costi esterni* che si verificano localmente),
- (ii) globale.

### 9.1 Costo di produzione dell'energia da fonte fotovoltaica - LCOE

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 LevelizedCOst of Electricity*) e dei *Costi Esterni* al perimetro dell'impresa sull'ambiente e sulla salute.

Il valore medio europeo del LCOE (*LevelizedCOst of Electricity*) del fotovoltaico nel 2018 è stato stimato in 68,5 €/MWh per gli impianti commerciali e in 58,8 €/MWh per quelli utility scale, in calo sul 2017 rispettivamente del 12,7% e del 7,6% (Fonte: Irex Report di Althesys, 2019).

Per il calcolo del LCOE si tengono in conto (i) i costi industriali di realizzazione dell'impianto, (ii) i costi finanziari, (iii) i costi operativi e di manutenzione dell'impianto che si ripetono annualmente. Inoltre tale valore tiene in conto anche del tasso di rendimento netto (depurato dall'inflazione), che remunera il capitale dell'investimento iniziale.

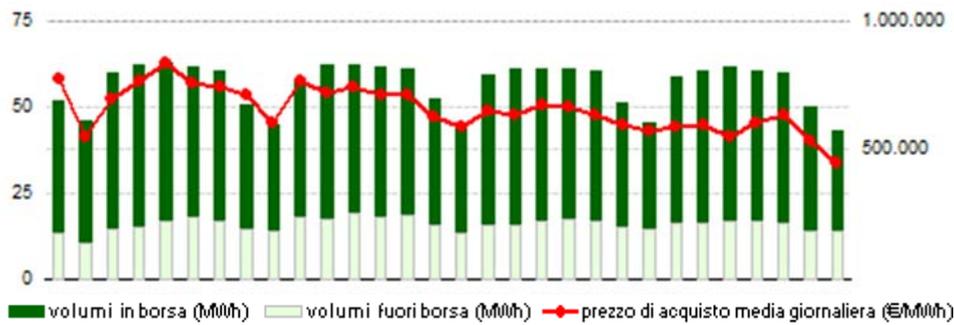
In definitiva il valore del LCOE tiene in conto anche la remunerazione della società che detiene l'impianto.

Per l'impianto in esame del tipo utility scale è evidente che l'LCOE è in realtà più basso rispetto alla media europea poiché 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.

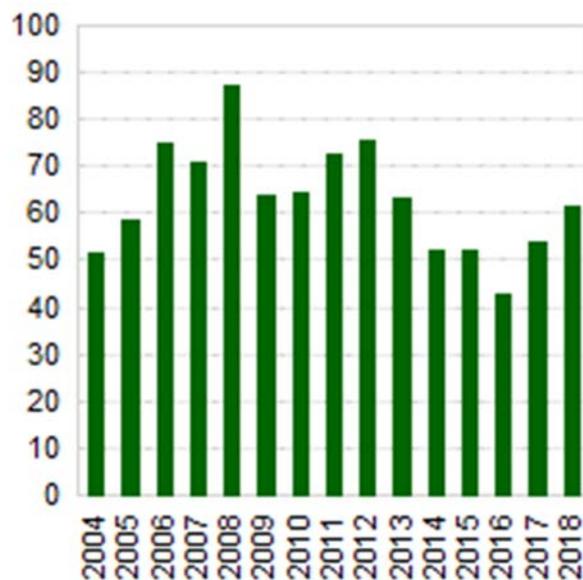
Analizziamo di seguito qual è il prezzo di vendita (medio) dell'energia in Italia, per paragonarlo con LCOE della produzione di energia da fonte solare fotovoltaica. Verificheremo che il prezzo di vendita è paragonabile al costo di produzione. A tal proposito riportiamo l'andamento grafico del prezzo di vendita dell'energia (PUN – Prezzo Unico Nazionale) in Italia nel mese di maggio 2019 (Fonte: sito internet Gestore Mercato Elettrico, gme.it)

€/MWh

MWh



E ancora l'andamento del PUN nel periodo 2004-2018



*PUN (Prezzo medio di vendita dell'energia in Italia) in €/MWh – fonte gme.it*

Dai grafici si evince che è stata ormai raggiunta la cosiddetta “*gridparity*” per il fotovoltaico, ovvero 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 2018 è infatti superiore a 60 €/MWh a fronte di un LCOE medio per il fotovoltaico che è inferiore a 59 €/MWh.

I dati sopra riportati, ovviamente fluttuanti tanto per il prezzo dell'energia, quanto per i costi di costruzione, confermano una tendenza e giustificano quanto sopra

## 9.2 Costi Esterni

Per quanto visto al paragrafo precedente è evidente, che l'LCOE, considera costi industriale e finanziari, ma non considera i “costi esterni” generati dalla produzione di energia da fonte solare fotovoltaica.

**La produzione di energia da fonti convenzionali fossili (carbone, petrolio, gas naturale) genera come noto un problema di natura ambientale che stimola ormai da decenni la ricerca di soluzioni alternative, in grado di far fronte ai futuri crescenti fabbisogni energetici in modo sostenibile, ovvero con impatti per quanto più possibile limitati sull'ambiente.**

L'elemento strategico per un futuro sostenibile è certamente il maggior ricorso alle energie rinnovabili, le quali presentano la caratteristica della “rinnovabilità”, ossia della capacità di produrre energia senza pericolo di esaurimento nel tempo, se ben gestite; esse producono inoltre un tipo di energia “pulita”, cioè con minori emissioni inquinanti e gas serra. Tra queste il solare fotovoltaico, a terra o sui tetti, sembra essere al momento una delle tecnologie rinnovabili più mature con costi di produzione sempre più competitivi e vicini a quelli delle fonti fossili convenzionali.

Tuttavia anche il solare fotovoltaico, come d'altra parte tutte le energie rinnovabili ha il suo costo ambientale. I costi ambientali non rientrano nel prezzo di mercato e pertanto non ricadono sui produttori e sui consumatori, ma vengono globalmente imposti alla società, ovvero si tratta **esternalità negative o diseconomie**. Tali costi sono tutt'altro che trascurabili e vanno identificati e stimati in ogni progetto.

Nella seconda metà degli anni Novanta del secolo scorso è stato sviluppato dall'Unione Europea un progetto denominato ExternE (Externalities of Energy), con l'obiettivo di sistematizzare i metodi ed aggiornare le valutazioni delle esternalità ambientali associate alla produzione di energia, con particolare riferimento all'Europa e alle diverse tecnologie rinnovabili. Il progetto in questione è basato su una metodologia di tipo bottom-up, la Impact Pathway Methodology, per valutare i costi esterni associati alla produzione di energia. La metodologia del progetto ExternE, definisce prima gli impatti rilevanti e poi ne dà una quantificazione economica.

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

1. **Sottrazione di suolo, in particolare sottrazione di superfici coltivabili;**
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.

**Inoltre nella quantificazione dei costi esterni si dà anche una quantificazione monetaria:**

- Alle emissioni generate nella costruzione dei componenti di impianto;
- Ai 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;
- Ai residui ed emissioni nella fase di esercizio degli impianti (rumore, campi elettromagnetici, generazione di olii esausti);
- Ad eventi accidentali quali incidenti durante l'esercizio dell'impianto e incidenti sul lavoro durante la costruzione.

Lo Studio ExternE iniziato nella seconda metà degli anni Novanta, ha un ultimo aggiornamento del 2005. Successivamente altri studi sono stati redatti ed hanno stimato i costi esterni degli impianti fotovoltaici, in tabella riportiamo i dati sintetici di stima secondo diversi studi che hanno trattato l'argomento. In questi studi si cerca di dare quantificazione monetaria ad aspetti (emissioni e residui generati, rischio di incidenti, eventi accidentali) difficilmente monetizzabili, questo spiega la disparità di valori finali rilevati, e che comunque riportiamo ed utilizziamo, poiché comunque costituiscono un riferimento attendibile.

	<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>

Nel prosieguo, pertanto assumeremo che il **Costo Esterno** prodotto dall'impianto fotovoltaico oggetto dello Studio è di **7,5 € per MWh prodotto, ritenendo peraltro questo valore ampiamente conservativo (oltre che prossimo ai risultati dello studio più aggiornato)**

### 9.3 Benefici globali

La produzione di energia da fonti rinnovabili genera degli indubbi benefici su scala globale dovuti essenzialmente alla mancata emissione di CO<sub>2</sub> ed altri gas che emessi in atmosfera sono nocivi per la salute umana, oltre ad essere una delle principali cause del cosiddetto cambiamento climatico. **I costi esterni evitati per mancata produzione di CO<sub>2</sub>, tengono in conto le esternalità imputabili a diversi fattori collegate:**

- ai cambiamenti climatici: da una minore produzione agricola;
- ad una crescita dei problemi (e quindi dei costi) sanitari per i cittadini;
- dalla minor produttività dei lavoratori;
- dai costi di riparazione dei danni ambientali generati da fenomeni meteo climatici estremi.

**Uno studio dell'Università di Stanford pubblicato nel 2015 ha fissato il "costo sociale" (o costo esterno) di ogni tonnellata di CO<sub>2</sub> emessa in atmosfera in 220 dollari. Valore ben superiore al volare di 37 \$/t di CO<sub>2</sub> (pari a circa 33 €/t di CO<sub>2</sub>), che gli USA utilizzano come riferimento per ponderare le proprie strategie di politica energetica ed indirizzare le azioni di mitigazione climatica.**

Il protocollo di Kyoto ha indicato, tra l'altro, ai Paesi sottoscrittori la necessità di creare dei mercati delle emissioni di CO<sub>2</sub> (Carbon Emission Market). Il primo mercato attivo è stato quello europeo chiamato EU ETS (European Emission Trading Scheme), esso è il principale strumento adottato dall'Unione europea per raggiungere gli obiettivi di riduzione della CO<sub>2</sub> nei principali settori industriali e nel comparto dell'aviazione. Il sistema è stato introdotto e disciplinato nella legislazione europea dalla Direttiva 2003/87/CE (Direttiva ETS), ed è stato istituito nel 2005.

Il meccanismo è di tipo *cap&trade* ovvero fissa un tetto massimo complessivo alle emissioni consentite sul territorio europeo nei settori interessati (*cap*) cui corrisponde un equivalente numero "quote" (1 ton di CO<sub>2</sub>eq. = 1 quota) che possono essere acquistate/vendute su un apposito mercato (*trade*). Ogni operatore industriale/aereo attivo nei settori coperti dallo schema deve "compensare" su base annuale le proprie emissioni effettive (verificate da un soggetto terzo indipendente) con un corrispondente quantitativo di quote. La contabilità delle

compensazioni è tenuta attraverso il Registro Unico dell'Unione mentre il controllo su scadenze e rispetto delle regole del meccanismo è affidato alle Autorità Nazionali Competenti (ANC).

Le quote possono essere allocate a titolo oneroso o gratuito. Nel primo caso vengono vendute attraverso aste pubbliche alle quali partecipano soggetti accreditati che acquistano principalmente per compensare le proprie emissioni ma possono alimentare il mercato secondario del carbonio. Nel secondo caso, le quote vengono assegnate gratuitamente agli operatori a rischio di delocalizzazione delle produzioni in Paesi caratterizzati da standard ambientali meno stringenti rispetto a quelli europei (c.d. carbon leakage o fuga di carbonio). Le assegnazioni gratuite sono appannaggio dei settori manifatturieri e sono calcolate prendendo a riferimento le emissioni degli impianti più "virtuosi" (c.d. benchmarks, prevalentemente basati sulle produzioni più efficienti).

**Indipendentemente dal metodo di allocazione, il quantitativo complessivo di quote disponibili per gli operatori (cap) diminuisce nel tempo imponendo di fatto una riduzione delle emissioni di gas serra nei settori ETS: in particolare, al 2030, il meccanismo garantirà un calo del 43% rispetto ai livelli del 2005.**

L'EU ETS, in tutta Europa, interessa oltre 11.000 impianti industriali e circa 600 operatori aerei. In Italia sono disciplinati più di 1.200 soggetti che coprono circa il 40% delle emissioni di "gas serra" nazionali.

**I diritti europei per le emissioni di anidride carbonica, in pratica i "permessi ad inquinare", sono stati scambiati nel 2018 ad un prezzo medio di 15,43 €/t CO<sub>2</sub>, come chiaramente indicato nella tabella sotto. I prezzi di aggiudicazione ottenuti dall'Italia sono i medesimi degli altri Stati membri aderenti alla piattaforma comune europea**

Tabella 4: Proventi d'asta mensili per l'Italia nel 2018 da quote EUA

Anno	Mese	Quote collocate Italia	Prezzo d'aggiudicazione IT €/tCO2	Proventi italiani €
2018	gennaio	7.667.000	€ 8,36	€ 64.117.030
	febbraio	8.364.000	€ 9,33	€ 78.057.030
	marzo	8.364.000	€ 11,27	€ 94.227.430
	aprile	9.061.000	€ 13,19	€ 119.558.025
	maggio	6.273.000	€ 14,89	€ 93.391.030
	giugno	8.364.000	€ 15,18	€ 126.972.490
	luglio	9.758.000	€ 16,26	€ 158.637.200
	agosto	4.158.000	€ 18,61	€ 77.369.985
	settembre	7.667.000	€ 21,74	€ 166.694.520
	ottobre	9.758.000	€ 19,49	€ 190.169.480
	novembre	9.061.000	€ 18,77	€ 170.061.030
	dicembre	4.862.500	€ 20,74	€ 100.846.180
<b>Totale</b>		<b>93.357.500</b>	<b>€ 15,43</b>	<b>€ 1.440.101.430</b>

*Prezzo medio ponderato delle EUA (European Union Allowances) nel 2018  
(Fonte GSE – Rapporto Annuale aste di quote europee di emissione)*

Tuttavia tale valore è destinato sicuramente a salire in relazione a situazioni contingenti (Brexit), ma anche, come detto in considerazione che il meccanismo stesso prevede una diminuzione nel tempo (fino a 2030) di quote disponibili per gli operatori (cap).

In relazione a questi fatti già nell'aprile del 2019 l'EUA è salito a 26,89 €/t CO<sub>2</sub>, ed è intuibile che questo valore cresca. **E' evidente, inoltre, che il valore dell'EUA costituisca una indicazione oggettiva del costo esterno associato all'emissione di CO<sub>2</sub> in atmosfera.**

Sulla base delle considerazioni sopra esposte possiamo considerare **sempre a titolo conservativo e prudentiale**, valido il valore di **33 €/t di CO<sub>2</sub> emessa in atmosfera come costo esterno** (ovvero il costo utilizzato negli USA) da prendere in considerazione per la valutazione dei benefici (globali) introdotti dalla mancata emissione di CO<sub>2</sub> per ogni kWh prodotto da fonte fotovoltaica.

Sulla base del mix di produzione energetica nazionale italiana, ISPRA (Istituto Superiore per la Protezione e Ricerca Ambientale) in uno studio del 2015, valuta che la sostituzione di un kWh prodotto da fonti fossili con uno prodotto da fonti rinnovabili consente di evitare l'emissione di **554,6 g 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 considerazione dei dati sopra riportati, in definitiva possiamo considerare che per ogni kWh prodotto dall'impianto fotovoltaico 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 di Ascoli Satriano ha una potenza installata di 47.502,00 kWp e una produzione annua netta attesa di circa 1.806 kWh/kWp.

In pratica, la produzione annua si attesta su circa:

**85.790.000 kWh**

Con beneficio annuo per mancata emissione di CO<sub>2</sub> pari a:

$$85.790.000 \text{ kWh} \times 0,018 \text{ €/kWh} = 1.544.220 \text{ €/anno}$$

Questo dato va confrontato con il costo esterno di 7,5 €/MWh (0,0075 €/kWh), e quindi complessivamente per l'impianto in studio di:

$$85.790.000 \text{ kWh} \times 0,0075 \text{ €/kWh} = 643.425 \text{ €/anno}$$

**Il risultato che deriva da quanto sopra rappresenta il vero coefficiente di convenienza che indica un rapporto fra *BENEFICI / COSTI* di 2,4**

**Altri benefici globali o meglio non locali, peraltro difficilmente quantificabili in termini monetari, almeno per un singolo impianto, sono:**

- 1) La riduzione del prezzo dell'energia elettrica. Negli anni il prezzo dell'energia elettrica è sceso per molte cause: calo della domanda (dovuta alla crisi economica), calo del prezzo dei combustibili, aumento dell'offerta. La crescita di eolico e fotovoltaico con costi marginali di produzione quasi nulli ha contribuito ad abbassare i prezzi sul mercato dell'energia, portando a forti riduzioni del PUN. Ricordiamo a tal proposito che per l'impianto in progetto non sono previsti incentivi statali (impianto in *grid parity*);

- 2) Riduzione del *fuelrisk* e miglioramento del mix e della sicurezza nazionale nell'approvvigionamento energetico. La crescente produzione da fonti rinnovabili comporta una minore necessità di importazione di combustibili fossili, riducendo la dipendenza energetica dall'estero;
- 3) Altre esternalità evitate. La produzione di energia da combustibili fossili comporta oltre alle emissioni di CO<sub>2</sub>, anche l'emissione di altri agenti inquinanti NH<sub>3</sub>, NO<sub>x</sub>, NMVOC, PM e SO<sub>2</sub>, che generano aumento delle malattie, danni all'agricoltura, e agli edifici, che generano ulteriori costi esterni, ovvero costi sociali, evitabili con un diverso mix energetico;
- 4) Altre ricadute economiche dirette. La realizzazione di impianti quali quello in progetto generano un valore aggiunto per tutta la catena del valore della filiera nelle fasi di finanziamento dell'impianto (banche, compagnie assicurative, studi legali, fiscali, notarili), realizzazione dei componenti (ad esempio inverter, strutture di sostegno dei moduli), progettazione, installazione, gestione e manutenzione dell'impianto ed ovviamente anche nella produzione di energia;
- 5) Altre ricadute economiche indirette. La crescita di una filiera comporta un aumento di PIL e quindi di ricchezza pubblica e privata del Paese, con effetti positivi sui consumi, sulla creazione di nuove attività economiche e nei servizi.

**Infine, è proficuo rammentare che la realizzazione dell'impianto fotovoltaico in progetto è in linea con quanto definito nella SEN (Strategia Energetica Nazionale). La SEN si pone come obiettivi al 2030:**

- l'aumento della competitività del Paese allineando i prezzi energetici a quelli europei;
- il miglioramento della sicurezza nell'approvvigionamento e nella fornitura dell'energia;
- la decarbonizzazione del sistema di approvvigionamento energetico.

È evidente che un ulteriore sviluppo delle energie rinnovabili costituisce uno dei punti principali (se non addirittura il principale) per il conseguimento degli obiettivi del SEN. Benché l'Italia abbia raggiunto con largo anticipo gli obiettivi rinnovabili del 2020, con una penetrazione del 17,5% sui consumi già nel 2015, l'obiettivo indicato nel SEN è del 28% al 2030. In particolare le rinnovabili elettriche dovrebbero essere portate al 48-50% nel 2030, rispetto al 33,5% del 2015. Il SEN propone di concentrare l'attenzione sulle tecnologie rinnovabili mature, quali il fotovoltaico,

il cui LCOE è vicino al *market parity*, che dovranno essere sostenute non più con incentivi alla produzione ma con sistemi che facilitino gli investimenti.

In definitiva tralasciando gli aspetti strategici legati alla produzione di energia rinnovabile all'interno del territorio nazionale, che pure è un aspetto che produce effetti benefici per la comunità nazionale, così come ampiamente evidenziato nella SEN, nella tabella seguente si riportano in sintesi Costi Esterni e Benefici globali, sopra stimati.

Costi/Benefici Globali			Produzione annua energia		Quantificazione annua
Costi esterni ( <i>ExtErnalities</i> )	7,50	€/MWh	85.790	MWh	€ 643.425,00
Benefici globali: mancata emissione CO2	18,00	€/MWh	85.790	MWh	€ 1.544.220,00

In conclusione, è evidente che la realizzazione dell'impianto fotovoltaico in progetto comporterebbe dei benefici globali ben superiori al costo esterno generato dalla stessa realizzazione dell'impianto.

## 9.4 Benefici locali

A fronte dei benefici globali sopra individuati e quantificati dobbiamo considerare, d'altra parte, che i costi esterni sono sopportati soprattutto dalla Comunità e dall'area in cui sorge l'impianto, dal momento che gli impatti prodotti dall'impianto fotovoltaico sono esclusivamente locali.

Vediamo allora quali sono le contropartite *economiche* del territorio a fronte dei costi esterni sostenuti.

Innanzitutto il Comune di Ascoli Satriano, in cui è prevista l'installazione dell'impianto, percepirà in termini di IMU un introito annuale stimabile in circa (valori medi) 4.000,00 € per ogni ettaro occupato dall'impianto e quindi complessivamente:

$$72,5 \text{ ha} \times 4.000,00 \text{ €/ha} = 290.000,00 \text{ €/anno}$$

I proprietari dei terreni percepiranno mediamente (valore stimato sulla base di dati medi per i terreni della zona) da altri impianto 2.500,00 € per ogni ettaro occupato dall'impianto per la cessione del diritto di superficie, e quindi:

$$72,5 \text{ ha} \times 2.500,00 \text{ €/ha} = 181.250,00 \text{ €/anno}$$

L'attività di gestione e manutenzione dell'impianto è stimata essere di 10.000,00 €/MWp ogni anno. Assumendo cautelativamente che solo il 20% (2.000,00 €/MWp) sia appannaggio di imprese locali (sorveglianza, tagli del verde, piccole opere di manutenzione), stimiamo cautelativamente un ulteriore vantaggio economico per il territorio di:

$$47,50 \text{ MW} \times 2.000,00,00 \text{ €/MWp} = 95.000,00 \text{ €/anno}$$

Per quanto concerne i costi di costruzione dell'impianto e delle relative opere di connessione si stima un costo di 520.000,00 €/MWp. Considerando, ancora in maniera conservativa, che il 20% (104.000,00 €/MWp) sia appannaggio di imprese locali, abbiamo complessivamente un introito di:

$$47,50 \text{ MW} \times 104.000,000 \text{ €/MWp} = 4.940.000,00 \text{ €}$$

Non considerando (conservativamente) alcun tasso di attualizzazione e dividendo semplicemente per 20 anni (durata presunta del periodo di esercizio dell'impianto), abbiamo:

$$4.940.000,00/20 / 20 \text{ anni} = 247.000,00 \text{ €/anno}$$

**In pratica consideriamo un introito diretto ed ulteriore per il Territorio di circa 740.750,00 euro ogni anno per 20 anni.**

In definitiva abbiamo la seguente quantificazione **prudenziale** dei benefici locali.

	<b>BENEFICI LOCALI</b>
IMU	290.000,00 €/anno
Diritto di superficie a proprietari dei terreni	181.250,00 €/anno
Manutenzione impianto	95.000,00 €/anno
Lavori di costruzione	247.000,00 €/anno
<b>TOTALE</b>	<b>813.250 €/anno</b>

In tabella è riportato il confronto tra la quantificazione dei costi esterni, benefici locali, benefici locali, ribadendo peraltro che i benefici globali e locali sono sicuramente sottostimati.

<b>COSTI ESTERNI</b>	<b>BENEFICI GLOBALI</b>	<b>BENEFICI LOCALI</b>
<b>643.410 €/anno</b>	<b>900.795,00€/anno</b>	<b>813.250,00 €/anno</b>

È evidente dalle stime effettuate che:

- **Sia i benefici globali che i benefici locali sono superiori ai costi esterni dimostrando la validità e l'opportunità della proposta progettuale fatta.**

## **10. RIPRISTINO DELLO STATO DEI LUOGHI**

Terminata la costruzione, i terreni eventualmente interessati dall'occupazione temporanea dei mezzi d'opera o dal deposito provvisorio dei materiali di risulta o di quelli necessari alle varie lavorazioni, saranno ripristinati.

Nel dettaglio tali operazioni interesseranno le seguenti superfici:

- Area principale di cantiere: ripristino di tutta la superficie interessata;
- Altre superfici: aree interessate dal deposito dei materiali rivenienti dagli scavi e dai movimenti materie;

**Le operazioni di ripristino consisteranno in:**

- Rimozione dei pannelli e strutture di sostegno e di ogni struttura accessoria installata
- Rimozione opere in calcestruzzo
- Rimozione delle strutture prefabbricate (cabine)
- Rimozione strade

Particolare cura si osserverà per:

## **11. PIANO DI DISMISSIONE DELL'IMPIANTO E RIPRISTINO DEI LUOGHI**

Il Piano di Dismissione e Ripristino dei luoghi è il documento che ha lo scopo di fornire una descrizione di tutte le attività e relativi costi, da svolgersi a "*fine vita impianto*", per riportare lo stato dei luoghi alla condizione *ante-operam*.

Per la trattazione specifica si rimanda la documento "*Relazione di dismissione impianto fotovoltaico a fine vita*".

## 12. MODALITÀ DI SMALTIMENTO DEI COMPONENTI DELL'IMPIANTO A FINE VITA

Il presente paragrafo ha lo scopo di illustrare le modalità di smaltimento di tutti i componenti dell'Impianto, raggiunta la fine vita dello stesso, quindi a valle della sua dismissione.

### 12.1 Moduli fotovoltaici

In linea generale gli elementi che compongono l'impianto fotovoltaico sono composti da materiali riciclabili in una proporzione che **oscilla fra l'80% e il 90%**, con punte che sfiorano il 96% per i pannelli solari a base di silicio. Inoltre, gli elementi che non vengono riutilizzati sono, comunque, rifiuti considerati non pericolosi o a basso impatto ambientale.

Con il D.Lgs n. 49 del 14 marzo 2014 "Attuazione della direttiva 2012/19/UE sui rifiuti di apparecchiature elettriche ed elettroniche (RAEE)" che sostituisce in parte il D.Lgs. 151/2005, i pannelli fotovoltaici dismessi entrano a far parte delle tipologie di **RAEE** domestici e professionali.

L'art. 4 dello stesso D.Lgs, definisce i "*rifiuti derivanti dai pannelli fotovoltaici*". La classificazione avviene in funzione della potenza nominale dell'impianto di provenienza:

- se di potenza nominale inferiore a 10 KW sono considerati "**RAEE domestici**" e potranno essere conferiti presso i centri di raccolta comunale istituiti ai sensi del DM 8 aprile 2008 successivamente integrato e modificato dal DM 13 maggio 2009;
- se provenienti da impianti la cui potenza nominale è superiore o uguale a 10 KW saranno considerati "**RAEE professionali**", e dovranno essere conferiti presso impianti privati o pubblici autorizzati al trattamento di RAEE ai sensi del D.Lgs 152/2006.

Ai fini della loro classificazione, nel rispetto delle disposizioni dell'Allegato D alla parte IV del D.Lgs 152/2006, si potranno attribuire i **CER 20.01.36** se di provenienza domestica, **CER 16.02.14** se di provenienza professionale, fermo restando l'eventuale presenza di sostanze pericolose che imporrebbero la classificazione a rifiuti pericolosi.

Il procedimento che porta al riciclo del pannello solare si articola nei seguenti passaggi:

- **Scomposizione:** le parti fisiche e strutturali – come il telaio, i cavi di connessione e la scatola di giunzione, sono smontati e separati;
- **Selezione:** tutti i materiali che compongono il modulo centrale vengono passati a cernita, così da selezionarne, tramite tecnologie a laser e a vibrazione, alcuni parti,
- **Raffinamento dei silicon flakes:** i cosiddetti 'fiocchi di silicio' – derivanti da una combinazione di silicio, lastre EVA, semiconduttori e metalli – vengono trattati, con un

sistema meccanico e termico, in modo tale da essere successivamente riutilizzati per costruire nuovi pannelli solari;

Nel caso specifico del progetto in esame, ci troviamo di fronte ad un **RAEE professionale**, essendo la potenza dell'impianto superiore a 10 kW.

Quindi i pannelli fotovoltaici che dovessero accidentalmente o dolosamente subire un danneggiamento, verranno sostituiti con pannelli nuovi e il pannello/i danneggiato/i, saranno consegnati, tramite soggetti autorizzati, ad un impianto di trattamento che risulti iscritto nell'elenco del Centro di Coordinamento RAEE. Il Centro di Coordinamento RAEE eseguirà poi lo smaltimento secondo i dettami di legge sopra sinteticamente descritti.

Sarà cura della società proprietaria dell'impianto affidarsi a Centri autorizzati che eseguano correttamente lo smaltimento del rifiuto.

## **12.2 Olio contenuto all'interno delle vasche di raccolta degli Shelter**

Gli Shelter dove troveranno alloggio i trasformatori, sono dotati sin dalla produzione di fabbrica di vasca per la raccolta dell'olio accidentalmente sversato. Questa, come riportato nella Relazione Antincendio allegata al progetto, è ampiamente in grado di contenere tutto l'olio del trasformatore.

Per il calcolo del volume di olio si è proceduto nel seguente modo:

- Densità olio: 872 kg/m<sup>3</sup>
- Massa olio: 1,6 tonnellate
- Volume olio:  $1.600 \text{ (kg)} / 872 \text{ (kg/m}^3\text{)} = 1,83 \text{ mc}$
- Considerando una maggiorazione del volume pari al 20%:  $1,83 \times 1,2 = \mathbf{2,20 \text{ mc}}$

Per la verifica della capacità del bacino di contenimento si è misurato il volume utile della vasca sottostante il container prefabbricato in corrispondenza della sezione di trasformazione, locale Trafo. Tale volume è quello realmente occupabile dal liquido combustibile (olio):

$$(3,29 \times 2,43 \times 0,305) = \mathbf{2,44 \text{ mc}}$$

Si evince che essendo  $2,44 \text{ mc} > 2,20 \text{ mc}$ , il bacino di contenimento è verificato.

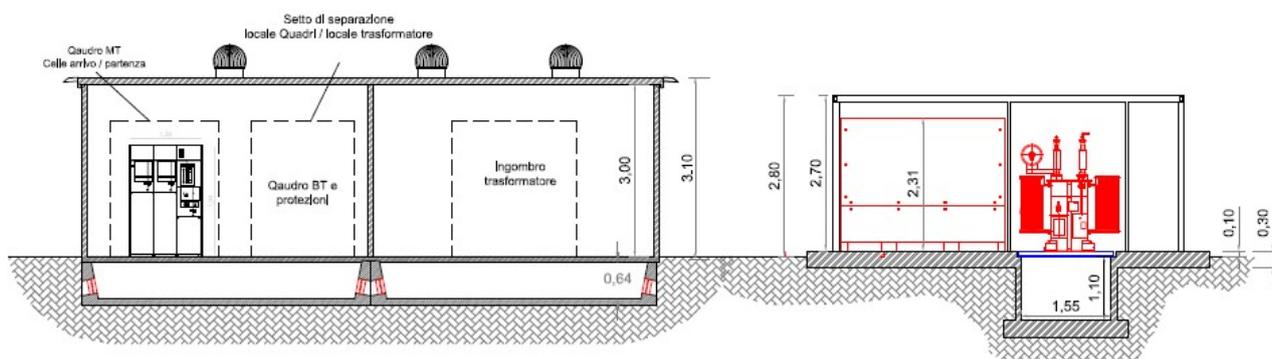
Inoltre si prevede di realizzare al di sotto dello Shelter e sempre in corrispondenza del vano trasformatore, una ulteriore vasca di contenimento dell'olio, interrata e realizzata con cemento

armato gettato in opera, rivestito con opportuno materiale impermeabilizzante ed isolante, con volume di circa 2,5 mc. La struttura sarà quindi tale da evitare qualsiasi possibilità di danneggiamento della stessa e quindi sversamento dell'olio raccolto verso l'esterno e/o nel sottosuolo (v. immagine sotto).

**In caso di rottura quindi, l'olio sarà raccolto dalla vasca da ditta specializzata che provvederà al suo smaltimento secondo i dettami di legge.**

L'olio dei trasformatori è classificato con codice CER 1303301-130306-130307 a seconda che si tratti rispettivamente di Olio isolate contenente PCB<sup>(\*)</sup>, Olio isolante clorurato, Olio isolante non clorurato. Tuttavia si prevede di usare olio **esente da PCB** come previsto dalle vigenti normative.

*(\*) Con il termine generico **PCB** (policlorobifenile) si intende una famiglia di 209 composti chimici, chiamati congeneri. La prima sintesi di laboratorio del PCB risale al 1867 ma solo a partire dal 1929 venne avviata la produzione mondiale, che durò fino alla metà degli anni '80, quando cioè vennero emanate le prime leggi per la restrizione di utilizzo del PCB a causa dell'estrema pericolosità per l'uomo e l'ambiente.*



**Sezione trasversale Cabina di Campo e Shelter di conversione-trasformazione**

### 12.3 Batterie tampone

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.

**Le pile e gli accumulatori esausti sono quindi considerati rifiuti dalla legislazione italiana, alcuni di questi vengo addirittura considerati rifiuti pericolosi.** Il produttore del rifiuto ha l'obbligo di assegnare al rifiuto prodotto un codice CER. Di seguito riportiamo un breve elenco delle pile più comuni con il codice CER, “\*” indica codici di rifiuti pericolosi:

- Accumulatori UPS, gruppi di continuità per pc e server “CER 160213\*\*”
- Pile e batterie di ogni tipo di piccole dimensione al Piombo (Pb) “CER 160601\*\*”
- Pile e batterie di ogni tipo di piccole dimensione al Nichel CADMIO (Ni/Cd) “CER 160602\*\*”
- Pile e batterie di ogni tipo di piccole dimensione contenenti mercurio (Hg) “CER 160603\*\*”
- Pile e batterie di ogni tipo di piccole dimensione alcaline (Zn/MnO<sub>2</sub>) “CER 160604”

Nel caso del progetto in esame, tutte le batterie delle apparecchiature facenti parte dell'impianto fotovoltaico, esaurito il loro ciclo di funzionamento e quindi raggiunta la “*fine vita*”, **saranno smontate dai loro utilizzatori e smaltite secondo le vigenti normative, conferendole in centri specializzati per il loro smaltimento.**

### 13. Deposito rifiuti

#### **Fase di realizzazione**

Durante la realizzazione dell'impianto, parte dell'area logistica di cantiere, sarà adibita allo stazionamento di più cassoni scarrellabili per la raccolta differenziata dei rifiuti. In particolare, a seconda dei regolamenti Comunali vigenti, ogni cassone sarà utilizzato per raccogliere un determinato materiale. Ad avvenuto riempimento degli stessi, una ditta specializzata provvederà al ritiro degli cassoni e quindi al conferimento del loro contenuto, a discarica autorizzata o ad impianto di recupero.

Si prevede quindi:

- 1 cassone per carta e cartone;
- 1 cassone per materiali metallici vari;
- 1 cassone per materiale plastico;
- 1 cassone per rifiuti RAEE;
- 2 contenitori più piccoli uno per materiale organico uno per rifiuti indifferenziati.

#### **Fase di esercizio**

Durante la fase di esercizio dell'impianto, e in particolare durante le fasi di manutenzione, tutti i materiali da destinare a rifiuto, saranno immediatamente smaltiti di volta in volta in centri di raccolta a seconda della loro tipologia. ***Non è pertanto previsto accumulo o deposito di materiale.***

## 14. STRUTTURE PREFABBRICATE RIMOVIBILI

Durante la fase di realizzazione dell'impianto, nell'area logistica di cantiere, è prevista l'installazione di strutture prefabbricate da adibire a:

- Uffici per il personale tecnico;
- Spogliatoi;
- Bagni con docce in numero commisurato alla forza lavoro ed in ottemperanza a quanto stabilito dal D.Lgs 81/08;
- Locali da adibire a mensa.

L'area logistica sarà inoltre dotata di fornitura elettrica di cantiere ed i bagni/docce saranno collegati ad opportuno sistema di smaltimento delle acque nere/bianche.

Per la realizzazione del cavidotto esterno MT per il collegamento dell'impianto alla Stazione Elettrica Utente, trattandosi di cantiere mobile, verranno utilizzati, per le necessità fisiologiche del personale addetto alla costruzione del cavidotto, bagni chimici rimovibili, che saranno periodicamente svuotati ed igienizzati.

Durante la fase di esercizio dell'impianto non è prevista all'interno dell'impianto, la presenza continuativa di personale, per cui non saranno realizzati servizi igienici.

Per eventuali attività di manutenzione straordinaria di maggiore durata, l'impianto fotovoltaico sarà dotato di appositi bagni chimici rimovibili.

## 15. INQUINAMENTO DELLA FALDA

In relazione al possibile inquinamento della falda acquifera durante le fasi di costruzione o esercizio dell'impianto in progetto, si precisa che:

- i pali di sostegno delle strutture di supporto dei moduli, saranno direttamente infissi nel terreno, quindi senza l'utilizzo di malte cementizie potenzialmente fonte di inquinamento del terreno;
- le sottofondazioni delle Cabine in magrone, saranno realizzate su fondo roccioso non poroso, utilizzando teli di tessuto non tessuto utili ad evitare lo sversamento al suolo del calcestruzzo prima della sua maturazione.
- Nella fase di esercizio non ci sono attività che prevedono sversamento di materiali inquinanti e non inquinanti. Per quanto attiene sversamenti accidentali dell'olio dei trasformatori si è detto nel paragrafo precedente, è evidente che la presenza di ben due vasche di contenimento escludono che l'olio possa, anche solo in piccole quantità, riversarsi sul piano di campagna.

*L'assetto stratigrafico e strutturale del Tavoliere permette l'esistenza di tre unita acquifere principali (Maggiore et al., 1996).*

#### Acquifero fessurato profondo

*Situato in corrispondenza del substrato carbonatico prepliocenico del Tavoliere, esso costituisce l'unita acquifera più profonda. Le masse carbonatiche sepolte ospitano un esteso corpo idrico, localizzato a diverse profondità e collegato lateralmente alle falde idriche del Gargano e delle Murge. L'interesse per questo acquifero è, tuttavia, limitato alle zone dove il substrato si trova a profondità inferiori a qualche centinaio di metri, vale a dire in prossimità della fascia pedegarganica del Tavoliere e lungo il bordo ofantino delle Murge.*

*La circolazione idrica sotterranea è fortemente condizionata dai caratteri strutturali ed in particolare dalla presenza delle numerose faglie che determinano direttrici di flusso preferenziali, nonché dalle caratteristiche idrauliche dell'acquifero che variano da zona a zona in funzione dello stato di fratturazione e carsismo della roccia.*

#### Acquifero poroso profondo

*È costituito dai diversi livelli sabbiosi intercalati nella formazione plio-pleistocenica delle "Argille suappennine". I livelli acquiferi sono costituiti da corpi discontinui di forma lenticolare, localizzati a profondità variabili tra i 150 m e i 3000 m dal piano campagna, il cui spessore non supera le poche decine di metri. Nelle lenti più profonde, si rinvencono acque connate, associate a idrocarburi, che si caratterizzano per i valori piuttosto elevati della temperatura (22-26°C) e per la ricorrente presenza di H<sub>2</sub>S. La falda è ovunque in pressione e presenta quasi sempre caratteri di artesianita. La produttività dei livelli idrici, pur essendo variabile da luogo a luogo, risulta sempre molto bassa con portate di pochi litri al secondo.*

#### Acquifero poroso superficiale

*Corrisponde agli interstrati sabbioso-ghiaiosi dei depositi marini e continentali di età Pleistocene superiore-Olocene che ricoprono con notevole continuità laterale le sottostanti argille. Più dettagliatamente, le stratigrafie dei numerosi pozzi per acqua realizzati in zona, evidenziano l'esistenza di una successione di terreni sabbioso-ghiaioso-ciottolosi, permeabili ed acquiferi, intercalati da livelli limo-argillosi a minore permeabilità.*

*Questi, tuttavia, non costituiscono orizzonti separati ma idraulicamente interconnessi e danno luogo ad un unico sistema acquifero. In linea generale, si può affermare che i sedimenti più permeabili prevalgono nella zona di monte mentre, procedendo verso la costa, si fanno più*

frequenti ed aumentano di spessore le intercalazioni limoso-sabbiose che svolgono il ruolo di acquitardo. Essendo le modalità di deflusso della falda fortemente influenzate da tali caratteristiche, risulta che l'acqua circola in condizioni freatiche nella fascia pedemontana ed in pressione nella zona medio-bassa, assumendo localmente il carattere di artesianita (Cotecchia, 1956). Nell'alimentazione della falda superficiale, un contributo importante, oltre che dalle precipitazioni, proviene dai corsi d'acqua che solcano il Tavoliere. Per quanto riguarda la produttività dell'acquifero poroso superficiale, si è ormai ben lontani dalla condizione di acque freatiche segnalata da Colacicco (1951) con portate emungibili dell'ordine di 40-50 l/s. Attualmente, infatti, le portate di emungimento sono spesso così esigue (1-3 l/s) da rendere necessario l'utilizzo di vasche di accumulo. Lo stato attuale della falda risulta, pertanto, di gran lunga differente rispetto a cinquanta anni fa. L'introduzione in Capitanata di colture fortemente idroesigenti, intensificatasi agli inizi degli anni settanta, ha portato alla perforazione di un gran numero di pozzi (circa 3000 nel solo territorio comunale di Cerignola) che attingono alla falda idrica sotterranea. Il massiccio attingimento ha comportato un progressivo esaurimento della falda ed innescato, contestualmente, un processo di degrado qualitativo per le acque sotterranee. In corrispondenza del sito di progetto i livelli idrici descritti non sono presenti (falda dell'acquifero poroso superficiale) oppure si trovano a profondità significativa in rapporto alle caratteristiche dimensionali delle opere da realizzare ed alle loro modalità di funzionamento (falda dell'acquifero fessurato profondo ed acquifero poroso profondo). È stato invece riconosciuto un livello idrico locale contenuto nell'orizzonte di alterazione delle argille subappennine. Questa falda ha una potenza, estensione ed una produttività molto ridotta ed è sostenuta dalla parte non alterata del substrato argilloso calabriano. La sua piezometrica la cui geometria risente anche delle irregolarità del letto dell'orizzonte di alterazione, in corrispondenza dei siti di progetto, si rinviene ad alcuni metri dal p.c.

Per quanto sopra detto quindi, in relazione al tipo di attività da svolgere e alle modalità costruttive dell'impianto fotovoltaico nonché alle caratteristiche della falda, si esclude che l'attività di realizzazione ed esercizio dell'impianto fotovoltaico in progetto possa generare inquinamento della falda acquifera stessa, interagendo con essa. ***Non vi sarà dunque alcuna interazione tra le opere e gli interventi di progetto e il suo livello idrico.***